



Материалы
X Всероссийской
научно-практической конференции

НЕФТЯНАЯ СМЕНА ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО!

2–3 мая 2024 г.

Красноярск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

НЕФТЯНАЯ СМЕНА ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО!

Материалы X Всероссийской научно-практической конференции

Красноярск, 2–3 мая 2024 г.

Красноярск
СФУ
2025

УДК 622.323/.324(08)
ББК 33.361я43
Н584

Ответственный за выпуск А. А. Рябинин

Н584 **Нефтяная смена. Энергия будущего!** : материалы X Всерос. науч.-практ. конф. Красноярск, 2–3 мая 2024 г. / отв. за вып. А. А. Рябинин. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2025. – 200 с.

ISBN 978-5-7638-5187-8

Представлены тезисы работ по следующим направлениям: экология, промышленная и пожарная безопасность, ресурсосбережение и энергоэффективность в нефтегазовом комплексе; машины и оборудование нефтегазового комплекса; технологии подготовки, транспортировки, хранения и переработки нефти, газа и газового конденсата; технологии поисков, разведки и бурения нефтяных и газовых скважин; разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Рассмотрены существующие проблемы, предложены возможные решения, а также выдвинуты новые гипотезы.

Будут интересны студентам всех специальностей нефтегазовой индустрии и преподавателям профильных вузов, а также всем тем, кто интересуется проблемами отрасли.

Конференция проводится при финансовой поддержке АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания».

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 622.323/.324(08)
ББК 33.361я43

ISBN 978-5-7638-5187-8

© Сибирский федеральный университет, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ.....	7
Алимбочка А. О., Клочков С.В. О ВОЗМОЖНОСТЯХ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭВАКУАЦИЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАДИОКАНАЛА	8
Белокриницкая С. В., Толстых Е. Н., Чернышова А. А., Клочков С.В. АНАЛИЗ ОСВЕДОМЛЕННОСТИ УЧАЩИХСЯ ВУЗОВ О ПУТЯХ ЭВАКУАЦИИ	11
Брицкая Д. Н., Мельникова А. Е., Ковалева М. А. СОРБЕНТЫ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	14
Быстров Е. В., Фатин С. А., Ковалева М. А., Мелкозёров В. М. ПОЛУЧЕНИЕ СОРБИРУЮЩИХ АГРОХИМИКАТОВ.....	18
Воробьева А. А., Куприянов Н. С., Шаура А. В. ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ КУСТОВ ГАЗОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ЮТМ	21
Галекбаров Р. С., Цуркин Д. А. РАЗРАБОТКА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО РЮКЗАКА ДЛЯ ОПЕРАТОРА ТОВАРНОГО	24
Галекбаров Р. С., Цуркин Д. А. ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОННОГО ДОСТУПА К ИНФОРМАЦИИ ПО ПБОТОС	29
Горохов С. А., Усачёв М. А., Мусияченко Е. В. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА Л ИЧНОГО СОСТАВА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ МЧС РОССИИ.....	32
Долгих П. Ю., Мурзина П. Д., Петрова Е. И., Клочков С. В. О ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ	36
Дударева В. И., Захаренко А. А., Шубин А. А. ОСОБЕННОСТИ ТЕРМОДЕСТРУКЦИИ ПВХ-ЛИНОЛЕУМА.....	39
Киселева Д. В., Чистова Е. В., Онучина О. А., Едимичев Д. А. ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ АСПВ.....	42
Крохалева Е. Д., Филиппов Г. А., Клочков С. В. О ФОРМЕ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ПРОПАГАНДЫ В МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМАХ.....	46
Кузнецова П. А., Ахмадеев С. А., Зернина В. С., Рябинин А. А. РАЗРАБОТКА СПОРТИВНО-ТРЕНИРОВОЧНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ	49
Кутрань М. И., Грушак Н. И., Черных И. А., Мусияченко Е. В. ОСВЕДОМЛЕННОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ О ДЕЙСТВИЯХ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ СИТУАЦИЯХ В ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ.....	52

Левченко М. В., Сафронов И. А., Клочков С. В. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ № 1140 ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАСЧЕТНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПОЖАРНОГО РИСКА.....	56
Мельникова А. Е., Ковалева М. А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕСТОЙКОСТИ СИДЕРАТОВ.....	59
Онучина О. А., Едимичев Д. А. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ГРАНУЛИРОВАНИЯ СЕРЫ	64
Мазикова И. Д., Севостьянова А. Е., Рябинин А. А. СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА НЕФТЕБАЗАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМИ ПУТЯМИ.....	69
Сушкевич М. В., Бескоровайная И. Н., Беляков А. В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОИНДИКАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ НАРУШЕННОСТИ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ.....	71
Потехин Д. В., Хороших Н. А., Клочков С. В. О НАРУШЕНИЯХ ТРЕБОВАНИЙ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ОРГАНИЗАЦИЙ ТОРГОВЛИ	75
Павлюкова В. В., Борисова О. А., Гусейнова С. Р., Курочкин Е. В., Ковалева М. А. ПОЛУЧЕНИЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	78
Секция 2. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	83
Акимов М. В., Безбородов Ю. Н. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ЧАСТИЧНО СИНТЕТИЧЕСКОГО МОТОРНОГО МАСЛА.....	84
Аредаков М. Г., Коленчуков О. А. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ОЧИСТКИ И РЕГЕНЕРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	88
Копылов С. И., Лешковский Д. В., Павлова П. Л. СПОСОБ СМАЗЫВАНИЯ ЗАПИРАЮЩЕГО ЭЛЕМЕНТА ШИБЕРНОЙ ЗАДВИЖКИ	92
Катковский О. В., Пивцов Е. А., Коленчуков О. А., Орловская Н. Ф. СОКРАЩЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ УПСВ	95
Секция 3. ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА.....	99
Алиева С. Г., Петров О. Н. ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ	100
Гроз М. А., Соколов С. В. ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛАСТИЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА БАЗЕ ПЕРВИЧНОГО ПРИХОДА СТ. КАРАБУЛА	106

Ленских А. В., Шрам В. Г. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА С ПРИМЕНЕНИЕМ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	110
Новоженков А. С., Горохов А. П. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ УСТАНОВКИ СОРБЦИОННОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ СОЕДИНЕНИЙ ЛИТИЯ	112
Пивцов Е. А., Рукосуева И. А., Косицына С. С. СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ, СВЯЗАННЫХ С УТИЛИЗАЦИЕЙ НЕФТЕШЛАМОВ, ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАКТОРА С ПСЕВДООЖИЖЕННЫМ СЛОЕМ	116
Пряников С. Д., Бартуш А. А. ПЕРЕВОД АВТОТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ ЮТМ НА ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО.....	119
Шиколов А. Е., Веденеев В. В. СКОРОСТЬ ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА НЕФТЕСБОРОВ КАК ФАКТОР, РАСШИРЯЮЩИЙ ДИАПАЗОН РЕГЛАМЕНТИРУЕМЫХ СКОРОСТЕЙ МУЛЬТИФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В ЦЕЛЯХ ОПТИМИЗАЦИИ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ	122
Юнусова Р. Р., Ваганов Р. А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	126
Секция 4. ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	129
Коваленко В. В., Ушаков Н. А., Халиков И. Р. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКА ИСТОЧНИКОВ ВОДОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	130
Тымыев С. А., Малахов П. А., Неверов А. Л. АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПОТЕРЬ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	135
Халиков В. Р., Сладиков Д. Д., Неверов А. Л. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД	139
Секция 5. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	143
Куркина А. И., Собецкис В. А., Васильев А. В. ОСЛОЖНЕНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ВЫСОКОМ ГАЗОВОМ ФАКТОРЕ И СОДЕРЖАНИИ ВОДЫ ВО ФЛЮИДЕ	144
Якубек А. А., Плотников А. И., Аллаяров Р. Ф. БОЛЬШЕ ЧЕМ ПРОСТО ВОДА.....	149

Секция 6. MODERN ISSUES IN THE OIL & GAS INDUSTRY	155
Afonenkova Yu. A., Ryzhkov V. A., Smykova D. S., Ryabinin A. A., Galich T. S. WATER TREATMENT PLANT SAFETY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY: HAZARD IDENTIFICATION AND PPE SELECTION	156
Ashurkevich S. A., Tsigankova E. V. PETROLEUM: NATURE MADE BLACK GOLD POTENTIAL	160
Belov N. M., Bogdanov A. I., Petenev P. G. MODELING THE HYDRODYNAMICS OF A DRILL BIT AS A WAY TO IMPROVE THE CIRCULATION OF DRILLING MUD DURING THE CONSTRUCTION OF EXPLORATION WELLS.....	163
Vasilchenko A. V., Tsigankova E. V. THE ROLE OF GAS HYDRATES IN MODERN ENERGY: FROM THEORY TO PRACTICE	167
Karpov A. A., Zubkov A. V., Gubanov E. M., Kalinovskaya T. G., Bogdanova A. I., Savelyeva M. V. CALCULATION OF LOADS ON THE DERRICK HOIST SYSTEM USING THEORETICAL MECHANICS METHODS FOR OIL AND GAS INDUSTRY AND THE MINING INDUSTRY	170
Kovalyunas N. A., Ryabinin A. A., Galich T. S. THE WHO, WHAT, WHEN, WHERE AND WHY OF VOLUNTEER TRAINING DRILLS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY	173
Kurkina A. I., Melnichenko K. A. THE USE OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY IN OIL FIELDS.....	176
Sapegina A. M., Perevalova V. S., Melnichenko K. A. STUDY OF THE SURFACE-ACTIVE PROPERTIES OF HUMATES	181
Putintseva E. I., Galich T. S. LONG-TERM MONITORING OF PERMAFROST DEGRADATION IN KRASNOYARSK REGION: A REVIEW OF METHODS.....	184
Rotaenko V. O., Tsigankova E. V. MICROBIOLOGICAL METHODS OF INCREASING OIL EXTRACTION.....	186
Sobetskis V. A., Melnichenko K. A. ACID TUNNELING AS A WAY TO INTENSIFY OIL PRODUCTION INCARBONATE RESERVOIRS	188
Филалеев О.О., Солошенко Н.Г. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОЙ КОНСТРУКЦИИ ГАЗОТВОДА ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ГТУ-16 «УФА» С ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ АЛ-31СТ	193

Секция 1

**Экология, промышленная
и пожарная безопасность,
ресурсосбережение
и энергоэффективность
в нефтегазовом комплексе**

О ВОЗМОЖНОСТЯХ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭВАКУАЦИЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАДИОКАНАЛА

А. О. Алимбочка¹

Научный руководитель: *С. В. Клочков²*

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Система оповещения и управления эвакуацией людей (далее – СОУЭ) – комплекс организационных мероприятий и технических средств, предназначенный для своевременного сообщения людям информации о возникновении пожара, необходимости эвакуироваться, путях и очередности эвакуации [1]. В зависимости от способа оповещения, деления здания на зоны оповещения и других характеристик СОУЭ подразделяются на пять типов.

Система оповещения 5-го типа отличается от 4-й тем, что оснащается эвакуационными знаками пожарной безопасности с изменяющимся смысловым значением, возможностью реализации нескольких вариантов эвакуации и координированным управлением из пожарного поста (диспетчерской) всеми системами здания.

Преимуществом системы данного типа является возможность координировать потоки людей, избегая потенциально опасных путей, что может способствовать уменьшению времени эвакуации.

Целью статьи является рассмотрение возможности использования радиоканала для реализации СОУЭ 5-го типа на базе 4-й.

Как известно, решение по выбору между этими системами принимается проектной организацией, поскольку их область применения идентична (СП 3.13130.2009 [1]).

В современных приборах реализуется возможность программирования алгоритмов, которые позволяют настроить управление реле световых оповещателей в соответствии с определенными зонами контроля системы пожарной сигнализации (далее – ЗКПС) [2]. Следовательно, в зависимости от локализации очага пожара, распространения и достижения критических значений опасных факторов пожара в ЗКПС, располагающейся в непосредственной близости эвакуационного выхода, оповещение осуществляется по различным сценариям.

Радиоканальные системы – инженерное решение, которое основано на использовании радиосвязи для передачи информации между различными компонентами системы.

К достоинствам такой системы можно отнести отсутствие необходимости прокладки шлейфов и кабельных линий.

К радиоканальному оборудованию относятся не только пожарные извещатели, но и оповещатели и исполнительные устройства, которыми мы воспользуемся для разработки проектных решений [3].

Рассмотрим вариант модернизации СОУЭ 4-го типа до 5-го с применением радиоканальной системы на базе производителя «НВП Болид», которая уже смонтирована в существующем здании (рис. 1, левая часть).

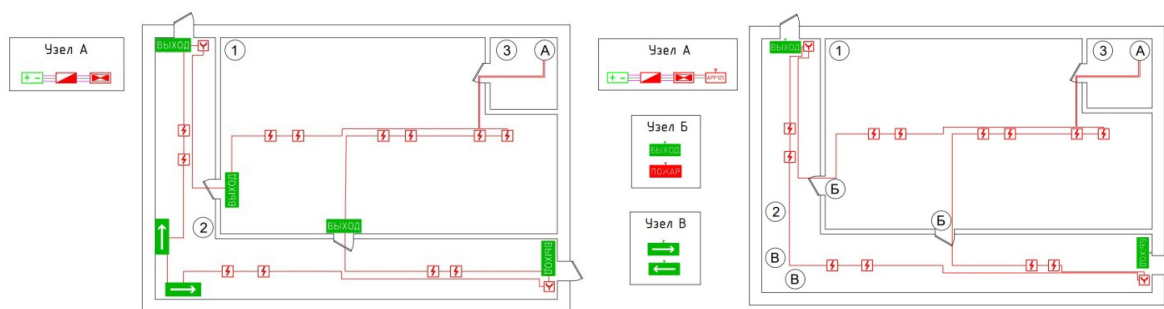


Рис. 1. Модернизация приборной базы на примере «НВП Бolid»

В данном примере потоки людей распределяются между двумя эвакуационными выходами, однако для ситуации, рассмотренной на рис. 2, через левую дверь эвакуация не представляется возможной. Это приводит к необходимости изменения направления движения в сторону другого выхода. Таким образом, время эвакуации значительно увеличивается.

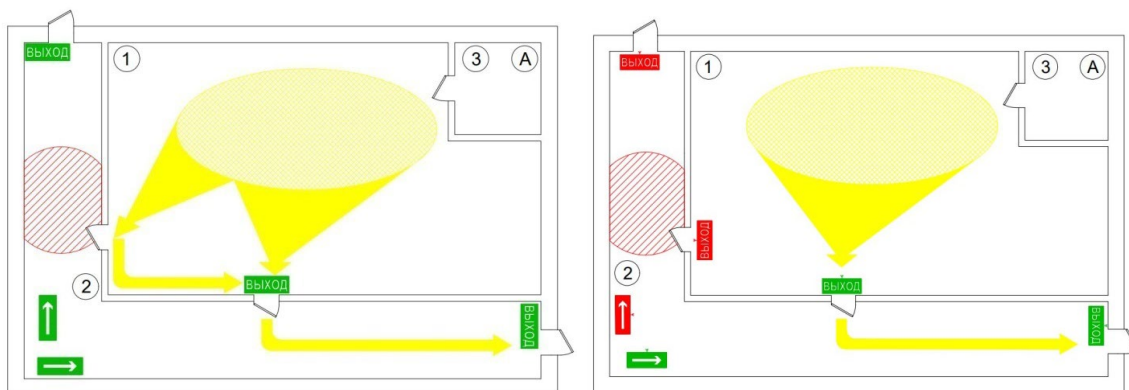


Рис. 2. Пример распределения эвакуационных потоков

Автор предлагает использовать световые табличные оповещатели «С2000Р-ОСТ исп.00», «С2000Р-ОСТ исп.01», «С2000Р-ОСТ исп.07», «С2000Р-ОСТ исп.08» взамен «С2000-ОСТ исп.01», «С2000Р-ОСТ исп.07» и «С2000Р-ОСТ исп.08». Для подключения данных устройств используется адресный радиорасширитель «С2000Р-АРР125», который непосредственно подключается к контролеру двухпроводной линии связи «С2000-КДЛ».

Поскольку для реализации СОУЭ 4-го и 5-го типа необходим алгоритм С и адресная пожарная сигнализация, то получится, что никаких изменений в приборной базе не потребуется, за исключением добавления радиоканального устройства.

Обновленная система оповещения представлена на рис. 1, правая часть. Принцип работы новой схемы эвакуации показан на рис. 2, правая часть.

Можно сделать вывод, что при возникновении пожара в левой части объекта табло «Выход», находящееся вблизи горения, не перейдет в состояние «Включено», и потоки людей будут направлены к безопасному эвакуационному выходу, расположенному в правой части здания. В случае если возгорание произойдет в противоположной части здания, людской поток будут двигаться к выходу, расположенному в левой части здания. Такое решение, на наш взгляд, позволяет оптимизировать процесс эвакуации и избежать излишней паники.

Определим экономическую эффективность предложенного нами проектного решения (табл. 1).

Таблица 1

Экономическая эффективность проектного решения

Наименование	Кол-во	Цена, руб.	Стоимость	Цена монтажа/демонтажа, руб.	Стоимость
Адресный радиорасширитель «С2000Р-АРР125»	1	3 771	3 771	2 000	2 000
Оповещатель световой табличный адресный радиоканальный «С2000Р-ОСТ исп. 00», «С2000Р-ОСТ исп. 01», «С2000Р-ОСТ исп. 07», «С2000Р-ОСТ исп. 08»	10	2 723	27 230	400	4 000
Оповещатель световой табличный адресный «С2000-ОСТ исп. 01», «С2000-ОСТ исп. 07», «С2000-ОСТ исп. 08»	8	—	—	200	1 600
		Итого	31 001 руб.	Стоимость с учетом НДС 20 %	9 120 руб.

В табл. 1 мы можем увидеть, что в случае модернизации данной части здания площадью 260 м² общая стоимость составит 40 121 руб.

Таким образом, автором была представлена возможность переоборудования СОУЭ 4-го типа в систему оповещения 5-го типа, проанализированы преимущества и определена экономическая целесообразность.

Список источников

1. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».

2. СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования».

3. Павлов А. Новые требования СП 484: провод vs радиоканал // Системы безопасности. 2021. № 3. С. 96–97.

АНАЛИЗ ОСВЕДОМЛЕННОСТИ УЧАЩИХСЯ ВУЗОВ О ПУТЯХ ЭВАКУАЦИИ

С. В. Белокриницкая¹, Е. Н. Толстых², А. А. Чернышова³

Научный руководитель: *С. В. Клочков⁴*

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Согласно Федеральному закону № 123 [1] вузы относятся к классу функциональной пожарной опасности Ф 4.2. Несмотря на регулярно проводимые инструктажи, некоторые обучающиеся, на наш взгляд, могут недостаточно ответственно подходить к вопросу своевременной эвакуации. Проблему усугубляют климатические особенности региона. Например, в холодное время года с большей вероятностью студенты, в первую очередь, постараются забрать свои теплые вещи из гардероба, что в определенных ситуациях может поспособствовать образованию людского скопления и замедлению процесса организованной эвакуации.

Таким образом, целью работы является определение уровня знаний учащихся вузов о путях эвакуации.

В рамках исследования среди студентов было проведено анкетирование, которое включало в себя 14 вопросов различной направленности. В тестировании приняло участие 337 респондентов, среди которых 49 % мужчины и 51 % женщины. Авторы не заметили значительной разницы в распределении ответов между полами. Таким образом, анализировать характер ответов исходя из гендерного признака нет необходимости.

77 % респондентов предполагает использовать эвакуационные выходы только в случае, если сработает система оповещения людей при пожаре (рис. 1). Согласно постановлению Правительства РФ № 272 [5] одним из способов обеспечения безопасности зданий вуза является ограничение в них несанкционированного доступа. Реализуется вышеуказанное мероприятие путём применения дверей с электромагнитными замками на всех вспомогательных выходах из здания. Они будут разблокироваться при срабатывании систем пожарной сигнализации.

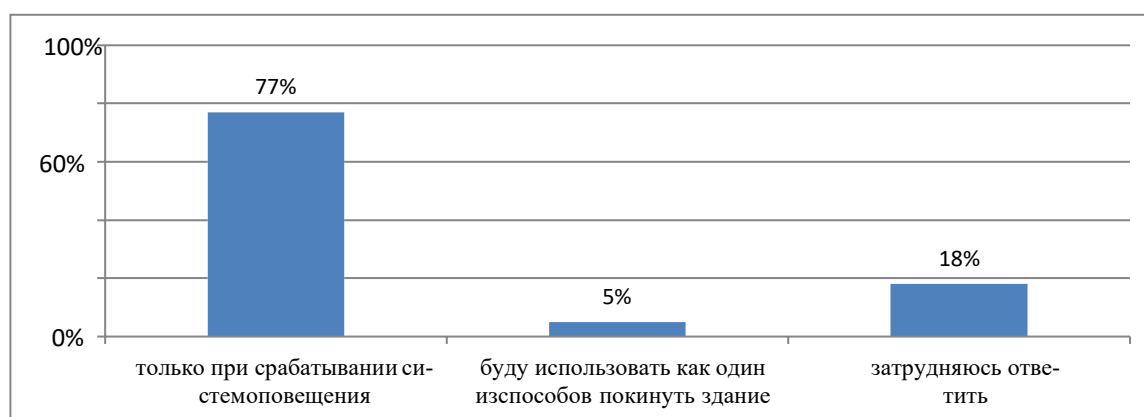


Рис. 1. Распределение ответов на вопрос «В каких случаях Вы будете использовать эвакуационный выход?»

41 % учащихся Сибирского федерального университета знает, где находятся более двух эвакуационных выходов, причем студенты других вузов в меньшей степени осведомлены об их расположении (в анкетировании речь шла именно про тот корпус университета, где располагается кафедра и проводится большая часть занятий). Авторы считают, что это связано с тем, что обучающиеся недостаточно ответственно подходят к данному вопросу. Характер ответов свидетельствует о том, что респонденты СФУ более осознанно относятся к изучению инструктажей.

27 % опрошенных уверены в своих знаниях о путях эвакуации, однако 59 % студентов желали бы повысить свой уровень знаний, поскольку заинтересованы не только в получении информации о расположении выходов, но и в приобретении дополнительных знаний об особенностях организации этого процесса, в т. ч. и о работе систем противопожарной защиты (рис. 2).



Рис. 2. Распределение ответов на вопрос «На Ваш взгляд обладаете ли Вы достаточными знаниями о путях эвакуации?»

Для повышения уровня знаний студентов была разработана деловая игра, позволяющая повысить уровень знаний обучающихся в области пожарной безопасности. Этот вид взаимодействия является одним из прогрессивных инструментов обучения, и представляет собой интерактивный формат освоения нового материала, что привлекает внимание людей разного возраста. Деловая игра решает следующие задачи:

- 1) оценка глубины знаний студентов в сфере пожарной безопасности;
- 2) расширение кругозора учащихся;
- 3) возможность продемонстрировать умение действовать в смоделированных чрезвычайных ситуациях.

Будут сформированы группы по 5 человек. Каждый этап сопровождается выходом в новый тур, по итогам которого определяется победившая команда.

Сама игра представляет собой серию из разных этапов: квиз «Вопрос-ответ», брейн-ринг, командное соревнование по решению тематических ситуаций.

Первый тур – викторина, состоящая из вопросов по пожарной безопасности, рассмотрению которых уделяется внимание во время проведения инструктажей. Следующий этап – брейн-ринг. Он состоит из трёх раундов, распределённых по сложности. Игроки должны проанализировать задания и, посоветовавшись в кругу своей команды, прийти к единому ответу. Ситуационная игра является финальным испытанием, в котором студенты должны при помощи логики и сообразительности подойти к решению проблем разного масштаба: от действий при обнаружении дыма в помещении с неработающей пожарной сигнализацией до оказания помощи человеку, у которого загорелась одежда.

Авторы считают, что мероприятие можно провести как в общежитиях, так и в образовательных учреждениях, поскольку это позволит интерактивно донести информацию по пожарной безопасности до студентов. А также игра сможет выявить пробелы в знаниях о процессе своевременной эвакуации.

Таким образом, в результате исследования было выявлено, что значительная часть студентов СФУ и других вузов владеет недостаточной информацией о том, как проводится процесс эвакуации. На основании этого авторы считают, что необходимо принять меры для улучшения осведомлённости учащихся в этом вопросе.

Список источников

1. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. № 123-ФЗ: [принят Государственной Думой 04.07.2008; одобрен Советом Федерации 11.07.2008].
2. Российская Федерация. Законы. О пожарной безопасности. № 69-ФЗ [Принят Государственной Думой 18.11.1994].
3. СП 1.13130.2020. Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы : взамен СП 1.13130.2009. : дата введения: 2020-09-19. М. : ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2020. 65 с.
4. Статистические данные за 9 месяцев о причинах пожаров на территории Красноярского края // Главное управление МЧС России по Красноярскому краю. URL: <https://24.mchs.gov.ru/deyatelnost/press-centr/novosti/2050012> (дата обращения: 20.10.2023).
5. Правительство Российской Федерации. Постановление. Об утверждении требований к антитеррористической защищенности мест массового пребывания людей и объектов (территорий), подлежащих обязательной охране войсками национальной гвардии Российской Федерации, и форм паспортов безопасности таких мест и объектов (территорий) : постановление Правительства РФ № 272 [принят Правительством РФ 25.03.2015]. М., 2015. 53 с.

СОРБЕНТЫ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Д. Н. Брицкая¹, А. Е. Мельникова²

Научный руководитель: М. А. Ковалева³

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Широкое применение нефти и нефтепродуктов в промышленности приводит к загрязнению окружающей среды и водных поверхностей, а также оказывает вредное влияние на местную экосистему и обитающих в ней живых организмов. Нефть создает пленку на поверхности воды, препятствуя доступу кислорода, света и питательных веществ для водных животных и растений.

По данным за последние 3 года в поверхностных водах нашей страны обнаруживается от 0,5 до 40 мг/л водорастворимых нефтепродуктов. В первую очередь это связано с большими объемами водопотребления и водоотведения предприятий нефтегазодобывающих компаний. Экологическая проблема загрязнения поверхностных и сточных вод нефтью и нефтепродуктами заслуживает внимания и требует решения [1].

В настоящее время большое внимание уделяют очистке поверхности водоемов от загрязнений [2; с. 2]. Для решения данной проблемы разрабатываются новые методы и технологии (рис. 1).



Рис. 1. Методы очистки поверхности водоёмов от загрязнений

Пленки нефти, которые образуются на поверхности воды, можно удалять различными способами. Наиболее распространённым является способ удаления пленки нефтепродуктов с помощью нефтяных сорбентов. Сорбенты нефти и нефтепродуктов – эффективное средство для защиты окружающей среды от загрязнения нефтепродуктов в результате аварий и техногенных катастроф [3; с. 30].

Сорбенты нефти включают широкое разнообразие органических, неорганических и синтетических продуктов, предназначенных для удаления нефти из воды. Классификация сорбентов представлена в табл. 1.

Таблица 1

Классификация сорбентов

Классификация		Преимущества	Недостатки
По природе	Неорганические	– высокая эффективность при удалении тяжелых металлов и других вредных веществ из воды; – устойчивость к высоким температурам и кислотам; – долгий срок использования	– ограниченная способность к удалению органических загрязнений; – высокая стоимость; – возможное загрязнение окружающей среды при утилизации использованных сорбентов
	Органические (природные)	– биоразлагаемость; – экологическая чистота; – низкая стоимость	– ограниченный срок службы; – необходимость большого объема для обработки больших количеств воды
	Органические минеральные	– хорошая способность к удалению органических веществ; – устойчивость к высоким температурам и химическим воздействиям	– высокая стоимость; – сложность в обработке и очистке для повторного использования
	Синтетические	– высокая эффективность при удалении широкого спектра загрязнителей; – долгий срок службы; – легкость в обработке и регенерации	– имеет небольшую способность поглощать и удерживать жидкости; – обладает наименьшей способностью к плавучести
По структуре	Крупнопористые (объемно-пористые)	– большая поверхность для поглощения загрязнителей; – высокая скорость диффузии загрязнителей в порах	– могут иметь меньшую селективность в поглощении различных видов загрязнений; – могут быть менее эффективны при удалении мелких частиц загрязнителей
	Мелкопористые	– высокая специфическая поверхность и адсорбционная способность; – высокая селективность в поглощении молекулярных загрязнителей	– низкая скорость диффузии загрязнителей в порах; – могут иметь ограничения в обработке крупных частиц загрязнителей
	Непористые	– меньшая склонность к забиванию и уменьшению производительности; – возможность использования при высоких температурах и в агрессивных условиях; – можно использовать неоднократно	– более высокая стоимость по сравнению с пористыми сорбентами; – возможна меньшая ёмкость по улавливанию веществ из-за общего объема сорбента; – неэффективны при улавливании мелких частиц или низкомолекулярных веществ

Исходя из анализа технических характеристик различных сорбентов было выявлено, что наиболее эффективными по сорбционной способности являются синтетические сорбенты, но при этом они обладают и рядом недостатков, а именно: сравнительно небольшая плавучесть, большие значения десорбции и влагоёмкости.

Целью данной работы является создание новых сорбирующих материалов на основе имеющихся синтетических сорбентов с улучшенными характеристиками.

За основу в исследовании были взяты синтетические сорбенты волокнистой и объемно-пористой структуры на основе карбамида красноярской фирмы «Эко-сорб» [4]. Характеристики исследуемых сорбентов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Техническая характеристика сорбентов

Функциональное назначение	Локализация и ликвидация разливов нефти, нефтепродуктов на твердых и водных поверхностях
Цвет	Белый
Основа	Карбамид
Насыпная плотность, кг/м ³	25
Влажность, % не более	20
Плавучесть, сутки	7
Сорбционная способность, на 1 кг	30
Десорбция	10
Влагоёмкость	15

Для улучшения технических характеристик сорбентов можно использовать отходы производства Красноярского завода синтетического каучука, например, отходы при изготовлении бутадиен-нитрильного каучука, значительно улучшающие качество готовых изделий, упруго-эластичные свойства различных типов полимерных материалов [5; с. 36].

В результате исследований были получены образцы со следующими характеристиками, представленными в табл. 3.

Таблица 3

Показатели сорбентов, полученные в лаборатории

Сорбент	Коэффициент десорбции	Коэффициент сорбции	Влагоёмкость (через 3 ч)	Плавучесть (через 2 недели)
Порошковый	1,04	49,6	4,1	Практически полностью погружены, тонут в воде
Волокнистый	0,6	22,4	7,55	
Порошковый обработанный	0,019	33,57	2,15	Остаются на поверхности воды без погружения
Волокнистый обработанный	0,53	19,33	3,65	

Исследования характеристик полученных сорбентов показали, что в результате их обработки незначительно снижается сорбционная ёмкость, но при этом улучшаются такие характеристики, как плавучесть, коэффициенты десорбции и влагоёмкости.

В различных чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов, необходим поиск оптимальных средств и методов для ликвидации последствий. Полученные сорбирующие материалы могут быть использованы при крупных разли-

вах, когда необходим большой запас времени для сбора нефтепродуктов на водной поверхности.

Список источников

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2021 году». [Электронный ресурс]. М. : Минприроды России; МГУ имени М. В. Ломоносова, 2022. 684 с. URL: <https://2021.ecology-gosdoklad.ru>.
2. Чупров И. А., Семенко В. Ю., Слугин С. В. Способы и методы очистки водоемов после загрязнения нефтяными продуктами // Молодежь и наука. 2019. № 1. С. 49.
3. Бордунов В. В., Коваль Е. О., Соболев И. А. Полимерные волокнистые сорбенты для сбора нефти // Нефтегазовые технологии. 2000. № 6. С. 30–31.
4. Экосорб. Научно-производственная фирма: Сорбирующий материал [Электронный ресурс]. URL: <https://ecosorb.su>.
5. Собгайда Н. А., Олышанская Л. Н., Кутукова К. Н., Макарова Ю. А. Использование отходов производства в качестве сорбентов нефтепродуктов // Экология и промышленность России. 2009. Январь. С. 36–38.

ПОЛУЧЕНИЕ СОРБИРУЮЩИХ АГРОХИМИКАТОВ

Е. В. Быстров¹, С. А. Фатин²

Научные руководители: *М. А. Ковалёва³, В. М. Мелкозёров⁴*

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

На данный момент нефть и нефтепродукты являются основными источниками загрязнения окружающей среды. Негативное воздействие нефтеподобных систем определяется деградацией почвы как непосредственно на участках разлива, так и на сопредельных территориях.

Даже небольшое загрязнение почвы нефтепродуктами способствует уменьшению количества почвенных микроорганизмов. Постепенное накопление трудноразлагаемых углеводородов, таких как циклические и ароматические углеводороды, смолы и асфальтены, приводит к запечатыванию пор почвы [1; с. 1110].

В настоящее время для очистки почвы от нефтяных загрязнений разработаны различные по технологии методы и регулярно внедряются новые (рис. 1).

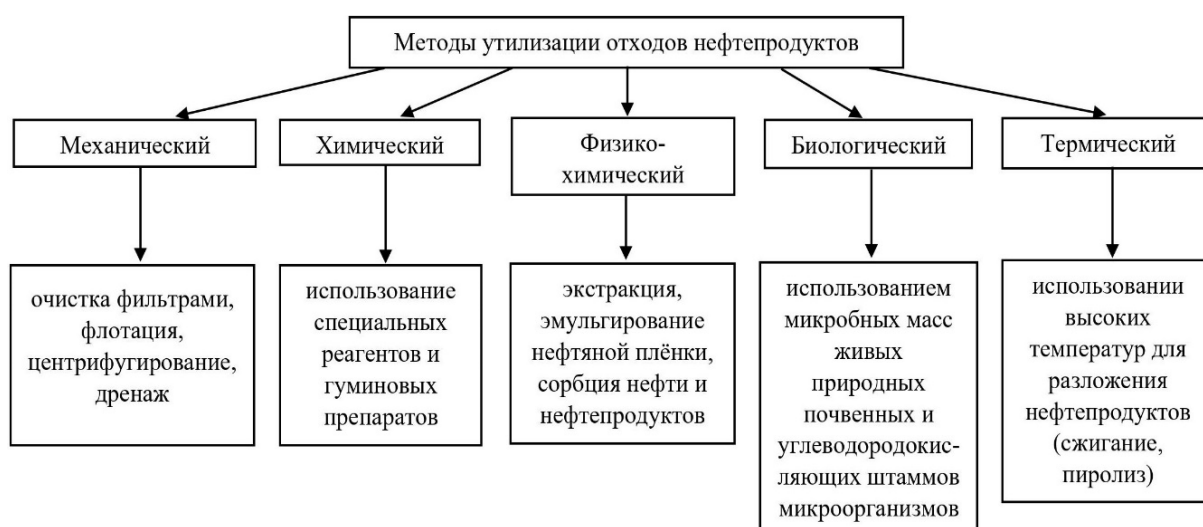


Рис. 1. Методы утилизации отходов нефтепродуктов

На основании проведённого анализа был сделан вывод, что экологичным является физико-химический метод, основанный на применении сорбционных материалов. В практике широко применяются сорбирующие материалы. В качестве сорбентов используют натуральные и синтетические компоненты. Синтетические сорбенты обладают большей сорбционной ёмкостью по отношению к натуральным и вследствие этого используются значительно чаще. Их недостатком зачастую является невозможность к биоразложению, а в некоторых случаях они могут обладать токсичными свойствами и в результате наносят дополнительный вред окружающей среде [2; с. 151].

Целью исследования было получение сорбирующих агрохимикатов на основе карбамидной смолы.

Карбамидная смола, в отличие от других смол, обладает более низким содержанием формальдегида, что делает ее более безопасной и экологичной для окружающей среды.

Агрохимикаты – это группа удобрений, в которую включают минеральные, органические, органоминеральные и микробиологические удобрения, а также химические мелиоранты, способствующие питанию растений и регулированию плодородия почв [3; с. 1].

Основная цель применения агрохимикатов – прямое воздействие на плодородные свойства почв и увеличение урожайности. На нефтезагрязненных землях их применение способствует увеличению всхожести биоремедиаторов и продлению их жизненного цикла. В результате почвенный покров быстрее проходит стадии самоочищения, становится пригодным для дальнейшего использования в различных целях.

Предметом исследования были сорбирующие агрохимикаты, применяемые для очистки от нефтяного загрязнения почвы.

За основу нами была выбрана композиция – «Униполимер-М», описанная в патентном изобретении № 2186075, на основе технологического регламента рекультивации нарушенных (нефтезагрязнённых) земель [4; с. 14]. Сорбент был выбран из-за высокой сорбционной способности и способности к биоразложению. В табл. 1 представлены его технические характеристики.

Таблица 1

Технические характеристики сорбента «Униполимер-М»

Параметр	Значение
Сорбирующая способность, кг нефти / кг сорбента	43–67
Для сбора 1 т нефтеразлива требуется сорбента, кг	25
Насыпная плотность, кг/м ³ , не более	35
Плавучесть, сут., не менее	30
Способность к биоразложению сорбента	да
Способность к биоразложению нефтепродукта	нет
Нанесение распылителями сорбента	да
Для сбора 1 т нефтеразлива требуется сорбента	42 кг, или 1,2 м ³

В лаборатории были получены сорбирующие агрохимикаты с добавлением древесных опилок и торфа.

Проведены исследования прорастания дикорастущих растений при внесении в загрязненный нефтепродуктами грунт (20 г на кг) сорбента «Униполимер-М» и полученных сорбирующих агрохимикатов. Результаты представлены на рис. 2.



Рис. 2. Сравнение прорастания семян (биоремедиаты) при добавлении полученных сорбирующих агрохимикатов

На основании проведённого исследования становится очевидно, что прорастание биоремедиатов значительно ускоряется при внесении полученных сорбирующих агрохимикатов в сравнении с начальной композицией – «Униполимер-М». Также увеличивается жизненный цикл растений, что способствует более эффективному процессу очистки почвы.

Данные композиции не маскируют, а действительно решают проблему нефтезагрязнения. Могут быть использованы для любых видов почв, небразивны, поэтому могут применяться любыми средствами нанесения. Не требуют сбора, разлагают нефть и разлагаются сами, восстанавливая плодородие нефтезагрязнённых почв, являясь минеральными питательными веществами для микроорганизмов.

Таким образом, можно сделать вывод, что добавление к сорбентам на основе карбамида минеральных добавок, таких как древесные опилки и торф, существенно усиливают их действие в качестве агрохимикатов, что можно широко использовать в процессах биоремедиации почвы при загрязнении ее нефтью и нефтепродуктами.

Список источников

1. Накопление тяжелых металлов в загрязнённых нефтью торфяных почвах / Ю. Н. Водяницкий, А. Т. Савичев, С. Я. Трофимов, Е. А. Шишконокова // Почвоведение. 2012. № 10. С. 1109–1114.
2. Исследование сорбционных свойств сорбентов, применяемых для очистки почв от нефтяных загрязнений / А. В. Буланова, И. В. Грецкова, О. В. Муратова // Вестник СамГУ – Естественнонаучная серия. 2005. № 3(37). С. 150–158.
3. Российская Федерация. Законы. О безопасном обращении с пестицидами и агрохимикатами : Федеральный закон № 109-ФЗ [принят Государственной думой 24.06.1997]. М. : Проспект ; Санкт-Петербург : Кодекс, 2017. 158 с. ISBN 978-5-392-26365-3.
4. Исследование характеристик модифицированных сорбентов серий «Униполимер-М» и «Унисорб» / В. М. Мелкозёров, С. И. Васильев, Д. Н. Журавлёв, Л. А. Лапушова, А. С. Федотова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2017. № 3. С. 13–17.

ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ КУСТОВ ГАЗОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ЮТМ

А. А. Воробьева¹, Н. С. Куприянов²

Научный руководитель: *А. В. Шаура³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Площадки объектов «Кустовая площадка газонагнетательных скважин № 4 и № 5 Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения» удалены от ближайших объектов инфраструктуры. Расстояние от ближайшего действующего куста скважин № 38 до КГНС № 5 составляет порядка 10 км, от куста скважин № 30 до КГНС № 4 расстояние 6,3 км.

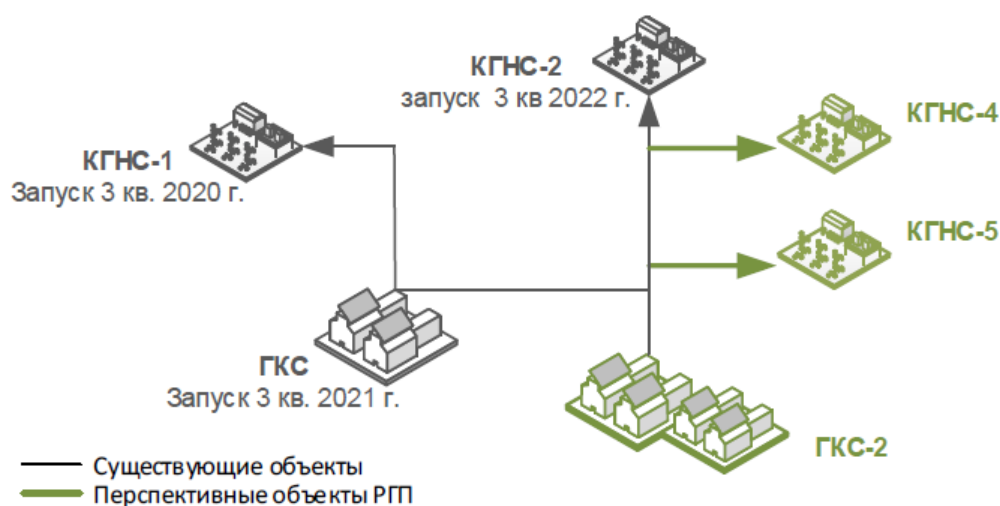


Рис. 1. Принципиальная схема РГП

В данной работе предлагается отказаться от строительства линий ВЛ для снижения уровня капитальных вложений и рассмотреть установку автономных комплексов телемеханики на возобновляемых источниках энергии, что позволит управлять технологическим процессом удаленно и осуществлять передачу информации по радиоканалу связи. Данное решение в разы сократит затраты на обустройство перспективных кустов газонагнетательных скважин.

Внедрение комплекса телемеханики на возобновляемых источниках энергии позволит снизить энергопотребление, уменьшить затраты на персонал и обслуживания данных КГНС, уменьшить экологический ущерб, так как не потребуется расчистка территории (вырубка леса), бетонирование площадок и строительства ВЛ. Использование данного решения может привести к значительным экономическим выгодам и повышению эффективности работы. Данными комплексами уже оснащены нефтегазоконденсатные месторождения в ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк».

Для электроснабжения площадок КГНС № 4 и КГНС № 5 планируется строительство ВЛ-6 кВ протяженностью около 16 км. В своей работе мы предлагаем отказаться от строительства ВЛ на примере КГНС № 5 и рассмотреть установку системы телемеханики КГНС с электроснабжением от возобновляемых источников энергии.

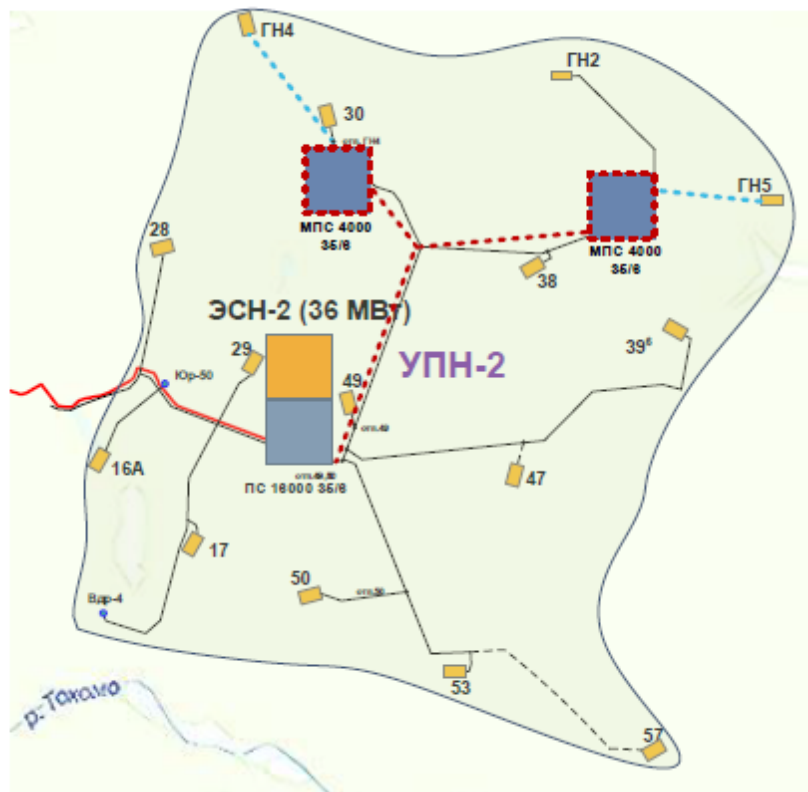


Рис. 2. Схема прокладки ВЛ

У текущего проектного решения есть несколько недостатков.

1. Зависимость оборудования КГНС от электроснабжения – физической линии электропередачи.
2. Большие капитальные затраты на строительство. Стоимость только одной трассы ВЛ-6 кВ до КГНС-5 длиной почти в 10 км по предварительным расчетам будет стоить 155 млн.
3. Воздействие на окружающую среду посредством дополнительной расчистки территории – вырубки лесополосы.

Комплексное решение в системах телемеханики кустов газовых скважин с электроснабжением от возобновляемых источников энергии:

- энергообеспечение СТМ производится с применением собственного автономного энергетического комплекса, реализованного на возобновляемых источниках энергии (энергия ветра и солнца);
- ветрогенератор и солнечные модули, оснащённые балластными шкафами, передают выработанную электроэнергию на аккумуляторные батареи. Это позволяет использовать комплекс на неэлектрифицированных промышленных площадках за счет сверхнизкого энергопотребления всеми компонентами системы;
- обмен информацией происходит в цифровом виде по радиоканалу связи от контролируемого пункта до пункта управления;

– интеграция в действующую автоматизированную систему управления технологическими процессами промысла.

В проектной работе был выбран комплекс телемеханики на возобновляемых источниках энергии. Из расчета климатических особенностей месторождения (температуры окружающей среды, количества солнечных дней, розы ветров и среднегодовой температуры, нормы осадков) был выбран комплекс, состоящий из ветрогенератора, солнечных панелей и блоков аккумуляторов.

Помимо того, вспомогательное оборудование (датчики температуры и давления, расходомеры, электроприводы ЗРА) заменено на более низкоэнергопотребляемое и, что важно, отечественного производства.

Энергообеспечение за счет использования возобновляемых источников энергии (энергия ветра и солнца). Как результат – значительное сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство объекта (отказ от физических ВЛ). Функционирование при экстремально низких температурах окружающего воздуха (от -60°C) в районах Крайнего Севера в условиях отсутствия внешнего питания благодаря сверхнизкому энергопотреблению всех компонент СТМ. Результат – отсутствие расходов на электроэнергию.

Благодаря данному решению компания получит экономическую эффективность порядка 254,165 млн руб. за все обустройство одного только КГНС № 5. Использование данного оборудования в свою очередь приводит к минимизации капитальных затрат, а также снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Список источников

1. Зурабов М. Ю. Российская энциклопедия по охране труда : в 3 х т. 2-е изд., перераб. и доп. / отв. ред. А. Л. Сафонов. М. : НЦ ЭНАС, 2007.
2. Киселев А. С. Промышленная безопасность опасных производственных объектов. М. : Альфа-Пресс, 2017.
3. Муллахметова Л. И., Черкасова Е. И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка // Вестник технологического университета. 2015. Т. 18. № 19.
4. Стандарт Компании № ПЗ-04 СД-038.01. Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам.
5. Тараканов Г. В., Мановян А. К. Основы технологии переработки природного газа и конденсата : учеб. пособие / под ред. Г. В. Тараканова; Астрахан. гос. техн. ун-т. Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010.

РАЗРАБОТКА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО РЮКЗАКА ДЛЯ ОПЕРАТОРА ТОВАРНОГО

Р. С. Галекбаров¹

Научный руководитель: *Д. А. Цуркин²*

^{1,2}ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

На сегодняшний день существует проблема, возникающая при выполнении операторами товарными своих должностных обязанностей, а именно при выполнении работ по замеру уровня жидкости в РВС и отбору проб. Проблема заключается в том, что при перемещении по маршевым и шахтным лестницам, ведущим на резервуар, отсутствует возможность соблюдения «правила трех опор» из-за поднятия груза в одной руке для выполнения вышеупомянутых операций. Данная работа позволит осуществить внедрение мероприятий, направленных на профилактику и предупреждение травматизма на предприятии, что, в свою очередь, представляет процесс проактивного управления безопасностью труда, также это позволит расширить арсенал технических средств для переноса инструментов и оборудования.

Целью работы является предотвращение травматизма при перемещении по маршевым и шахтным лестницам операторов товарных путем разработки и использования специализированного рюкзака.

Задачи работы:

- 1) анализ существующих предложений, представленных на рынке, патентов и опыта других компаний нефтегазовой отрасли;
- 2) разработка технических требований для специализированного рюкзака;
- 3) разработка внешнего вида с точки зрения технической эстетики, эргономики и требований брендбука ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- 4) патент технического результата;
- 5) внедрение на производство специализированного рюкзака.

Рюкзак предназначен для операторов товарных. Основное назначение – перенос инструментов, средств измерений, необходимых для отбора проб нефтепродуктов в РВС и измерения уровня нефти, а также надежное размещение хрупких приборов для защиты их от повреждений, включая соприкосновения с другими приборами.

Дополнительно рюкзак можно использовать в рамках реализации выполнения «Комплексной программы по контролю ХОС» на любом из четырёх уровней превентивного контроля качества нефти на соответствие параметрам ГОСТ 51858 в части содержания хлорорганических соединений (ХОС), для этого на корпусе и крышке-клапане закреплены металлические искробезопасные полукольца для возможности пломбирования закрытого рюкзака номерными пломбами.

Специализированный рюкзак должен обеспечивать перенос оборудования, средств измерения, а также опорожненную и заполненную пробоотборную тару в соответствии с установленными нормами Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации по подъему и перемещению тяжестей: для мужчин оптимальный вес рюкзака вместе с грузом должен составлять до 30 кг. Для женщин – до 10 кг. Разме-

ры рюкзака также необходимо рассчитать под переносимый инструмент и инвентарь, учитывая эргономику и необходимый комфорт для пользователя.

Разрабатываемый рюкзак состоит из основного корпуса с плечевыми ремнями, грудной (передней) перемычки и поясного ремня, контейнера со съёмным решетчатым разделителем (рис. 1).



Рис. 1. Рюкзак. Вид спереди и сбоку

При расчете размеров рюкзака и максимального веса необходимо учесть габаритные размеры и вес используемого инвентаря и оборудования, которое используется при выполнении операций по замеру уровня жидкости в РВС и отбору проб.

Для выполнения вышеупомянутой операции необходимы: лот с рулеткой, пробоотборник на цепи с рулеткой, стеклянная тара, воронка, ветошь и индикаторная паста. В расчетах не будем учитывать вес и габаритные размеры воронки, индикаторной пасты и ветоши. В табл. 1 приведены характеристики используемого оборудования.

Таблица 1

Габаритные размеры и масса оборудования

Инструмент	Высота, см	Длина, см	Ширина, см	Масса, кг
Лот с рулеткой	30	10	3,5	2,7
Пробоотборник на цепи с рулеткой	28,8	8	8	4,7
Стеклянная тара	25,2	9,5	9,5	0,6

Учитывая, что работы по замеру уровня жидкости в РВС и отбор проб выполняются бригадой из двух человек, необходимо два рюкзака: в одном из них будет переноситься лот с рулеткой и 3 пробоотборные тары, в другом – пробоотборник на цепи с рулеткой и 2 пробоотборные тары.

Масса трех заполненных пробоотборных тар товарной нефтью плотностью 810 кг/м^3 и объемом 0,9 л составляет 3,99 кг, двух – 2,66 кг.

Вес груза в рюкзаке с пробоотборником равен 7,36 кг, вес груза для рюкзака, в котором будет расположен лот с рулеткой, составляет 6,69 кг. Округляя полученные значения, получаем 7,5 и 7,0 кг соответственно.

Принимая во внимание установленные Правительством РФ нормы по допустимой нагрузке, примем массу рюкзака с контейнером без груза – 2,5 кг.

Высота контейнера рассчитывается по высоте лота с рулеткой, равной 30 см, и запасом 5 см, толщина дна составит 0,3 см. Получаем высоту короба, равную 35,3 см.

При расчёте внешней длины учитываем диаметр трех бутылок, равный 10 см для каждой, а также ширину разделительных и основных стенок короба 0,3 см. Итоговая длина – 32,2 см. Глубину контейнера примем равной 16,9 см.

Внутренняя и наружная части основного корпуса разрабатываемого рюкзака выполнены из огнезащитного и антистатического материала высокой прочности, обладающего отталкивающими свойствами для нефти и нефтепродуктов. Для усиления прочности с внутренней стороны рюкзак прошит стропами.

Для сохранения формы рюкзака основной корпус выполнен с усилением пенным амортизационным материалом толщиной 1 см для создания формоустойчивости.

Передняя часть рюкзака состоит из откидного клапана с передней и боковыми стенками. На передней стенке расположен карман для хранения индикаторной пасты и ветоши. Клапан фиксируется на передней части с помощью «контакт-ленты» и двух полуавтоматических застёжек с возможностью регулировки ремней и служит для защиты рюкзака от атмосферных осадков. На клапане расположен логотип ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». На кармане передней стенки – светоотражающая лента шириной 5 см для идентификации персонала в слабоосвещенных зонах при проведении работ (рис. 2).



Рис. 2. Основной корпус. Вид спереди

Место крепления в верхней части плечевых ремней рюкзака закрыто стропой для усиления крепления. Также на задней стенке рюкзака в нижней части (в зоне поясничного отдела) расположена амортизационная подушка для смягчения процесса использования рюкзака.



Рис. 3. Основной корпус. Вид сзади

Боковые стороны рюкзака имеют снизу и сверху ремни, пропущенные под материалом основного корпуса, с полуавтоматическими застёжками для стяжки и фиксации

контейнера в основном корпусе. На боковых сторонах расположена светоотражающая лента шириной 5 см.

Нижняя часть (дно) рюкзака покрыта экокожей с заходом на 5 см на боковые стороны рюкзака для возможности применения на мокрых и загрязненных поверхностях. Для предотвращения истирания на углах рюкзака предусмотрено усиление пластиковыми угловыми накладками «Кедер». Резиновые ножки служат для противодействия скольжению на поверхностях.



Рис. 4. Основной корпус. Вид сбоку

Контейнер выполнен из материала HDPE (high-density polyethylene) – полиэтилена высокой плотности толщиной 0,3 см черного цвета. Контейнер не предусматривает острых углов. Для контейнера предусмотрен чехол, который будет выполнять амортизационную и защитную функции для предотвращения загрязнений и истирания внутренней части основного корпуса. Решетчатый разделитель контейнера на ячейки предназначен для фиксации груза, выполнен из того же материала, что и контейнер.



Рис. 5. Основной корпус. Вид снизу

Решетка снимается для промывки контейнера, а также для установки и переноса в рюкзаке металлической канистры для отбора объединенной пробы и электронной рулетки

Съемный чехол выполнен из основного материала. На боковых, передней и задних стенках в контейнере расположены отверстия для крепления чехла, отверстия для крепления с основным корпусом по средствам зажимов «фастекс».

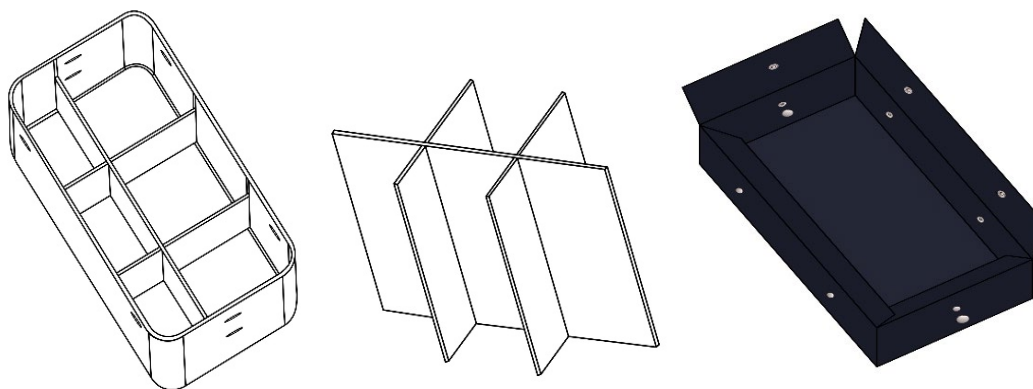


Рис. 6. Контейнер, решетчатый разделитель, съемный чехол

Внедрение специализированного рюкзака для переноса операторами товарными инструмента и средств измерения позволит предотвратить травматизм, связанный с невыполнением правила трех точек опоры операторами товарными при переносе инструмента и средств измерения.

Помимо того, что рюкзак позволит соблюдать требования охраны труда, существует возможность использования рюкзака на любом из четырех уровней превентивного контроля за содержанием хлорорганических соединений в нефти с целью контроля и управления рисками загрязнений нефти хлорорганическими соединениями, обеспечения исполнения требований Технического регламента ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию».

На разработку получен патент на полезную модель № 224406. Сейчас происходит процесс внедрения рюкзака в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Список источников

1. Патент на изобретение 2660085 Российская Федерация, МПК А45F 3/04. Рюкзак для переноски оборудования и инструментов / А. В. Кулишин; патентообладатель Публичное акционерное общество «Транснефть» (ПАО «Транснефть») Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Порт Приморск» (ООО «Транснефть – Порт Приморск»).
2. Патент на изобретение RU 145880 U1 «Ранец оператора по добыче нефти и газа» Пат. 145880 Российская Федерация, МПК А45F 3/04 / А. Г. Хабибрахманов, Р. Р. Исламов, С. Н. Сиротин, Д. В. Луконин; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В. Д. Шашина
3. Патент на изобретение RU 224406 U1 «Ранец товарного оператора» Российская Федерация, МПК А45F 3/04. / Р.С. Галекбаров, А.А. Вартамян; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Славнефть-Красноярскнефтегаз».
4. Письмо Минтруда России от 22.06.2016 № 15-2/ООГ-2247 «О работах, связанных с подъемом и перемещением тяжестей»
5. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 14.09.2021 № 629н «Об утверждении предельно допустимых норм нагрузок для женщин при подъеме и перемещении тяжестей вручную».
6. Технический регламент ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию».

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОННОГО ДОСТУПА К ИНФОРМАЦИИ ПО ПБОТОС

Р. С. Галекбаров¹

Научный руководитель: *Д. А. Цуркин²*

^{1,2}ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

На данный момент времени для информирования работников в области ПБОТОС используются стенды с печатными материалами, плакаты и знаки безопасности, но они создают визуальный шум. Бумажные брошюры быстро изнашиваются. Также важным аспектом является оперативный доступ к инструкциям по охране труда и картам СОП во время выполнения рабочих задач. Для борьбы с визуальным шумом и обеспечения оперативного доступа работников к информации в области ПБОТОС предлагается использование стационарных и переносных интерактивных терминалов, информация на терминале легко обновляется и доступна в любое время, что повышает ее актуальность и полезность для работников, а использование переносных терминалов для оперативного доступа к картам СОП является одним из решений вопроса, связанного с неправильной эксплуатации оборудования, которая может привести к крайне негативным последствиям.

Актуальность данного проекта обусловлена тем, насколько качественно происходит информирование в сфере охране труда и промышленной безопасности. От этого зависит эффективность восприятия информации и, как следствие, сокращение случаев производственного травматизма, возникновение аварий и инцидентов, а также сохранение жизни и здоровья работников.

Терминалы позволяют отображать критически важную информацию в режиме ожидания, использовать различные форматы представления информации. Наряду с традиционными текстовыми и графическими материалами можно применять интерактивные элементы, видео, анимацию, инфографику и другие современные форматы. Регулярное обновление и актуализация информации важны для того, чтобы следить за изменениями в законодательстве, новыми технологиями и методами работы.



Рис. 1. Общий вид интерактивного терминала

Для работы интерактивных терминалов разработана электронная система оперативного доступа к информации по ПБОТОС. Система включает блоки: молнии, памятки и уроки; контакты экстренных служб; информацию по ГО и защите от ЧС; блок обращения; блок обобщенной информации; опросы и блок Охраны труда.

Вкладка «Опросы» позволит осуществлять анкетирование работников в сфере ПБОТОС, результаты будут консолидироваться у ответственного за проведение тестирования.

Блок «Молнии» включает в себя интерактивные молнии, где работник сможет получить более детальную информацию о происшествии, ссылки на инструкции, золотые правила безопасности труда и законодательные акты. После изучения молнии есть возможность самопроверки, для этого необходимо пройти тестирование из 3–4 вопросов в целях проверки усваиваемости информации. Подтверждение об ознакомлении будет происходить по средствам электронного считывателя личных пропусков.

Блок «Золотые правила безопасности труда» предусматривает интеграцию с курсом по ЗП, позволяет получить доступ к актуальной версии, что затруднено в бумажном варианте из-за невозможности быстрой замены для всех работников. Работник может ознакомиться с золотыми правилами в большом формате, после изучения пройти короткие тесты самопроверки.



Рис. 2. Блоки системы

На пути к бережливому производству и стандартизации всех операций на производстве предлагается использовать электронные карты стандартных операционных процедур (СОП). Эти карты будут доступны на планшетных компьютерах при наведении сканера на QR-код, закрепленный на оборудовании. На экране будут отображаться все карты СОП для выполнения операций с этим оборудованием.

Электронные карты СОП позволят производить обслуживание оборудования работниками СП, подрядных организаций по утверждённому порядку и согласно инструкциям. Для использования на электронных экранах предлагается переработанный шаблон карт СОП. Изменения по сравнению со старым шаблоном включают изменение шрифта для улучшения читаемости и возможность при нажатии на фотографию открыть ее на весь экран. Каждый СОП будет иметь свой номер, общая база будет вестись администратором.



Рис. 3. Переносные терминалы

В ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» внедрена система мотивации персонала – программа «Лидер безопасности», которая подразумевает под собой вовлечение персонала в вопросы ПБОТОС, а важным мотивирующим фактором является балльная система. Для того чтобы работнику получить статус «Лидер безопасности» в конце каждого квартала и материальное вознаграждение, необходимо выполнить ряд критериев и набрать проходной балл.

Чтобы работники еще больше были погружены в вопросы ПБОТОС, предлагается добавить дополнительный обязательный критерий – тестирование в конце каждого месяца. Во вкладке «Опросы» в конце каждого месяца будет доступен тест по информации, представленной в интерактивном терминале, работник авторизуется с помощью электронного считывателя и после успешного испытания ему будет начислено 5 баллов.

В будущем планируется с помощью интерактивного терминала загрузка документов, подтверждающих выполнение критериев «Лидер безопасности», самим работником, данные будут собираться в общую базу, доступную модератору.

Внедрение системы электронного доступа к информации ПБОТОС может существенно снизить риск возникновения инцидентов, связанных с невнимательностью или неосведомленностью персонала, и повысить уровень ответственности и безопасности на рабочем месте.

Сейчас происходит смена поколений, на рынок труда приходят представители поколения Z. В связи с этим важно адаптироваться к использованию гаджетов. Представителям поколения Z привычны цифровые технологии, поэтому компаниям следует интегрировать их в процесс информирования и подстроиться под запросы работников.

В данный момент система находится на этапе разработки и тестирования в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Список источников

1. Приказ Минтруда России от 29.10.2021 № 773н «Об утверждении форм (способов) информирования работников об их трудовых правах, включая право на безопасные условия и охрану труда, и примерного перечня информационных материалов в целях информирования работников об их трудовых правах, включая право на безопасные условия и охрану труда» : зарегистрировано в Минюсте России 14.12.2021 № 66317.
2. Приказ Минтруда России от 29.10.2021 № 776н «Об утверждении Примерного положения о системе управления охраной труда» : зарегистрировано в Минюсте России 04.12.2021 № 66318.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА ЛИЧНОГО СОСТАВА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ МЧС РОССИИ

С. А. Горохов¹, М. А. Усачёв²

Научный руководитель: *Е. В. Мусияченко³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Условия труда пожарных связаны с высоким уровнем риска, наличием множества негативных факторов, испытанием профессиональной надёжности и принадлежат к 4-му классу условий труда как опасные (экстремальные) [1].

В статье дан анализ условий труда и производственного травматизма сотрудников Государственной противопожарной службы (ГПС) МЧС России.

Основными задачами являются:

- обзор нормативно-правовых и законодательных документов, регламентирующих условия труда личного состава ГПС;
- анализ травматизма и несчастных случаев пожарных;
- выводы и рекомендации по теме исследования.

Обеспечение безопасных условий труда личного состава ГПС регламентировано [2; 3].

При выполнении основных трудовых функций пожарные могут подвергаться воздействию опасных и вредных факторов производственной среды и трудового процесса (табл. 1) [4].

Таблица 1

Вредные и опасные факторы, воздействующие на сотрудников ГПС

Опасные и вредные факторы	Трудовые функции			
	Дежурства в пожарных депо	Следование на пожар	Тушение пожара	Проведение АСР
Физические (подвижные части машин и механизмов, разрушающиеся конструкции, низкие и высокие температуры, повышенная загазованность и др.)	–	+	+	+
Химические и физико-химические (токсические, раздражающие и др. вещества на пожарах, при обслуживании пожарных машин в гаражах и т. д.)	+	–	+	+
Биологические (наличие болезнетворных бактерий и вирусов)	–	–	+	+
Психофизиологические (сверхнормативные физические и нервно-психические перегрузки)	+	+	+	+

Трудовая деятельность пожарных сопряжена с профессионально обусловленными заболеваниями и вероятным риском гибели. Показатели производственного травматизма связаны со сложностью пожара, временем суток и сезоном года его возникновения, возрастом сотрудников и их профессиональным стажем, психологическими качествами и др. факторами.

Основные причины травматизма сотрудников ГПС МЧС России:

- условия пожара (ожоги, отравления продуктами горения, падения);
- технические причины (отказ и дефекты пожарного оборудования и специального снаряжения);
- организационные причины (неправильная организация пожаротушения, тренировок, занятий, соревнований, хозяйственных работ, нарушение и несоблюдение требований охраны труда);
- личные условия (неосторожность при пожаротушении, проведении соревнований и др., несоблюдение требований охраны труда, недостаточная профессиональная подготовка) [5].

Согласно статистике, среднегодовой уровень производственного травматизма пожарных в России за 2010–2020 гг. составил $(11,10 \pm 1,84)$ на 10 тыс. пожарных, при наблюдении динамики отмечается снижение данных показателей. За рассматриваемый период производственный травматизм пожарных в 40,5 % случаев определяется тушением пожаров, в 39,7 % – повседневной деятельностью, в 19,8 % – профессиональной подготовкой и спортивными мероприятиями. Среднегодовой уровень гибели пожарных в России за 2010–2020 гг. составил $(7,30 \pm 0,65)$ на 100 тыс., в т. ч. при пожаротушении – $(4,86 \pm 0,51)$, повседневной деятельности – $(2,44 \pm 0,26)$, на фоне данных результатов фиксируется снижение фактов гибели пожарных [6].

Сведения о производственном травматизме рассчитаны на 10 тыс. человек, гибели при исполнении служебных обязанностей – на 100 тыс. человек (табл. 2).

Таблица 2

**Уровни производственного травматизма
и гибели личного состава ГПС МЧС России в России**

Показатель деятельности	Год										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Производственный травматизм (в т. ч. со смертельными исходами) на 10 тыс. пожарных											
Пожаротушение	7,36	6,88	6,23	4,73	4,70	2,38	2,77	3,57	3,18	4,07	3,57
Повседневная	10,42	10,37	4,51	3,89	4,06	2,48	3,53	3,57	1,72	3,16	1,97
Подготовка и спорт	4,86	5,48	1,37	2,17	2,33	1,16	1,31	1,47	1,45	1,82	0,75
Всего	22,64	22,72	12,11	10,78	11,09	6,02	7,61	7,45	6,36	9,05	6,29
Гибель на производстве на 100 тыс. пожарных											
Пожаротушение	7,51	3,88	4,41	4,92	3,46	4,22	8,56	5,25	3,77	3,21	4,27
Повседневная	3,51	2,91	2,45	3,45	2,47	1,58	2,52	2,10	0,54	2,14	3,20
Всего	11,02	6,78	6,86	8,37	5,94	5,81	11,08	7,35	4,31	5,35	7,47

На рис. 1, 2 показана статистика травматизма и гибели личного состава при выполнении служебных обязанностей за период 2010–2020 гг.

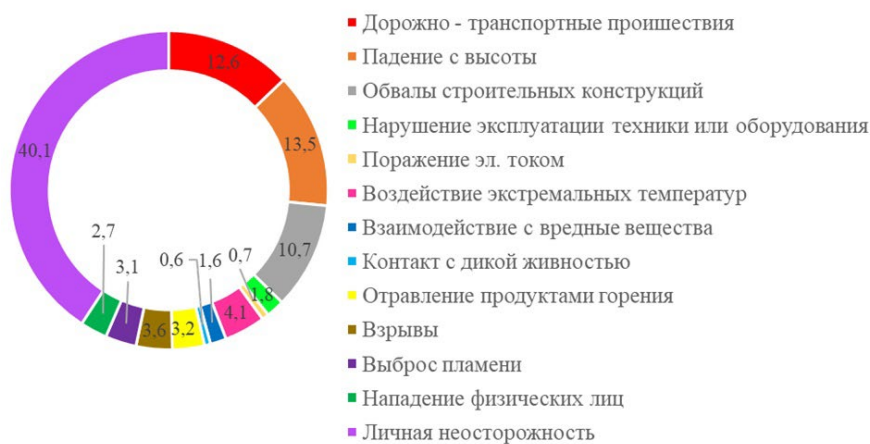


Рис. 1. Причины травматизма личного состава ГПС



Рис. 2. Причины гибели личного состава ГПС

За период 2010–2020 гг. отмечается снижение показателей производственного травматизма и гибели пожарных в России.

В результате систематизации данных производственного травматизма личного состава ГПС сформулированы следующие выводы.

1. Основными факторами производственного травматизма пожарных являются: личная неосторожность, падения с высоты, дорожно-транспортные происшествия, обрушения, обвалы строительных конструкций, предметов и материалов, воздействия экстремальных температур окружающей среды.

2. К основным факторам гибели относятся фатальные травмы, связанные с обрушением, обвалами строительных конструкций, предметов и материалов, дорожно-транспортными происшествиями, отравлением продуктами горения, взрывом газовых баллонов или газозудной смеси, падением с высоты.

3. Среди личного состава ГПС МЧС России имеет место недостаточный учет травм, поскольку фиксируются только травмы, сопровождающиеся временной утратой трудоспособности (травмы средней и тяжелой степени) [6].

В качестве рекомендаций предлагается пересмотреть порядок фиксации случаев травматизма в МЧС России, поскольку упорядоченный и полный учет всех травм обеспечивает возможность управления производственным травматизмом. Годовые обзоры по травматизму личного состава МЧС России должны быть общедоступными, содержать причинно-следственные связи возникновения травматизма и направления профилактики [7].

Список источников

1. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» № 426–ФЗ.
2. Приказ Минтруда России от 11.12.2020 № 881н «Об утверждении Правил по охране труда в подразделениях пожарной охраны».
3. Приказ от 09.01.2013 № 3 «Об утверждении Правил проведения личным составом федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы аварийно-спасательных работ при тушении пожаров с использованием средств индивидуальной защиты органов дыхания и зрения в непригодной для дыхания среде».
4. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы.
5. Сафронов И. А., Селезнев А. С., Никитина Н. А., Мусияченко Е. В. Нормативные требования охраны труда сотрудников ГПС // Молодые ученые в решении актуальных проблем безопасности : сб. материалов X Всерос. науч.-практ. конф., 28 мая 2021 года, г. Железногорск. Железногорск : ФГБОУ ВО Сибирская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России, 2021. С. 45–49.
6. Евдокимов В. И., Путин В. С., Ветошкин А. А., Артюхин В. В. Обстоятельства производственного травматизма и гибели личного состава Федеральной противопожарной службы МЧС России (2010–2020 гг.) // Медико-биологические и социально-психологические проблемы безопасности в чрезвычайных ситуациях. 2021. № 4. С. 5–19. URL: <https://doi.org/10.25016/2541-7487-2021-0-4-05-19>.
7. Федеральный закон «Об основах охраны здоровья граждан в Российской Федерации» от 21.11.2011 № 323-ФЗ.

О ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ

П. Ю. Долгих¹, П. Д. Мурзина², Е. И. Петрова³

Научный руководитель: С. В. Клочков⁴

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Автозаправочные станции представляют собой не только места хранения и продажи горючих жидкостей, таких как бензин или дизельное топливо, но и пространства, где водители и пассажиры имеют возможность приобрести необходимые товары. Однако некоторые посетители могут не в достаточной степени владеть информацией о требованиях пожарной безопасности на АЗС, что и определяет цель исследования.

Авторами статьи создана анкета для оценки уровня знаний посетителей автозаправочных станций в области правил пожарной безопасности. В тестировании приняли участие 213 человек. Первые три вопроса посвящены сбору информации о гендерном признаке, возрасте и стажу вождения. По результатам опроса 51 % анкетированных составляют мужчины, 49 % – женщины; 50 % имеют стаж вождения до 2 лет, 31 % – более 10 лет, 13 % – от 2 до 5 лет, 6 % – от 5 до 10 лет.

Только 19 % водителей с опытом вождения более 5 лет ответили правильно на вопрос, представленный на рис. 1. Большая часть респондентов (58 %) со стажем менее 5 лет отметили, что будут соблюдать дистанцию в 3 м от автомобиля, стоящего рядом с бензоколонкой. Меньшая дистанция может привести к затруднению выезда, большая – к возникновению пробок и созданию помех для движения на дороге.

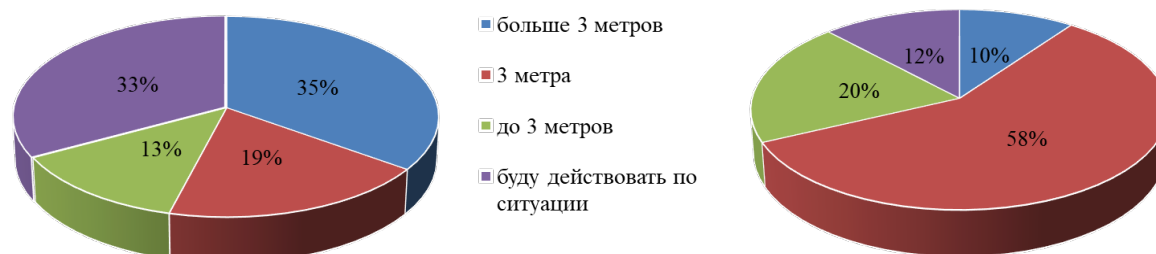


Рис. 1. Распределение ответов на вопрос «При образовании очереди из автомобилей на АЗС какое расстояние Вы будете соблюдать при заправке автомобиля между соседними машинами?»

Если автомобиль не будет заблокирован другими транспортными средствами, то 93 % респондентов в первую очередь покинут АЗС. В ином случае водители попытаются ликвидировать возгорание самостоятельно (64 %); попросят помощи у других водителей (26 %); позвонят в пожарную часть (7 %); будут действовать по ситуации (3 %). Характер ответов свидетельствует о том, что люди в первую очередь стремятся обеспечить свою безопасность и сохранность имущества [1].

Большинство опрошенных водителей, несмотря на стаж вождения, ответили, что будут высаживать пассажиров на въезде автозаправочной станции (рис. 2). Исследуя характер ответов, можно предположить, что после завершения процесса обучения

в автошколе водители акцентируют внимание на тех правилах, которые необходимы непосредственно для передвижения по дорогам общего пользования [1].



Рис. 2. Распределение ответов на вопрос «Вам нужно заправиться. В машине, помимо Вас, сидят пассажиры. Как Вы поступите в данной ситуации?»

Исходя из анализа ответов на вопрос «Вы решили зайти в минимаркет на АЗС, но случилось возгорание, что Вы будете делать?» (рис. 3), большинство мужчин будут пробовать потушить пожар самостоятельно, а женщины постараются уехать на безопасное расстояние от места возгорания и позвонят в пожарную часть, независимо от стажа вождения. Такие различия могут быть обусловлены социокультурными факторами, воспитанием, а также различными восприятиями риска и способностей в критических ситуациях у мужчин и женщин.

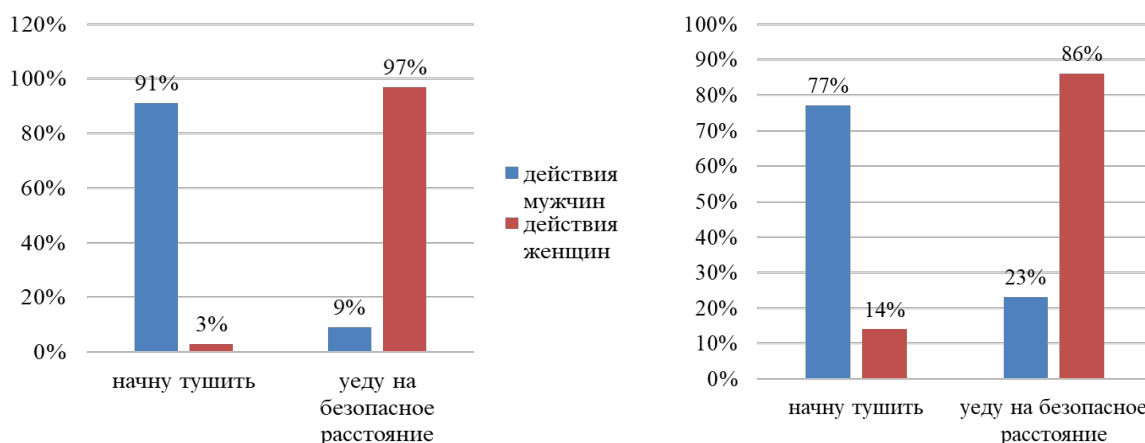


Рис. 3. Распределение ответов на вопрос «Вы решили зайти в минимаркет на АЗС, но случилось возгорание, что Вы будете делать?»

Результаты исследования в форме методических материалов переданы в автошколу СФУ с целью внедрения в образовательный процесс. Для наглядного представления алгоритма поведения на автозаправочных станциях авторами статьи был создан плакат, а также составлена концепция видеоматериала, которые планируется размещать на въезде на территорию АЗС и в торговом зале минимаркета (при его наличии).

Таким образом, в ходе работы было проведено анкетирование с целью выяснения уровня осведомленности о требованиях пожарной безопасности. На основе проведенного анализа данных были предложены следующие рекомендации: интегрирование методических материалов для автошколы СФУ в учебный процесс, размещение информационных плакатов в минимаркетах и демонстрация видеоматериалов на телевизионных панелях на автозаправочных станциях.

Список источников

1. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 58404–2019 «Станции и комплексы автозаправочные. Правила технической эксплуатации» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200164025> (дата обращения: 22.10.2023).
2. Технический регламент о требованиях ПБ [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 22.07.2008 № 123, ред. от 27.12.2018 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 22.10.2023).
3. Травин Д. С., Толстов Д. Н., Калач Е. В. Система обеспечения пожарной безопасности на АЗС [Электронный курс]. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36576441> (дата обращения: 22.10.2023).
4. СП 156.13130.2014 Станции автомобильные заправочные в данной статье исследуется степень знания водителями правил пожарной безопасности на автозаправочных станциях требования пожарной безопасности [Электронный курс]. URL: <https://www.minizapravka.ru/content/company/documents/156.13130.2014.pdf> (дата обращения: 22.10.2023).

ОСОБЕННОСТИ ТЕРМОДЕСТРУКЦИИ ПВХ-ЛИНОЛЕУМА

В. И. Дударева¹, А. А. Захаренко²

Научный руководитель: *А. А. Шубин³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Термодеструкция вещества – предмет исследования в области пожарной безопасности, представляющий значительную важность. Различные строительные материалы, применяемые как в быту, так и в промышленности, в разной степени подвергаются температурному воздействию при пожаре. Природа материала определяет специфику его термодеструкции, поэтому стоит уделять внимание изучению каждого материала отдельно. В данной статье объектом исследования является распространенный вид напольного покрытия – ПВХ-линолеум.

В современном мире в строительной сфере присутствует широкий выбор напольных покрытий: ламинат, паркет, ковролин и т. д. Однако наибольшее распространение получил линолеум. Популярность данного материала связана со следующими его достоинствами: высокие теплоизоляционные показатели, хорошее шумопоглощение, мягкость, упругость, эластичность, долговечность, устойчивость к истиранию и прочее. При оценке данного материала с точки зрения пожарной безопасности можно отметить высокую дымообразующую способность и токсичность продуктов горения [1].

Изучение механизма термодеструкции ПВХ-линолеума позволяет экспериментальным путем установить кинетические параметры, необходимые для оценки поведения материала в условиях пожара [2; 3]. В связи с этим была поставлена следующая цель: изучение особенностей термодеструкции ПВХ-линолеума.

Для исследования используются образцы марки «TARKETT Европа» размером 30 × 30 × 3 мм. Масса образцов составляет $3,0 \pm 0,1$ г. Изучаемый линолеум имеет следующие пожарно-технические характеристики [4]:

- ВЗ (легковоспламеняемый);
- РП2 (слабораспространяющий);
- ДЗ (с высокой дымообразующей способностью);
- ТЗ (высокоопасный).

Для нагрева образцов в режиме динамического отжига используется резистивная трубчатая печь. Для измерения потери массы применяется тензодатчик. Контроль температур осуществляется термопарой.

Изучение термодеструкции ПВХ-линолеума проводилось методом динамической термогравиметрии, который заключается в непрерывном отжиге образца в резистивной трубчатой печи со скоростью нагрева 5 град/мин. Нагрев производится от комнатной температуры до 500 °С.

В процессе нагрева происходила фиксация температуры и массы каждую секунду. По полученным данным был построен график, отражающий зависимость потери массы от температуры (рис. 1).

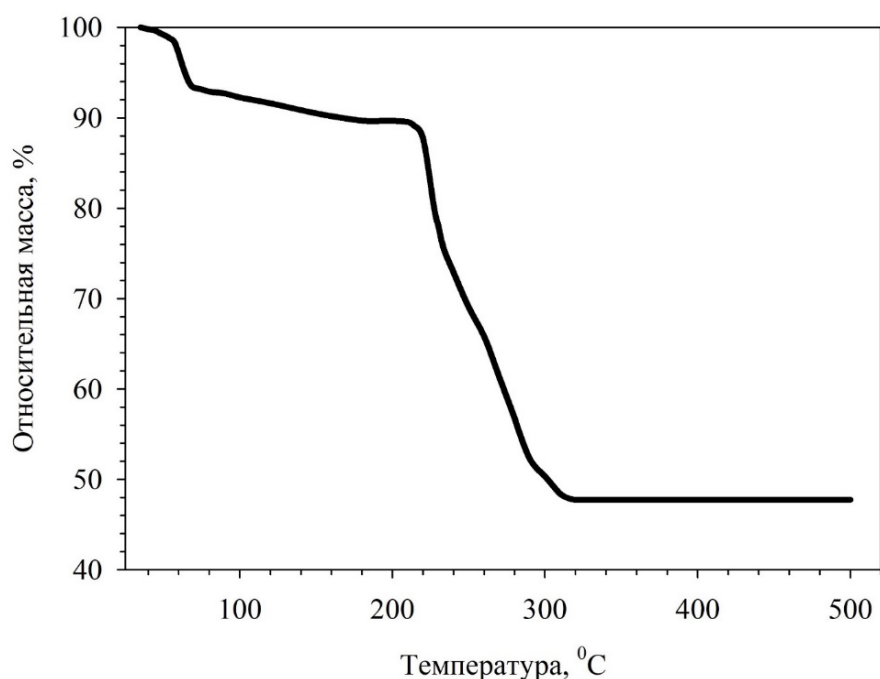


Рис. 1. Зависимость относительной потери массы образца линолеума марки «TARKETT Европа» от температуры

Согласно данным, представленным на рис. 1, отмечается немонотонное уменьшение массы образца с увеличением температуры, что соответствует общим представлениям о термодеструкции материалов. При этом можно выделить три температурные области.

1. От 23 до 80 °C отмечается снижение массы на 6 %. В данном диапазоне, вероятно, происходит выделение формальдегида, хлористого водорода, дибутилфталата, диоктилфталата. Также происходит испарение влаги и других органических веществ, используемых при изготовлении линолеума.

2. В области от 215 до 320 °C наблюдается снижение массы образца на 42 %, что является следствием протекания дегидрохлорирования и пиролиза материала.

3. В диапазоне от 320 °C и до окончательной температуры исследования значение массы остается на уровне 48 % от начального. Дальнейшее изменение массы не отмечается, так как полученный карбонизированный остаток не успевает существенно выгорать в заданном температурном диапазоне.

Температура начала интенсивного пиролиза исследуемого образца ПВХ-линолеума, 215 °C, согласуется с литературными данными по исследованию схожих образцов линолеума [5; 6].

В табл. 1 представлены расчетные значения некоторых кинетических параметров — массовая и удельная скорости выгорания, которые характеризуют интенсивность выгорания ПВХ-линолеума.

Таблица 1

Кинетические параметры термодеструкции ПВХ-линолеума

Параметр	Значение
Массовая скорость выгорания	$2,45 \cdot 10^{-4}$ г/с
Удельная массовая скорость выгорания	0,27 г/(м ² ·с)

В дальнейшем планируется провести измерение термодеструкции образцов ПВХ-линолеума при различных скоростях нагрева, что должно позволить определить порядок химического процесса и его энергию активации.

Список источников

1. Плотникова Г. В., Волкова А. И., Селезнев В. Ю., Ковалько А. С. Оценка пожарной опасности напольных покрытий при производстве пожарно-технической экспертизы // Вестник Восточно-Сибирского института Министерства внутренних дел России. 2013. Т. 66, № 3. С. 76–83.
2. Принцева М. Ю., Лобова С. Ф. Применение термического анализа для расчета кинетических параметров термодеструкции полимеров при выполнении реконструкции пожара // Современные пожаробезопасные материалы и технологии : сб. материалов IV международной научно-практической конференции, посвященной 30-й годовщине МЧС России – 2020. С. 95–99.
3. Декларация о соответствии требованиям технических регламентов Российской Федерации // ФГИС РОСАККРЕДИТАЦИЯ. 2021. URL: <https://pub.fsa.gov.ru> (дата обращения: 02.03.2024).
4. Исаков Г. Н., Манаева А. Р. Системный анализ вопросов безопасности применения напольных покрытий и математическая модель процессов их терморазрушения // Прикаспийский журнал: управление и высокие технологии. 2015. Т. 29. № 1. С. 30–43.
5. Будыкина Т. А., Ляшко С. М., Федотов С. Б. Оценка пожарной опасности объекта образования на основе термического анализа и определения расчетных величин пожарного риска // Научные и образовательные проблемы гражданской защиты. 2023. Т. 57. № 2. С. 26–38.

ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ЗА СЧЁТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ АСПВ

Д. В. Киселева¹, Е. В. Чистова², О. А. Онучина³

Научный руководитель: Д. А. Едимичев⁴

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Взрывы, а вследствие этого пожары, на объектах нефтеперерабатывающей отрасли выделяются как наиболее серьёзные «непредсказуемые» происшествия. И важной задачей современных действий по обеспечению безопасности является проведение мероприятий для предотвращения возможности развития взрыва, а также для снижения негативных последствий.

Традиционно для предотвращения взрывов используется несколько методов.

1. Повышенный воздухообмен. Достигается путем естественной аэрации производственных помещений, локальной аспирацией, механической приточно-вытяжной вентиляцией. Применение данного мероприятия снижает концентрацию взрывоопасных веществ в воздушной смеси ниже нижнего концентрационного предела, что делает невозможным образование взрывоопасных ситуаций.

2. Увеличение свободного объёма помещения. Оборудование располагается таким образом, чтобы обеспечить максимальную вентиляцию и не допустить отсутствие циркуляции и рассеивания взрывоопасных смесей.

3. Герметизация процессов. Контролируется отсутствие утечек смесей из оборудования наружу для того, чтобы содержимое не смешивалось с воздухом и не образовывало взрывоопасное облако.

4. Использование легкобрасываемых конструкций. Опасное оборудование размещается в угловой части здания, рядом оконными проемами, которые выпускают из помещения взрывную волну наружу.

5. Снижение возможности возникновения источников зажигания.

Авторы статьи предлагают использовать для защиты реактора метод подавления взрыва на начальном этапе. Принцип работы таких систем основан на обнаружении очага взрыва высокочувствительным световым датчиком. Для отсутствия ложных срабатываний установлено два таких датчика, а введение огнегасящего вещества, прекращающего развитие взрыва, осуществляется только после срабатывания обоих датчиков [4]. Предлагаемая в подавляющем количестве АСПВ подача флегматизатора сверху, на наш взгляд, может быть модифицирована в подачу с четырех сторон для наиболее равномерного распределения газа АСПВ, так как неизвестно точное расположение эпицентра взрыва (рис. 1). Ввиду этого, авторы статьи предлагают использование сферической формы форсунок с отверстиями для подачи газа. Чтобы остановить взрыв необходимо ввести подавляющее вещество в объём аппарата, распределяя его равномерно, снижая концентрацию реагирующей среды и создавая невзрывоопасную смесь.

Авторы проанализировали различные группы огнетушащих веществ, а именно инертные газы, нейтральные газы и ингибиторы. После сравнительного анализа огнегасящих составов по представленным в табл. 1 характеристикам, было отмечено, что для

работы АСПВ рекомендуется использовать газ аргон или гелий, так как они являются инертными, благородными газами, не вступающим в реакцию со смесью (в отличие, например, от диоксида углерода). Не вызывают коррозию и имеют приемлемую температуру хранения. Преимущество предлагается отдать аргону, так как запас этого газа уже имеется на предприятиях.

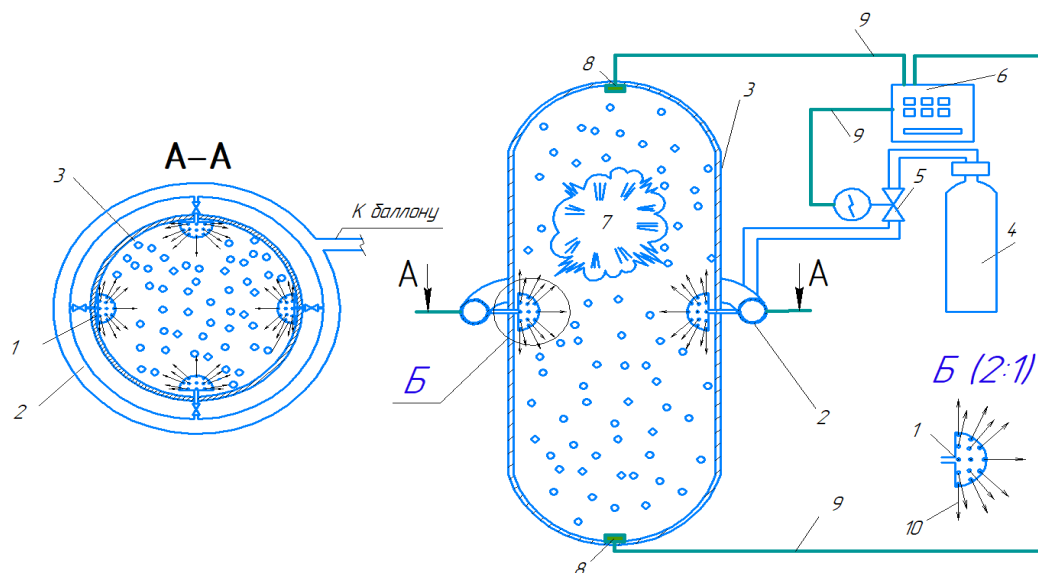


Рис. 1. Предлагаемая система АСПВ: 1 – форсунки; 2 – трубопровод; 3 – реактор; 4 – баллон; 5 – задвижка; 6 – блок управления; 7 – вероятный эпицентр взрыва; 8 – световой индикатор взрыва; 9 – линия связи; 10 – направление распыления газа

Таблица 1

Сравнение огнетушащих веществ

Группа	Газ	Предельные огнетушащие концентрации	Реакция со смесью в реакторе гидрокрекинга	Стоимость	Температура хранения	Токсичность
Инертные газы	Аргон	54 %	Не вступает в реакцию	24 200 руб.	От –50 до +50 °С	Не токсичен
	Гелий	37 %	Не вступает в реакцию	21 500 руб.	До +50 °С	Не токсичен
	Гексафторид серы	10 %	Не вступает в реакцию	60 000 руб.	До +50 °С	Малоопасное химическое вещество
Нейтральные	Азот	30 %	Не вступает в реакцию	24 200 руб.	От –50 до +50 °С	
	Диоксид углерода	25 %	Вступает в реакцию	24 200 руб.	От –40 до +50 °С	Не токсичен
Ингибиторы	Хладоны (предельные углеводороды C ₂ F ₄ Br ₂)	2 %	Не вступает в реакцию	37 500 руб.	До +50 °С	Малотоксичное химическое вещество
Водяной пар		–	Не вступает в реакцию	–	–	Не токсичен

Также сделан расчет требуемого объема газа для реактора. Как видно из графика (рис. 2), он составит 125 л, но с учетом стопроцентного запаса – 250 л.

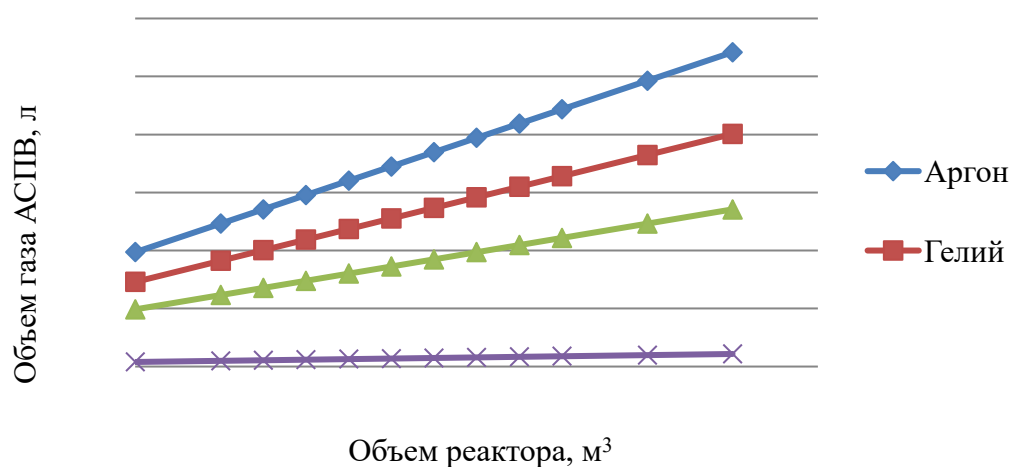


Рис. 2. Зависимость объема газа для АСПВ от объема реактора

Для хранения 250 л аргона необходимо 5 баллонов, характеристики которых представлены в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики предлагаемого баллона с аргоном

Характеристика	Значение параметров
Объём	50 л
Рабочее давление	200 атм.
Масса баллона	45 кг
Газа в баллоне	10,3 м ³
Количество баллонов	5 шт.

Также можно заметить, что соблюдается разность в давлении баллона 20,3 МПа и реактора 3,9 МПа, что обеспечивает поступление газа в реактор. Однако для того, чтобы не превысить максимально допустимое давление реактора 4,9 МПа, необходим редуктор для понижения давления.

На сегодняшний день система АСПВ не является обязательной для внедрения в систему безопасности технологического процесса гидрокрекинга. Но, ввиду ее эффективности, авторами статьи предлагается внести изменения в существующую нормативную базу и сделать систему АСПВ обязательной к внедрению (табл. 3).

Таблица 3

Параметры АСПВ

Характеристика	Значение параметров
Объем реактора	44,9 м ³
Объем флегматизатора	125 л
Время срабатывания	не более 60 мс
Давление газовой струи при активации	3,9 МПа < P < 4,9 МПа
Давление в реакторе	3,9 Мпа

Таким образом, в ходе работы была проанализирована аварийность на установках гидрокрекинга. На основе полученных данных выявлены причины аварий на участках, представляющих наибольшую опасность. Выделены преимущества АСПВ и предложено ее внедрение в качестве мероприятия, обеспечивающего пожарную безопасность установок гидрокрекинга.

Список источников

1. Кузьмина Р. И., Ливенцев В. Т., Аниськова Т. В. Гидрокрекинг – процесс глубокой переработки нефтяных остатков : учеб. пособие. Саратов : Саратов. нац. исслед. гос. ун-т. 2019. 79 с.
2. Масаев С. Н., Едимичев Д. А., Середкина А. А., Руф Е. А. Магнитная буря как источник аварий на нефтеперерабатывающих заводах РФ. Красноярск, 2020. 6 с.
3. Покровская С. В., Булавка Ю. А., Галкина Д. В. Моделирование последствий аварий на опасных производственных объектах нефтеперерабатывающей промышленности с использованием программного комплекса ТОХИ^{+Risk} [Электронный ресурс] // Промышленность. Прикладные науки. Химические технологии и охрана труда. 2003. № 3. URL: <https://elib.psu.by/bitstream/123456789/16820/6/173-178.pdf?ysclid=lvcjpz0gzv663352282>.
4. Щербаков В. Т., Абдрахимов Ю. Р., Галлямова Э. И. Внедрение активной системы подавления взрыва в реактор окисления для получения гидроперекиси изопропилбензола [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. Экология и промбезопасность. 2016. № 4. URL: <https://ngdelo.ru/files/ngdelo/2016/4/ngdelo-4-2016-p204-207.pdf>.
5. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств”».

О ФОРМЕ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ПРОПАГАНДЫ В МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМАХ

Е. Д. Крохалева¹, Г. А. Филиппов²

Научный руководитель: *С. В. Клочков³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Пожарная безопасность – это состояние защищенности личности, имущества, общества и государства от пожаров [1, ст. 1]. В жилых зданиях пожары представляют особую опасность, так как совокупность характера распространения опасных факторов пожара, блокировка личными вещами путей эвакуации и несвоевременное обнаружение возгорания могут повлечь за собой материальный и социальный ущерб.

Согласно статистике ВНИИПО [2], количество пожаров ежегодно в период с начала 2019 года по конец 2022 года уменьшается, но на долю событий в зданиях жилого сектора приходится 90 % всех погибших при пожарах людей [2]. Следовательно, проблема остается актуальной.

Основными причинами пожаров в многоквартирных домах являются: курение в помещении, неосторожное обращение с огнем и нарушение правил устройства и эксплуатации электрооборудования [2].

В состоянии стресса людям тяжело ликвидировать обнаруженный в квартире пожар даже на ранней стадии. Теоретических представлений о правилах противопожарного режима недостаточно, необходимы качественная визуализация и структурирование действий в случае происшествия.

Целью статьи является разработка способа подачи информации, адаптированного под современные реалии с учетом необходимого уровня осведомленности граждан в данной области.

Авторы провели анкетирование среди жителей многоквартирных домов с целью выявления общего уровня осведомленности о правилах пожарной безопасности.

В опросе приняли участие жители города Красноярска: 230 человек в возрасте от 18 до 75 лет: 72,1 % от 18 до 25 лет; 4,8 % от 26 до 35 лет; 2,2 % от 36 до 42 лет; 18,3 % от 43 до 55 лет; 2,6 % от 55 до 75 лет. Среди анкетированных 51,1 % проживают в собственной квартире; 36,2 % проживают в общежитии; 12,7 % снимают жилье.

Результаты показали, что 47 % курящих респондентов предпочитают удовлетворять потребность в никотине прямо в квартире или на балконе, что запрещено согласно [3, п. 85]. Таким образом, возрастает риск срабатывания пожарных извещателей за счет сигаретного дыма, а также неумышленного поджога из-за попадания искр и пепла на горючие покрытия.

23 % респондентов при проведении ремонтных работ, безвозвратно снимет пожарные извещатели или самостоятельно перенесет их в другое место, что запрещено, согласно [3, п. 16]. Данные действия могут повлечь за собой уменьшение зоны действия устройства или его полную неработоспособность. Жители могут вовремя не узнать о задымлении, соответственно, возрастает риск гибели.

Зачастую существующая конфигурация электророзеток не полностью соответствует запросам жильцов, в связи с чем 73,4 % респондентов применяют в быту удли-

нители, не обращая при этом внимания на их параметры, что в конечном итоге может привести к превышению допустимой нагрузки и, как следствие, к возникновению возгорания.

Как правильно поступить в случае воспламенения бытового электроприбора или кабеля его питания, знают только 39 % респондентов. Своими действиями, такими как тушение плотными тканями или водой без предварительного отключения питания, они могут вызвать короткое замыкание электросети, что может привести к появлению вторичных очагов возгорания, а также нанести вред здоровью и жизни самих жильцов [4].

Согласно [3], 65 % от общего количества погибших во время пожара отравились токсичными продуктами горения. Это, в свою очередь, может быть связано с тем, что они не успели своевременно покинуть здание. 39 % респондентов оставляют свои личные вещи, такие как детский колесный транспорт, под лестничным маршем первого этажа или на межквартирной площадке, что является недопустимым в соответствии с [3, п. 16]. При этом 83 % респондентов не считают это сколь-либо серьезным нарушением, поскольку в большинстве случаев оставленные вещи не мешают им в повседневной жизни.

43 % опрошенных уверены, что необходимо открывать окна и двери, если начался пожар. При этом происходит резкое повышение концентрации окислителя, который усиливает процесс горения. Знание правил поведения в такой ситуации поможет избежать увеличения площади возгорания и скорости распространения опасных факторов пожара [4].

По результатам проведенного анкетирования можно сделать вывод, что большая часть опрошенных недостаточно осведомлена о правилах пожарной безопасности.

На основании вышеизложенного авторы статьи выделили ряд аспектов, которые вызвали наибольшее затруднение среди опрошиваемых:

- курение в доме и неосторожное обращение с огнем;
- эксплуатация бытовых электросетей;
- эвакуация людей при пожаре.

Суть проблемы, по мнению авторов, состоит в том, что современный человек зачастую сталкивается с проблемой перегруженности визуального канала приема информации. Так, стенды возле подъездной двери и внутри дома, в большинстве случаев, заполнены разноцветными рекламными предложениями, отвлекающими взгляды жильцов. Поэтому размещение памяток в таких местах, на наш взгляд, будет не эффективно.

Предлагаемый нами способ подачи информации подразумевает применение яркой и «цепляющей» формы. Например, такой как комикс, посвященный рекомендациям по соблюдению требований пожарной безопасности. Это, по мнению авторов, будет способствовать усвоению информации за счет доступной визуальной формы разными возрастными группами населения. Так, детей будет привлекать формат, а взрослых – дизайн и визуальная составляющая за счет эффекта новизны.

Таким образом, в ходе работы было проведено анкетирование жильцов многоквартирных домов на предмет знания требований пожарной безопасности. Произведен количественный и качественный анализ ответов, на основе которого предложена новая форма противопожарной пропаганды, которая в формате комикса преподносит массив информации. Предлагается на первом этапе выпустить серию из четырех сюжетов, в которых будет рассказываться о правилах эксплуатации электроприборов; принципах работы пожарных извещателей и оповещателей; опасности курения в квартирах и местах общего пользования; правилах поведения во время возгорания. Распространение комиксов планируется посредством взаимодействия с управляющими компаниями, в т. ч. рассылки в общедомовые чаты, телевизионная трансляция в лифтовых холлах, размещение информации в социальных сетях.

Список источников

1. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ (ред. от 19.10.2023) «О пожарной безопасности».
2. Пожары и пожарная безопасность в 2022 году. Статистика пожаров и их последствий : информационно-аналитический сборник. Балашиха : ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2023. 80 с.
3. Постановления Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020 (ред. от 24.10.2022) «Об утверждении правил противопожарного режима в Российской Федерации».
4. Анализ пожаров в многоквартирных жилых домах г. Красноярска в условиях пандемии / П. А. Кузнецова, В. С. Богданова, С. А. Ахмадеев, С. В. Клочков // Молодые ученые в решении актуальных проблем безопасности : сборник материалов XI Всероссийской научно-практической конференции, г. Железнодорожск, Красноярский край, 27 мая 2022 года. Железнодорожск : Сибирская пожарно-спасательная академия, 2022. С. 93–96.

РАЗРАБОТКА СПОРТИВНО-ТРЕНИРОВОЧНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫХ РАБОТ

П. А. Кузнецова¹, С. А. Ахмадеев², В. С. Зернина³

Научный руководитель: *А. А. Рябинин⁴*

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Тренировки по пожарной безопасности проводятся в целях доведения до сотрудников, осуществляющих трудовую или служебную деятельность в организации, обязательных требований пожарной безопасности, изучения пожарной и взрывопожарной опасности технологических процессов, производств и оборудования, имеющихся на объекте защиты систем предотвращения пожаров и противопожарной защиты, а также действий в случае возникновения пожара. Для приобретения и поддержания навыков, необходимых личному составу работников предприятий, разработан учебно-тренировочный полигон, оснащенный специализированными тренажерами.

Учебно-тренировочный полигон состоит из двух площадок, предназначенных для преодоления препятствий, получения навыков работы с аварийно-спасательным оборудованием и инструментом, а также отработки действий по спасению пострадавших и оказанию доврачебной помощи.

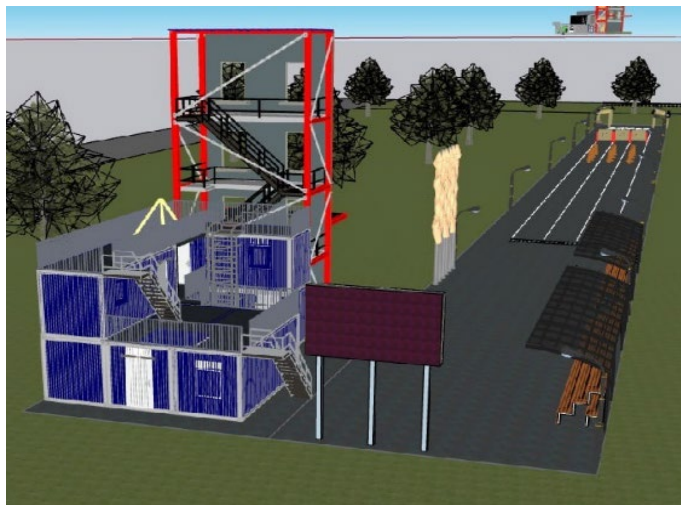


Рис. 1. Общий вид учебно-тренировочного полигона

Комплекс упражнений «Стометровая полоса препятствий» состоит из нескольких этапов: забор, бум и разветвление. Забор – это стена, высота и длина которой составляют 2 м, жестко закрепленная на дорожке. Со стороны бегущего на забор прибавляется скользкий материал. Забор устанавливается в 23 м от линии старта. Затем человек должен взять пожарные рукава в скатках и преодолеть с ними бум, представляющий собой бревно шириной 18 см и высотой от уровня дорожки до верхней плоскости бревна 1,2 м. К обеим сторонам бревна устанавливаются сходни длиной 2 м. На расстоянии 75 м от линии старта располагается разветвление, а на отметке в 100 м – линия финиша.

Следующая площадка – сооружение контейнерного типа, разделенное на пять тренировочных секций, созданных для отработки коллективных и индивидуальных действий по тушению пожаров и проведению аварийно-спасательных работ.

С торца сооружения расположена «Башня», представляющая собой стену высотой около 24 м (4-этажный жилой дом) с оконными проемами и страхующей сеткой. Конструкция служит для приобретения и совершенствования навыков подъема по штурмовой лестнице на уровень первых четырех этажей здания.

Внутри сооружения расположена «Огневая комната». Оснащение полигона обеспечивает проведение тренировок обучаемых в составе звена газодымозащитной службы, делает возможным создание условий, максимально приближенных к условиям работы на пожаре или ликвидации аварии, и позволят тушить условный пожар с подачей огнетушащих веществ от автоцистерны, внутреннего пожарного крана или иного источника. В комнате расположены огневые модули: «Горящий трубопровод», «Телевизор», «Горящие газовые баллоны», «Горящая модель электрощитовой» и имитатор объемного воспламенения.

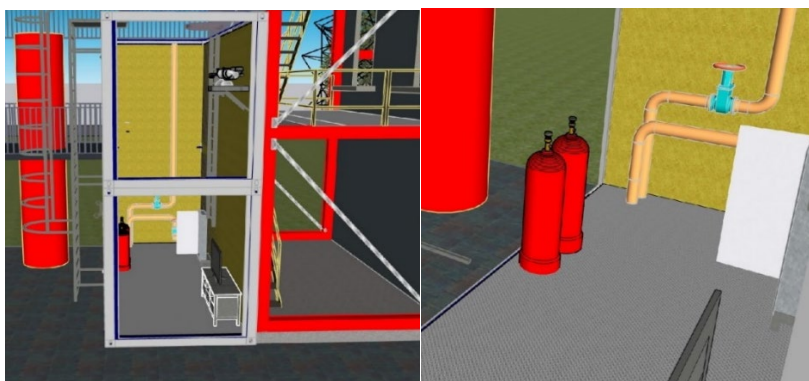


Рис. 2. Тренажёр «Огневая комната»

Тренажер «Спасение из шахты» позволяет отрабатывать спуск или подъем пострадавшего по лестнице, вертикальный спуск или подъем при помощи веревки, эвакуацию пострадавшего из труднодоступных мест, отработку самоспасения при помощи веревки.

Лабиринт «Задымленное помещение» спроектирован из трех уровней по высоте, что обеспечивает возможность отработки навыков перемещения в условиях разной проходимости. В тренажере применяются модели объектов, лазов, люков и труднодоступных мест в различных конфигурациях. Тренировки проводят в условиях задымления в сопровождении со световыми и звуковыми эффектами.

Помещение с тренажерами предназначено для улучшения физической подготовки спасателей. Также в сооружении предусмотрена комната с модулем дистанционного управления всеми автоматизированными объектами, входящими в комплекс.

Предложенные проектные решения могут использоваться для обучения персонала и тренировок нештатных аварийно-спасательных формирований организации по проведению аварийно-спасательных и других неотложных работ, а также действий по локализации и ликвидации возгораний на объектах.

Список источников

1. Правила служебно-прикладного вида спорта «Пожарно-спасательный спорт» от 28.01.2020 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <https://csk.organizations.mchs.gov.ru/uploads/document/2021-01-28/39eea6adb22c18572407f8089882089f.pdf>

2. Правила проведения личным составом Федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы аварийно-спасательных работ при тушении пожаров с использованием средств индивидуальной защиты органов дыхания и зрения в непригодной для дыхания среде утв. приказом МЧС России от 9 января 2015 г. // Информационно-справочная система «Гарант». Пункт 8. URL: <http://www.garant.ru/>.

3. Приказ МЧС РФ от 18.11.2021 № 806 «Об определении Порядка, видов, сроков обучения лиц, осуществляющих трудовую или служебную деятельность в организациях, по программам противопожарного инструктажа, требований к содержанию указанных программ и категорий лиц, проходящих обучение по дополнительным профессиональным программам в области пожарной безопасности»

4. Приказ МЧС России от 26.07.2016 №402 «Об утверждении Наставления по физической подготовке личного состава федеральной противопожарной службы» // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <https://docs.cntd.ru/document/420372332>

ОСВЕДОМЛЕННОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ О ДЕЙСТВИЯХ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ СИТУАЦИЯХ В ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ

М. И. Кутрань¹, Н. И. Грущак², И. А. Черных³

Научный руководитель: *Е. В. Мусияченко⁴*

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Опасные природные явления, такие как аномальная жара, сильный ливень или град, ураганный ветер, гололед, массовые инфекционные заболевания и другие, могут представлять серьезную угрозу для безопасности людей в условиях городской среды.

Целью исследования является выявление фактора информированности населения о правилах поведения и действий в экстремальных ситуациях природного характера.

Любая опасная ситуация вызывает у человека сильнейший стресс-фактор, его эмоциональное и психическое напряжение стремительно возрастает, поскольку поступки человека детерминированы особенностями его характера и темперамента (тревожность, темп реагирования и др.) [1].

В табл. 1 показана последовательность действий, составляющих процесс принятия решений в экстремальной ситуации [2].

Таблица 1

Процесс принятия решения в экстремальной ситуации

Основные составляющие процесса принятия решения	Характеристики
Обнаружение и принятие опасности	Признание реальности угрозы, т. е. идентификация риска: доверие к источникам информации и очевидным природным изменениям способствует идентификации риска; недооценка риска связана со «смещением фокуса ответственности» – уверенность в том, что другие люди должны чувствовать опасность. Если это незаметно, риск нивелируется
Оценка риска: оценка вероятности наступления негативных последствий; оценка тяжести последствий	Оценка величины риска и последующих действий зависит от принятия экстренного сообщения об угрозе; собственного опыта поведения в подобной (экстремальной) ситуации
Выбор действия по снижению риска	Уверенность в возможности снизить риск и благополучно спастись благодаря техническим средствам спасения, собственному опыту, физической форме, опыту других людей, включая спасателей и близких

На восприятие человеком ситуации и оценки её экстремальности оказывают влияние степень позитивности самооценки, уверенность в себе, уровень субъективного контроля, наличие позитивного мышления, выраженность мотивации достижения успеха. Выделяют две категории поведения людей в экстремальных ситуациях.

1. Рациональное, адаптивное с полным контролем состояния своей психики и управлением эмоциями – путь к быстрой адаптации к условиям сложившейся обстановки, сохранению спокойствия и осуществлению мер защиты и взаимопомощи. Такое поведение является следствием точного выполнения инструкций и распоряжений.

2. Негативное, патологическое, при котором своим нерациональным поведением и опасными для окружающих действиями люди увеличивают число жертв и дезорганизуют общественный порядок. В этом случае может наступить паника, выливающаяся в беспорядочное бегство, или «шоковая заторможенность», когда масса людей становится растерянной и безынициативной [3; 4].

Для исследования особенностей поведения человека в условиях экстремальной ситуации проведен социальный опрос, в котором приняли участие 119 студентов 1–5-х курсов Сибирского федерального университета, проживающих в Красноярске.

Ответы на вопрос «Знаете ли Вы правила поведения в экстремальных ситуациях природного происхождения?» показывают, что 43,7 % опрошенных уверены в своих знаниях. На вопрос «Сможете ли Вы спастись самостоятельно в условиях экстремальной ситуации и оказать помощь тем, кто находится рядом?» ответили утвердительно 33,3 % респондентов. На рис. 1 представлен выбор вариантов поведения во время аномальной жары в городской среде.

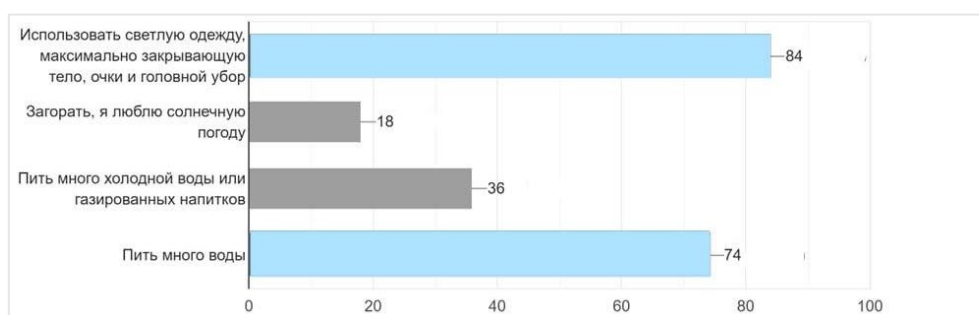


Рис. 1. Распределение ответов на 5-й вопрос анкеты

На рис. 2 представлен выбор вариантов поведения во время сильного града (ливня) в городской среде.

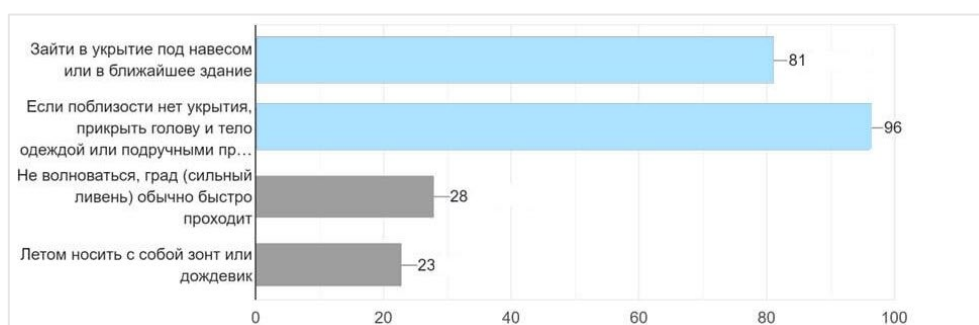


Рис. 2. Распределение ответов на 6-й вопрос анкеты

На рис. 3 представлен выбор вариантов поведения при ураганном ветре в городской среде.

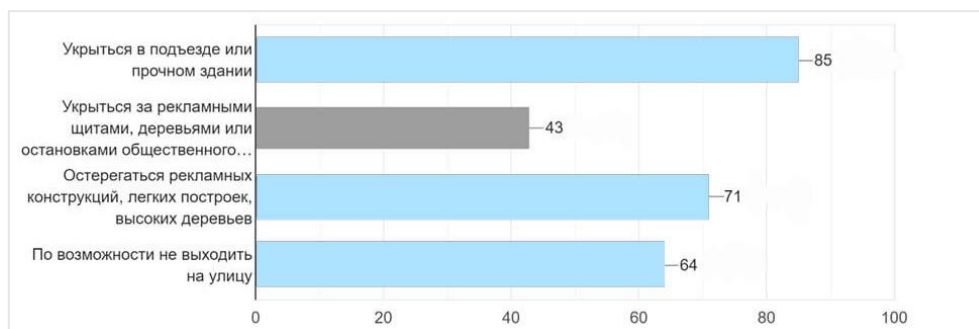


Рис. 3. Распределение ответов на 7-й вопрос анкеты

На рис. 4 представлен выбор вариантов поведения во время гололеда (гололедицы) в городской среде.

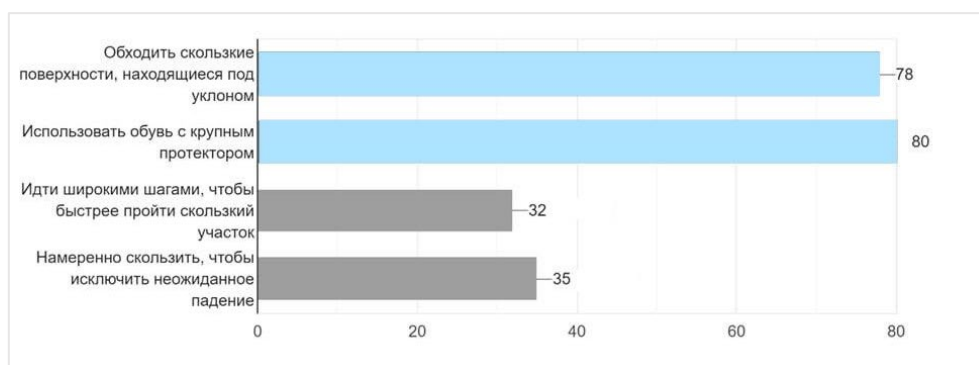


Рис. 4. Распределение ответов на 8-й вопрос анкеты

На рис. 5 представлен выбор вариантов поведения в период массовых инфекционных заболеваний в городской среде.

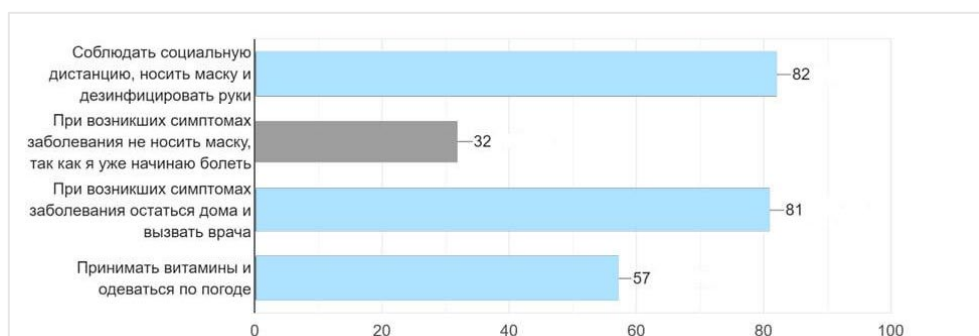


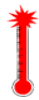
Рис. 5. Распределение ответов на 9-й вопрос анкеты

Анализ проведенного опроса показывает, что респонденты знакомы с основными правилами поведения в экстремальных ситуациях природного характера, однако они не уверены, что смогут их применить в конкретных обстоятельствах.

В качестве доступного и удобного способа информирования разработана и предлагается к использованию листовка (рис. 6), содержащая краткие сведения о правилах безопасного поведения человека в условиях, наиболее часто возникающих экстремальных ситуаций в городе.

**ПРАВИЛА ПОВЕДЕНИЯ ПРИ
АНОМАЛЬНОЙ ЖАРЕ В
ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ**

1. Прикрывайте голову легким головным убором.
2. Избегайте перегрева на солнце, используйте одежду светлых тонов.
3. Пейте больше воды.
4. Соблюдайте требования пожарной безопасности, исключите обращение с открытым огнем.



**ПРАВИЛА ПОВЕДЕНИЯ ПРИ
ГОЛОЛЕДЕ (ГОЛОЛЕДИЦЕ) В
ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ**

1. Надевайте обувь с рельефной подошвой.
2. Не держите руки в карманах.
3. Равномерно распределяйте вес сумок и пакетов.
4. По скользким местам передвигайтесь небольшими шагами, сгибая ноги.



**ПРАВИЛА ПОВЕДЕНИЯ ПРИ
СИЛЬНОМ ГРАДЕ (ЛИВНЕ) В
ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ**

1. Спрячьтесь в здании.
2. Защитите голову сумкой, одеждой, подручными средствами.
3. Не заходите в низины, которые в считанные минуты могут наполниться водой, градинами.
4. Не пытайтесь найти укрытие под деревьями.



**ПРАВИЛА ПОВЕДЕНИЯ ПРИ
УРАГАННОМ ВЕТРЕ В
ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ**

1. Держитесь подальше от зданий и строений, высоких столбов, деревьев, рекламных щитов, мачт, опор и электропроводов.
2. Спрячьтесь под мостом, железобетонным навесом, в подземном переходе, в подьезде дома.
3. Если вы в городском транспорте, немедленно покиньте его и ищите убежище.



**ПРАВИЛА ПОВЕДЕНИЯ ПРИ
МАССОВЫХ
ИНФЕКЦИОННЫХ
ЗАБОЛЕВАНИЯХ В
ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ**

1. Оставайтесь дома, не подвергайте риску заражения других людей.
2. Как можно скорее обратитесь за медицинской помощью.
3. При необходимости выйти на улицу – используйте защитную маску и держите дистанцию.
4. Изолируйте заболевших от здоровых людей и оградите контакты до минимума.
5. Вызовите врача.
6. Используйте защитные маски.
7. Держите дистанцию.



**СОХРАНЯЙТЕ
СПОКОЙСТВИЕ И НЕ
ПОДАВАЙТЕСЬ ПАНИКЕ!**

Рис. 6. Листовка «Правила поведения человека, оказавшегося в экстремальной ситуации в городской среде»

Предлагаемая в виде раздаточного материала листовка является простым и удобным способом информирования.

Список источников

1. Дыба М. В., Наумлюк А. Г. Особенности поведения человека в экстремальных условиях (дата обращения: 18.12.2023).
2. Норина В. Н. Экстремальные ситуации и реакция на них (дата обращения: 10.10.2023).
3. Шамионов Р. М. Поведение человека в экстремальных и чрезвычайных ситуациях. 2013 (дата обращения: 10.10.2023).
4. Особенности поведения человека, оказавшегося в экстремальной ситуации на спортивном объекте / Мусияченко Е. В., Брицкая Д. Н., Хрусталева В. Е., Макарова О. А. // Всемирные студенческие игры: история, современность и тенденции развития : материалы I Междунар. науч.-практ. конф. по физической культуре, спорту и туризму. В 2 ч. Ч. 2 / отв. Редактор М.А. Ермакова. Красноярск, 2022 (дата обращения: 18.12.2023).

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ № 1140 ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАСЧЕТНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПОЖАРНОГО РИСКА

М. В. Левченко¹, И. А. Сафронов²

Научный руководитель: *С. В. Клочков³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Для обеспечения пожарной безопасности здания или сооружения должны быть выполнены в полном объеме требования соответствующих документов либо расчетная величина пожарного риска не должна превышать допустимое значение. Пожарный риск – мера возможности реализации пожарной опасности объекта защиты и ее последствий для людей и материальных ценностей. Определение расчетной величины пожарного риска осуществляется при разработке декларации пожарной безопасности и является ее составной частью [3].

Расчет величины пожарного риска необходимо проводить в следующих случаях:

- 1) на объекте защиты не выполнены в полном объеме требования пожарной безопасности, и требуется подтверждение его соответствия нормативным условиям;
- 2) требуется подтверждение эффективности заложенных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

С 1 сентября 2023 года расчет пожарного риска должен производиться согласно требованиям Методики, утвержденной Приказом МЧС России от 14.11.2022 № 1140 [2]. Этот документ введен взамен Приказа МЧС России от 30.06.2009 № 382 «Методика определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и пожарных отсеках различных классов функциональной пожарной опасности» [1].

Основными изменениями в «Методике определения расчетной величины пожарного риска зданий, сооружений и пожарных отсеков различных классов функциональной пожарной опасности» являются:

1. Единый подход к проведению расчета индивидуального пожарного риска для различных классов функциональной пожарной опасности.

Согласно Приказу от 14.10.2022 № 1140, утверждающему новую «Методику определения расчетной величины пожарного риска зданий, сооружений и пожарных отсеков различных классов функциональной пожарной опасности», расчет индивидуального пожарного риска проводится по одной формуле независимо от класса функциональной пожарной опасности [2]. Ранее в соответствии с Методикой № 382 для зданий, сооружений и строений классов функциональной пожарной опасности Ф1.1, Ф1.3 и Ф1.4 он проводился по формуле, отличной от предусмотренной для остальных классов [1].

2. Определение расчетной величины индивидуального пожарного риска для различных групп эвакуируемого контингента.

В новой методике особое внимание уделяется группам людей, принадлежащих к разным условиям их мобильности, и вводится такое понятие, как «группа эвакуируемого контингента» [2]. Эти особенности учитываются при расчете величины индивидуального пожарного риска.

3. Моделирование эвакуации всех находящихся в здании людей при расчете вероятности эвакуации.

Новый подход к расчету индивидуального пожарного риска в здании определяется как максимальное значение пожарного риска из полученных для всех групп эвакуируемого контингента [2]. В прошлой методике учитывался наихудший сценарий без учета условий мобильности эвакуирующихся [1]. Таким образом, необходимо определить все параметры, касающиеся каждой категории эвакуируемых:

- время начала эвакуации;
- продолжительность эвакуации;
- вероятность успешной эвакуации и прочее.

Это изменение направлено на учет специфических условий нахождения и эвакуации различных групп людей из здания.

4. Определение свойств пожарной нагрузки в здании, сооружении и пожарном отсеке различных классов функциональной пожарной опасности.

«Методика определения расчетной величины пожарного риска зданий, сооружений и пожарных отсеков различных классов функциональной пожарной опасности», утвержденная Приказом № 1140, позволяет определить время, за которое пожаром будет охвачена вся горючая нагрузка в помещении. Для этого приводятся следующие данные о различных типах пожарной нагрузки:

- низшая теплота сгорания;
- дымообразующая способность;
- удельная массовая скорость выгорания;
- линейная скорость распространения пламени;
- удельный расход кислорода;
- выделение токсичных продуктов горения.

5. Дополнительное компенсирующее мероприятие – устройство на путях эвакуации противопожарных дверей, калиток в противопожарных воротах, открываемых в процессе эвакуации. При наличии противопожарной двери на путях эвакуации, в соответствии с новым подходом, необходимо учитывать два варианта ее положения для оценки риска возгорания:

- когда противопожарная дверь закрыта;
- когда противопожарная дверь открыта.

Для каждого варианта проводится отдельный расчет риска. При этом также учитывается количество последовательно установленных противопожарных дверей на путях эвакуации. При определении расчетной величины индивидуального пожарного риска учитывается вариация их положений. Таким образом, с увеличением числа противопожарных дверей возрастает количество сценариев, которые требуется учитывать [2].

Кроме перечисленных изменений новая методика также позволяет провести расчет по оценке пожарного риска для части здания, а не целого пожарного отсека, как это было раньше.

Большинство изменений носят уточняющий характер. Они дополняют пункты предыдущей методики. Основные подходы, которые применялись ранее, принципиально не изменились.

Список источников

1. Российская Федерация. Приказы. Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности : приказ МЧС России № 382, зарегистрировано в Минюсте РФ 06.08.2009. М. : Стандартинформ, 2009.

2. Российская Федерация. Приказы. Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и пожарных отсеках различных классов функциональной пожарной опасности : приказ МЧС России № 1140, зарегистрировано в Минюсте РФ 20.03.2023. М. : Стандартиформ, 2022.

3. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : Федеральный закон № 123-ФЗ, принят Государственной Думой 04.07.2008, одобрен Советом Федерации 11.07.2008. М. : Стандартиформ, 2008.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕСТОЙКОСТИ СИДЕРАТОВ

А. Е. Мельникова¹

Научный руководитель: *М. А. Ковалева²*

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

В результате загрязнения окружающей среды в связи с техногенной деятельностью человека происходит ухудшение экологической обстановки. Частым примером антропогенного фактора загрязнения среды обитания, в т. ч. и почвы, являются последствия нефтедобычи – разлив нефти и нефтепродуктов. Данные органические вещества оказывают отрицательное воздействие на живые организмы и, в первую очередь, на растения, которые вследствие прикрепления к субстратам (почве) поглощают загрязнители. Растения являются основой любого биогеоценоза, поэтому любые биохимические отклонения сказываются на изменениях условий среды и могут служить индикатором её состояния. Это указывает на актуальность данного исследования [2].

Цель: оценить возможность использования некоторых сидератов для повышения эффективности фиторемедиации почв, загрязненных нефтью.

Задачи:

- 1) изучить влияние нефтяной промышленности на экологию;
- 2) проанализировать уровни загрязнения нефтепродуктами и возможности их определения;
- 3) провести анализ влияния загрязненной почвы и воды на всхожесть сидератов;
- 4) оценить биоремедиационный потенциал исследуемых растений;
- 5) рассчитать наиболее экономически выгодный сидерат.

Загрязнение почвы нефтепродуктами оказывает влияние на все физические и биологические свойства, определяющие плодородие и экологические функции почвы. Под действием нефтепродуктов происходит агрегирование частиц почвы, теряется её способность удерживать влагу. Изменение физических свойств почвы приводит к вытеснению воздуха нефтепродуктами, нарушению поступления воды и питательных веществ, что приводит к замедлению роста растений и их гибели. Даже небольшое загрязнение почвы нефтепродуктами способствует уменьшению количества почвенных микроорганизмов. Постепенное накопление трудноразлагаемых углеводородов, таких как циклические и ароматические углеводороды, смолы и асфальтены, приводит к запечатыванию пор почвы [1].

На сегодняшний день для оценки уровня загрязнения почв нефтепродуктами в Российской Федерации рекомендуются следующие пороговые уровни концентрации нефти:

- менее 1 000 мг/кг – допустимый уровень;
- от 1 000 до 2000 мг/кг – низкий уровень загрязнения;
- от 2001 до 3000 мг/кг – средний уровень загрязнения;
- от 3001 до 5000 мг/кг – высокий уровень загрязнения;
- более 5000 мг/кг – очень высокий уровень загрязнения.

Организации нефтяной отрасли все чаще опираются на рекомендации МПР РФ от 12.09.2002, определяя допустимое остаточное содержание нефти в почве (ДОСНП).

ДОСНП – это определённое по аттестованным в установленном порядке методикам содержание в почве нефти и продуктов ее трансформации после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ, при котором не должно наблюдаться значимого отрицательного воздействия на сопредельные среды, не должны происходить изменения почвенных свойств, влекущие за собой потерю устойчивости почвенной системы [3].

Эта оценка производится на основании нескольких критериев, одним из которых является фитотестирование. Фитотестирование – это метод определения интегральной токсичности пробы (воды, почвы, грунта, донных отложений и т. д.) для данной культуры организмов в лабораторном эксперименте. Методы фитотестирования, основанные на ответной реакции растений на негативное воздействие загрязняющих веществ. Он широко применяется для определения токсичности поллютантов как в почве, так и в воде. В последнее время фитотоксичность активно используется в качестве показателя, оценивающего уровень загрязнения почв углеводородами нефти. Также фитотестирование позволяет подобрать растения для биологического восстановления почвы – фиторемедиации. Это устранение остатков нефти путем посева нефтестойких трав, активизирующих почвенную микрофлору [3].

В работе было исследовано прорастание семян злаковых, цветочных и бобовых – пшеницы, ржи, клевера, люцерны, овса, бархатцев, горчицы, фасоли в грунте и семян злаковых, цветущих и бобовых – клевера, ржи и гороха в воде, смешанных с различными концентрациями нефти.

Для проведения исследования были приготовлены грунты с разной концентрацией: 10, 20 и 30 г/кг. Черноземная почва, являющаяся самой распространенной в Красноярском крае, была хорошо промолота; при добавлении нефти в грунт осуществлено их равномерное смешение между собой в течение нескольких минут. Ёмкости были расположены в лаборатории на участке, на котором солнцепадание максимально. Для приготовления растворов нефти и воды с помощью электронных точных весов CAS Corporation были взвешены 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 и 1 г нефти и осуществлено смешение данных концентрацией с 1 л воды с соблюдением непрерывного взбалтывания ёмкости с веществами. Данные растворы были определены в чашки Петри. Семена на протяжении всего времени до контрольного дня прорастания были завернуты в бумагу и вату, которые являются субстратами. Каждый день 2 раза в сутки было проведено добавление растворов в содержимое чашки Петри. Чашки также располагались на месте максимального солнцепадания (рис. 1).

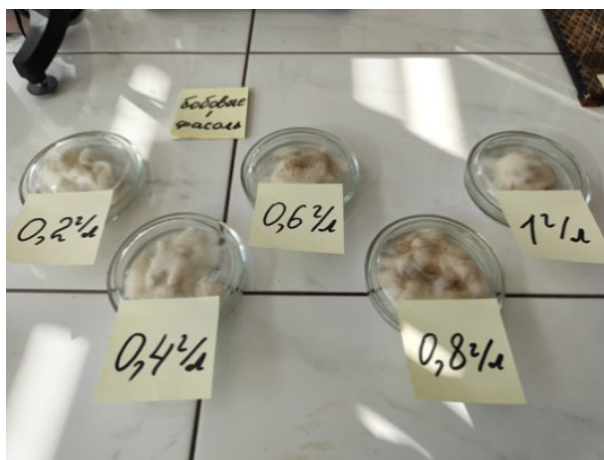


Рис. 1. Засеивание семян в вату, пропитанной различной концентрацией нефти

Полученные результаты сравнивались с контрольной (чистой) пробой. В качестве контрольной пробы использованы образцы дистиллированной воды и незагрязненный грунт (рис. 2).



Рис. 2. Прорастание семян в воде при определенной концентрации нефти

Результаты фитотестирования представлены на рис. 3 и 4.

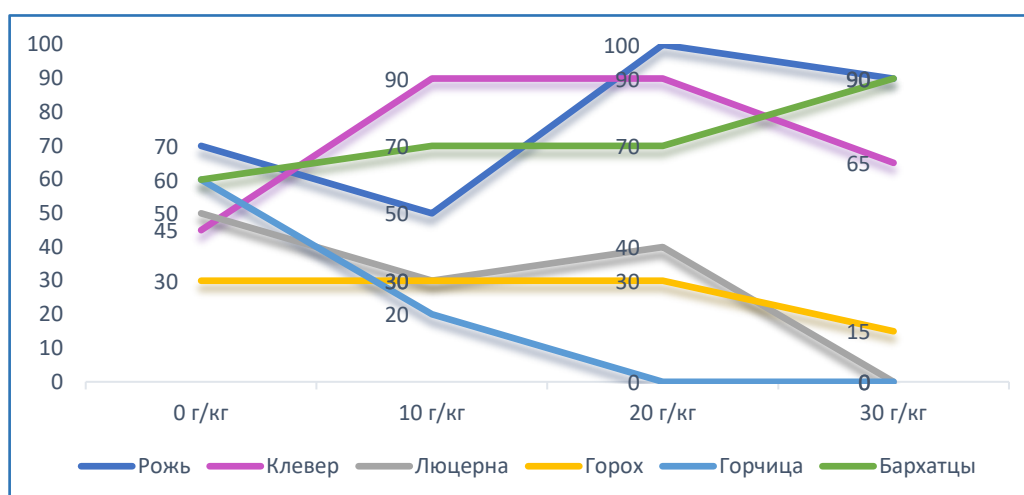


Рис. 3. Процент прорастания семян от концентрации в грунте, кг/г

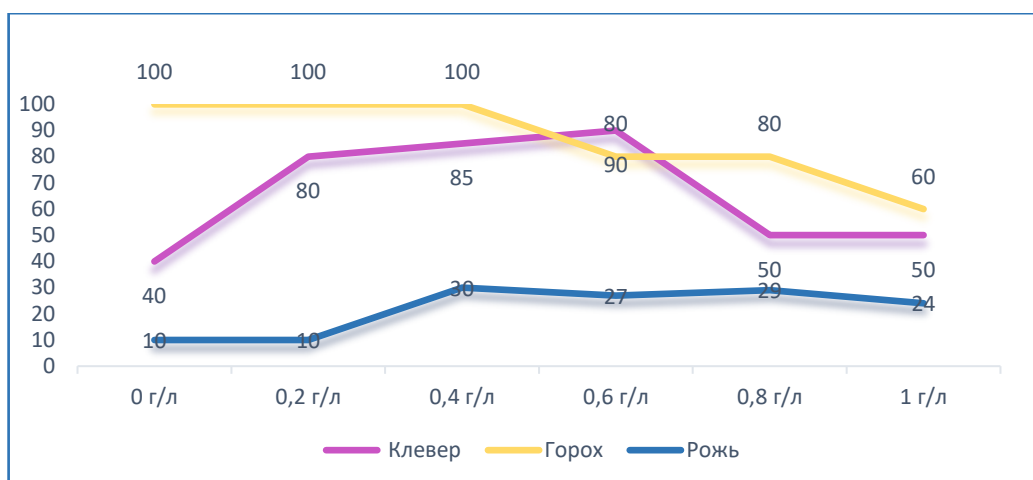


Рис. 4. Процент прорастания семян от концентрации в воде, кг/л

В табл. 1 и 2 представлены значения концентраций нефти при максимальном прорастании каждого вида сидерата в грунте и воде. Таким образом, концентрация нефти до 20 г/кг не оказывает фитотоксичного эффекта на рожь, клевер, бархатцы и люцерну; концентрации от 20 до 30 г/кг не оказывают токсичного действия на рожь, клевер и бархатцы.

Таблица 1

**Значения определенной концентрации нефти
при наибольшей всхожести семян в грунте**

Г/кг	Клевер	Люцерна	Рожь	Горчица	Бархатцы
10	+			+	
20	+	+	+	Не проросла	
30		Не проросла		Не проросла	+

Таблица 2

**Значения определенной концентрации нефти
при наибольшей всхожести семян в воде**

Г/л	Клевер	Горох	Рожь
0		+	
0,2		+	
0,4		+	+
0,6	+		
0,8			
1			

На основе составленных графиков и таблиц можно сделать вывод о том, что наиболее устойчивы к развитию в загрязненной почве рожь, бархатцы и клевер. Неприхотливыми при низкой и средней концентрации нефти в почве являются люцерна и горох. Не адаптирована к почве, содержащей среднюю и высокую концентрации нефти, горчица (рис. 5).



Рис. 5. Прорастание семени ржи при концентрации нефти 0,8 г/л в воде

Для определения наиболее выгодного сидерата была составлена таблица с видами семян и их ценами в России (табл. 3).

Таблица 3

Сравнение средних цен семян за тонну

Сидерат	Цена в России (без доставки) за тонну
Горох полевой	35 000
Горчица белая	98 000
Клевер красный	88 000
Клевер белый	470 000
Овсяница луговая	138 000
Рожь	25 000
Бархатцы	5 000 000
Люцерна	270 000

Таким образом, наиболее экономически выгодным сидератом является рожь.

Список источников

1. Геологический словарь : в 2 т. М. : Недра / Х. А. Арсланова, М. Н. Голубчина, А. Д. Искандерова и др.; под ред. К. Н. Паффенгольца и др. 1978.
2. Душенков В., Раскин И. Ратгерский университет (Нью-Джерси, США). [Электронный ресурс]. URL: <http://www.chem.msu.su/rus/journals/chemlife/fito.html/> (дата обращения: 08.06.2018).
3. Прикладная экобиотехнология : учеб. пособие в 2 т. Т. 2 / А. Е. Кузнецов и др. 2-е изд. М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ГРАНУЛИРОВАНИЯ СЕРЫ

О. А. Онучина¹

Научный руководитель: *Д. А. Едимичев²*

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

На нефтеперерабатывающих предприятиях для защиты окружающей среды от выбросов в атмосферу диоксида серы (SO_2 имеет III класс опасности, вызывает кислотные дожди) функционируют установки утилизации сероводородсодержащих газов и выделения из утилизируемых газов гранулированной серы.

Объектом исследования является цех гранулирования, в котором возможно возникновение пожаров и взрывов. Цель работы состоит в том, чтобы повысить уровень пожарной и промышленной безопасности технологического процесса гранулирования серы. Для этого необходимо решить следующие задачи: выявить опасность и определить причину возникновения; предложить мероприятия, обеспечивающие безопасность технологического процесса.

Рис. 1 иллюстрирует в общих чертах принцип работы. На блок гранулирования поступает жидкая сера, проходя через фильтры. Смесь направляется на ротоформеры, которые смешивают серу и антиадгезив, а затем дозируют капли на металлическую ленту. Лента охлаждается циркулирующей водой. Полученные гранулы из ротоформера перемещаются транспортером ковшовым в бункер для взвешивания и фасовки в мешки 1 000 кг.

Сера состоит из равного количества положительных и отрицательных частиц, поэтому она является электрически нейтральной. Соударения, вибрации и трения частиц серы сопровождают рассмотренные технологические операции и приводят к накоплению статического напряжения, вследствие этого возникает возможность образования искр статического электричества. Образующиеся при этом искровые заряды способны стать причиной пожаров и взрывов, так как могут превышать минимальную энергию зажигания пылевоздушной смеси серы ($W_{\min} = 9$ мДж). Такой заряд, накапливаясь на рабочих поверхностях, портит дорогое имущество предприятия, приводит к выходу из строя производственных установок, а также причиняет угрозу жизни и здоровью.

Основной задачей по повышению уровня безопасности цеха гранулирования жидкой серы является обеспечение электростатической искробезопасности для исключения возможности взрыва и пожара от статического электричества.

Традиционные способы борьбы с электростатикой – это использование заземления, увеличение поверхностной и объемной проводимости диэлектриков, изменение показателя электропроводности, снижение скорости движения диэлектриков, сокращение количества арматуры. Также для снижения накопления статического электричества каждый десятый диск цепи транспортёра выполняется из неискрящегося материала (например, алюминиевые сплавы), а трубные колена вертикальных транспортёров футеруются базальтом (токопроводящий материал). Также требуется отметить, что введение в основной продукт специальных присадок для подавления электризации не является возможным. Увлажнение воздуха нецелесообразно в силу того, что поверхность

рассматриваемого диэлектрика, т. е. серы, гидрофобна, в силу этого не образуется пленка влаги, способная увеличивать поверхностную электропроводность диэлектрика и способствовать утечке зарядов.

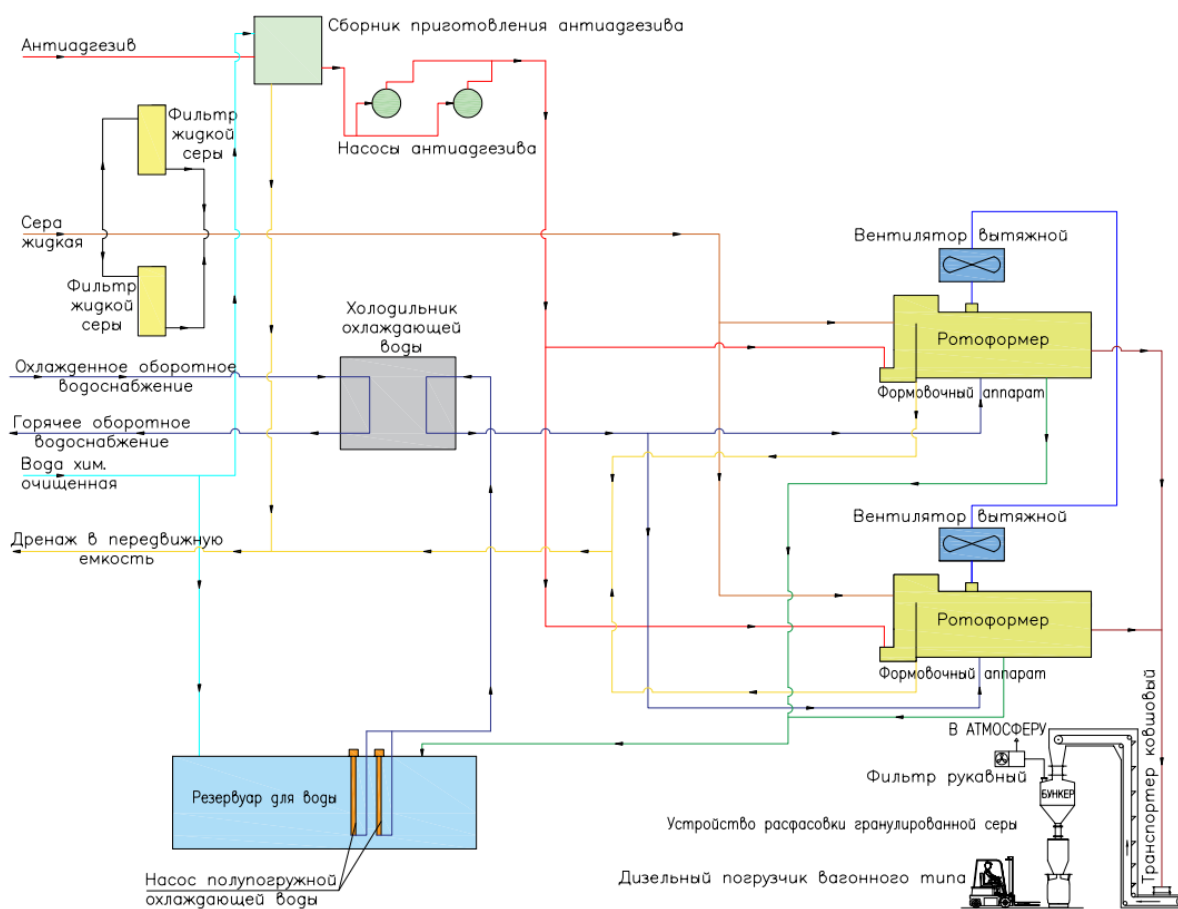


Рис. 1. Блок-схема технологического процесса гранулирования серы

В качестве дополнительной меры безопасности предлагается использование нейтрализаторов статического электричества. Нейтрализатор – устройство, предназначенное для снижения уровня электростатических зарядов путем ионизации электризуемого материала или среды вблизи его поверхности. Нейтрализаторы, называемый также ионизаторами, создают поток заряженных ионов. Статически заряженный материал, например, поверхность серной пыли, принимает необходимое количество ионов, тем самым нейтрализуя свой заряд. По исполнению различают нейтрализаторы: индукционные, высоковольтные, лучевые (радиоизотопные). В ходе проведения анализа патентов были выявлены сравнительные характеристики нейтрализаторов статического электричества, которые представлены в табл. 1.

Используя нейтрализаторы статического электричества, необходимо добиться исчезновения искр, способных создать условия воспламенения или взрыва пылевоздушной смеси. Рассмотрим возникновение разрядов статического электричества, возникающих в бункере, из которого гранулированная сера фасуется в мешки. Схема данной производственной операции представлена на рис. 2.

Можно сделать вывод, что запасённая энергия при потенциалах электронизации зависит от геометрических размеров оборудования. Принимая, что значение потенциалов электронизации лежат в значениях $U_1 = 10 \text{ кВ}$, $U_2 = 20 \text{ кВ}$, есть возможность по-

строить график зависимости электрической ёмкости оборудования и энергии образующей искры статического электричества, изображённый на рис. 3.

Таблица 1

Значения физических показателей растворителей

Характеристика	Индукционный нейтрализатор	Высоковольтный нейтрализатор	Радиоизотопный нейтрализатор
Расстояние действия	5...20 мм	200...600 мм	40...400 мм
Конструкция	Простая конструкция	Составная конструкция (Электрод + источник питания)	Пластины с радиоактивным веществом в защитном кожухе
Способ создания потока заряженных частиц	Поток создается зарядами статического электричества наэлектризованного материала	Заряд генерируется трансформатором с высоким выходным напряжением	Излучение α -частиц, β -частиц и γ -лучей
Особенности работы	Начинают работу только после достижения некоторой плотности заряда на диэлектрике	Регулируемый поток ионов, независимо от величины заряда на диэлектрике	Имеют малый ионизационный поток
Применение	Допускается применение во взрывоопасных помещениях	Не допускается применение без взрывозащищённого исполнения	Применяются наличии защиты людей от излучения

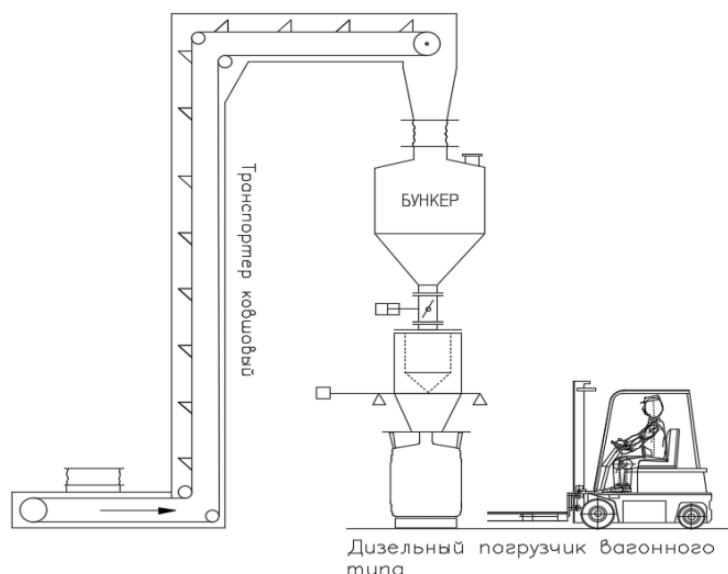


Рис. 2. Фасовка гранулированной серы

Проведем анализ данных, полученных на графике, сравним значения с минимальной энергией зажигания пылевоздушной смеси серы $W_{\min} = 9$ мДж [2]. Получается, что электростатические искры, например, от человека, оборудования объёмом свыше $0,5 \text{ м}^3$ способны создать искры, которые приведут к воспламенению в цехе гранулирования серы.

Для защиты предлагается применить оборудование, приведённое в табл. 2.

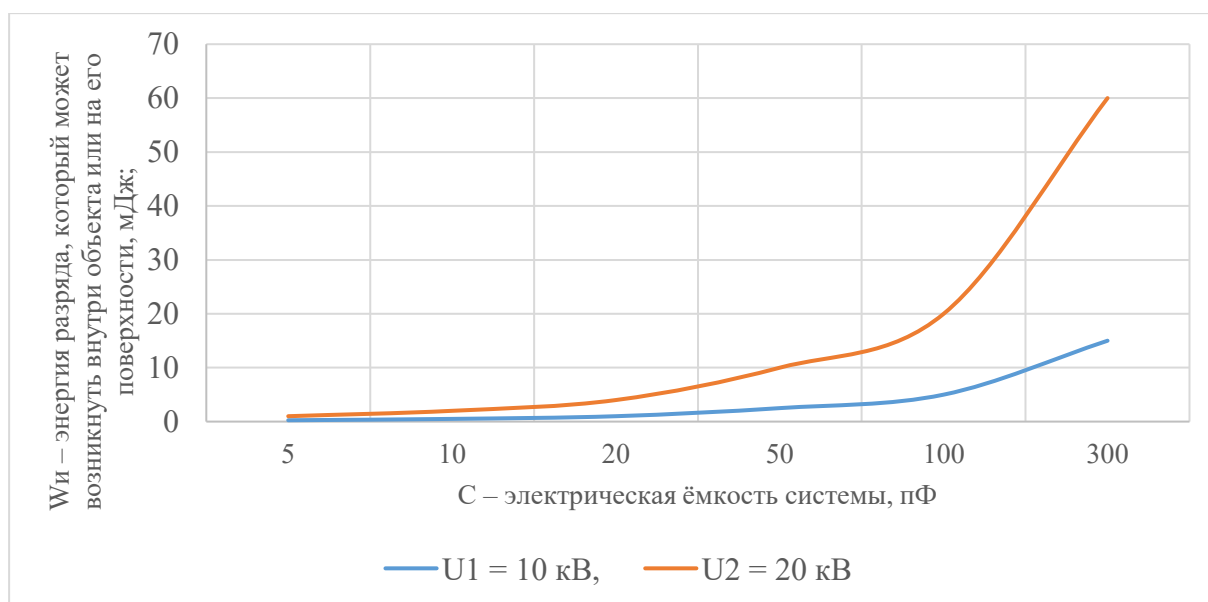


Рис. 3. Зависимость энергии заряда статического электричества от ёмкости системы

Таблица 2

Значения физических показателей растворителей

Модель	Изображение
1000mm URANUS, нейтрализатор статического электричества искробезопасный. ООО «РУСПРОМТЕХНАБ»	
IZN10E, Нейтрализатор статического электричества соплового типа. ООО «ЭС ЭМ СИ Пневматик»	
IZS40, Нейтрализатор статического электричества линейного типа. ООО «ЭС ЭМ СИ Пневматик»	
IZD10, Датчик электростатического заряда. ООО «ЭС ЭМ СИ Пневматик»	

На рис. 4 представлен предлагаемый вариант возможного размещения в типовом цехе гранулирования устройств (обозначены зелёным цветом) для борьбы с накоплением зарядов статического электричества путем его нейтрализации.

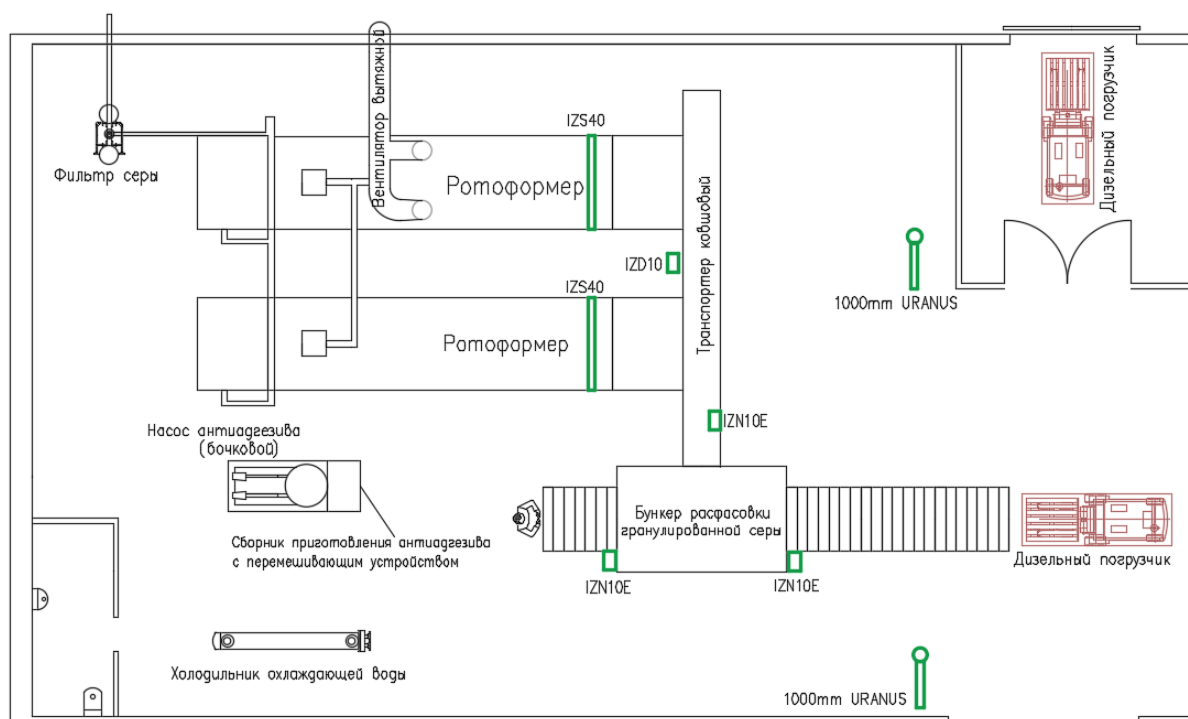


Рис. 4. Схема цеха грануляции жидкой серы

Таким образом, можно сделать вывод о том, что явление накопления заряда статического электричества представляет опасность возникновения пожаров и взрывов в технологическом процессе гранулирования серы. В качестве мероприятия для повышения уровня пожарной и промышленной безопасности предлагается использование в цехе гранулирования нейтрализаторов статического электричества, воздействующих на ротоформеры и транспортер ковшовый.

Список источников

1. Овчаренко А. Г., Раско С. Л. Электростатическая безопасность пожаро- и взрывоопасных производств : монография. М. ; Берлин : Директ-Медиа, 2015. 146 с.
2. Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. М. : Издательство «Химия», 1973. 64 с.
3. Сидоров А. И., Окраинская И. С. Электромагнитные излучения: конспект лекций. Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2010. 119 с.

СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА НЕФТЕБАЗАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМИ ПУТЯМИ

И. Д. Мазикова¹, А. Е. Севостьянова²

Научный руководитель: *А. А. Рябинин³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Пожары на нефтебазах имеют сложные процессы развития и требуют большого количества сил и средств для их ликвидации. Также пожары сопровождаются сильными тепловыми потоками, что в свою очередь осложняет работу пожарных и приводит к значительному материальному ущербу. Пожар может начаться в одном резервуаре, тем самым создавая угрозу возгорания резервуаров, находящихся по соседству. Высока вероятность того, что такие пожары могут перерасти в глобальную техногенную экологическую катастрофу [1].

Цель работы заключается в изучении наиболее эффективного способа тушения пожара на нефтебазе «Песчанка».

Первичные средства пожаротушения на нефтебазе

Для резервуарного парка в качестве первичных средств пожаротушения могут использоваться различные инструменты и оборудование. Вот несколько основных средств пожаротушения, которые могут быть применены для резервуарных парков:

- 1) огнетушители (ОП-10, ОП-5, ОВП-10);
- 2) пожарные гидранты;
- 3) асбестовые и грубошерстные полотна (кошма, войлок);
- 4) лопата;
- 5) песок, объемом не менее 25 кг.

Мобильные средства пожаротушения на нефтебазе

В качестве мобильных средств пожаротушения может использоваться следующая техника.

Основные пожарные автомобили целевого применения: автомобили, которые предназначены для тушения пожаров на специальных объектах, таких как нефтебазы, предприятия лесоперерабатывающих, химических, нефтехимических промышленности, аэропорты.

Пожарные вертолеты. Эта техника служит для тушения больших по площади пожаров в труднодоступных для наземной техники местах, на нефтебазах, нефтеперерабатывающих предприятиях и других объектах [2].

Пожарные поезда. Их используют для тушения пожаров на железнодорожных путях, в товарных и пассажирских поездах, на станциях или прилегающей территории.

Смоделируем ситуацию пожара (рис. 1). В резервуарах 6 и 5 произошло возгорание. Резервуары 3 и 4 находятся по соседству с резервуарами 5 и 6. Поскольку ветер направлен на резервуары 3 и 4 (направление указано на рис. 1), то на данные резервуары может перекинуться огонь, и ситуация усугубится. Для предотвращения данные резервуары нужно охлаждать.

При горении тепловой поток достигает высокой температуры, пожарная машина не в состоянии держаться на достаточном расстоянии, чтобы охлаждать резервуары 3 и 4. В этой ситуации для охлаждения и тушения резервуаров самым эффективным способом будет применение пожарного поезда. Пожарные автомобили будут задействованы в тушении пожара при подъезде к резервуарам 5 и 6 со стороны дороги в точке 9.



Рис. 1. Тушение пожара на нефтебазе «Песчанка»

Пожарный поезд подъезжает по железнодорожным путям к точке 8. Подает огнетушащее средство к точкам А3 и А4, тем самым охлаждает резервуары. Следовательно, распространение пожара будет предотвращено или сведено к минимуму.

Исходя из этого, пожарная машина – незаменимый инструмент в борьбе с огнем. Благодаря своему специальному оборудованию и высокой маневренности, пожарные машины эффективно справляются с тушением пожаров и быстро реагируют на чрезвычайные ситуации.

В современном пожаротушении пожарный поезд является важнейшим компонентом, позволяющим существенно повысить эффективность тушения масштабных пожаров.

В целом применение пожарных машин и поездов является одним из способов тушения пожара на нефтебазах, оборудованных железнодорожными путями.

Список источников

1. Прогрессивные технологии и средства тушения пожаров на нефтебазах. [Электронный ресурс]. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29095090> (дата обращения: 20.10.2023).

2. Средства пожаротушения, их виды и применение [Электронный ресурс]. URL: <https://zarya.one/blog/sredstva-pozharotusheniya> (дата обращения: 25.10.2023).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОИНДИКАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ НАРУШЕННОСТИ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

М. В. Сушкевич¹

Научные руководители: *И. Н. Бескоровайная², А. В. Беляков³*

^{1, 2, 3} Сибирский федеральный университет

^{1, 2, 3} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Нефтегазовые предприятия – источник постоянной повышенной экологической опасности для прилегающих территорий. При проведении геологоразведочных работ, эксплуатации месторождений, транспортировке нефти и газа происходит антропогенное загрязнение окружающей среды. Влияние техногенной деятельности на экосистемы зависит от множества факторов, в частности от состава, объема и темпа загрязняющих веществ, их периодичности, состояния и устойчивости растительного покрова, особенностей рельефа местности и ветрового режима.

Являясь средой обитания для педобионтов, почва отражает все происходящие в ней изменения в структуре и функционировании комплексов почвенных беспозвоночных. Почвенная биота чутко и быстро реагирует на изменения, возникающие в почвенной среде, поэтому ее можно считать надежным индикатором экологического состояния почв. В большинстве случаев загрязнение среды действует на почвенных животных не непосредственно, а косвенно, разрушая среду обитания, нарушая трофические связи и т. п. Следствием такого опосредованного влияния является перестройка сообщества, уменьшение численности и биомассы у одних беспозвоночных и рост у других, изменение видового состава, переориентация биотических связей. Структурные перестройки комплексов беспозвоночных переходят в функциональные нарушения, что приводит к локальным изменениям характеристик зонального типа биологического круговорота и смене лимитирующих продукцию химических элементов. В условиях хронического загрязнения почв поллютанты, попадающие в экосистемы, чаще не выводятся из них, а накапливаясь, мигрируют по пищевым цепям, что приводит к их возрастающему воздействию [7].

Основным фактором, влияющим на формирование почвенной фауны, является растительный покров. В настоящее время значительно расширен перечень характеристик почвы, необходимых для жизнеобеспечения почвенной биоты, находящейся под воздействием различных природных и антропогенных воздействий [5]. В него включены такие физические свойства почв, как естественная плотность и степень эродированности дневных горизонтов, почвенный редокс-потенциал, качественный состав микроэлементов и количество легкорастворимых солей натрия, калия и алюминия, динамика обменных катионов в почвенном растворе, содержание радионуклидов, органических поллютантов, тяжелых металлов и мышьяка, а также ферментные показатели микробного пула почв.

Мелкие и крупные почвенные беспозвоночные по-разному реагируют на различные формы антропогенного воздействия. Крупные педобионты более зависят от всей

совокупности почвенных свойств как единого природного тела, чем обитатели микроскопических резервуаров, ходов и полостей (микроартроподы).



Рис. 1. Почвенные микроартроподы (фото И. Н. Безкоровайной):
а – *Collembola*; б – *Oribatida*; в – *Gamasina*

Основу комплексов почвенных микроартропод составляют коллемболы (*Collembola*) и клещи (*Oribatida*, *Gamasina*). На уровне вида среди них трудно найти объекты для биомониторинга состояния окружающей среды, так как многие из них связаны с определенными видами растений и узкими местообитаниями. В то же время набор видов и соотношение численности основных групп микроартропод характерны для каждого типа почв, и резкие изменения в окружающей среде приводят к достаточно быстрой реакции комплекса микроартропод на эти изменения. В результате необратимых изменений происходит формирование нового микроартроподного комплекса, отражающего экологическое состояние антропогенно (техногенно) преобразованного местообитания. Таким образом, микроартроподы более удобны при биодиагностике на уровне комплекса, тем более что часто именно мелкие беспозвоночные являются единственными представителями живых организмов в сильно измененных экосистемах.

Микроартроподы откликаются на разнообразные преобразования во внутрипочвенной среде. Имеющими наибольшее значение экологическими показателями являются численность, видовое разнообразие, структура и биомасса почвенных микроорганизмов. Микроартроподы так же, как и другие группы почвенных обитателей, являются хорошим тест-объектом для определения степени загрязнения, качественных показателей почвенного покрова и их изменения в ходе антропогенных преобразований [5].

Чаще техногенное загрязнение окружающей среды оказывает косвенное влияние на почвенных микроартропод, т. е. разрушает места обитания, изменяет кормовую базу, нарушает трофические связи и т. п. Как результат опосредованного влияния – перестройка сообщества, уменьшение численности и биомассы одних беспозвоночных и рост у других, изменение видового состава, переориентация биотических связей и т. д. [2; 3].

Нефтяное загрязнение негативно воздействует на комплексы микроартропод: приводит к снижению численности вплоть до исчезновения отдельных видов, смене мест обитания. В работе С. И. Колесникова (2013) по изучению влияния загрязнения чернозема обыкновенного нефтью на численность почвенной фауны отмечена тенденция снижения численности микроартропод при увеличении загрязняющего вещества в почве [6].

Нормирование нефтезагрязнения почв в зависимости от концентрации нефтепродуктов в верхнем почвенном слое основано на биологических показателях. Так, почвы считаются загрязненными, если концентрация последних приводит к деградации или угнетению растительного покрова; существенной реструктуризации растительного со-

общества; значительному упрощению сообществ почвенной биоты; снижению интегральной биологической активности.

Проведенный ранее анализ комплексов почвенных микроартропод в зоне техногенного влияния предприятия ГМК «Норильский никель» показал, что физическое нарушение среды обитания (нарушение растительного покрова и верхнего слоя почвы тяжелой техникой и загрязнение почвы нефтепродуктами) приводит, прежде всего, к снижению плотности почвенных микроартропод и является для беспозвоночных более значимым фактором, чем хроническое техногенное загрязнение. Для биотопов со следами техногенного нарушения (нарушение напочвенного покрова тяжелой техникой, загрязнение нефтепродуктами) отмечено значительное снижение плотности беспозвоночных – она не превышает 1,2 тыс. экз/м² (рис. 2).

Соотношение основных групп почвенных микроартропод (Oribatei: Collembola) может быть использовано в качестве индикационного показателя степени техногенной нарушенности местообитаний в данных почвенно-климатических условиях. До 90 % обнаруженных беспозвоночных исследованных участков, вне зависимости от нарушенности, являются обитателями верхнего 0–5 см аккумулятивного слоя почвы. Такая стратификация характерна для почвенного населения лесотундры и северной тайги и обусловлена оптимальным гидротермическим режимом в органогенном горизонте, близким залеганием вечной мерзлоты, чрезмерным переувлажнением нижних почвенных горизонтов и высокой концентрацией органического вещества на поверхности.

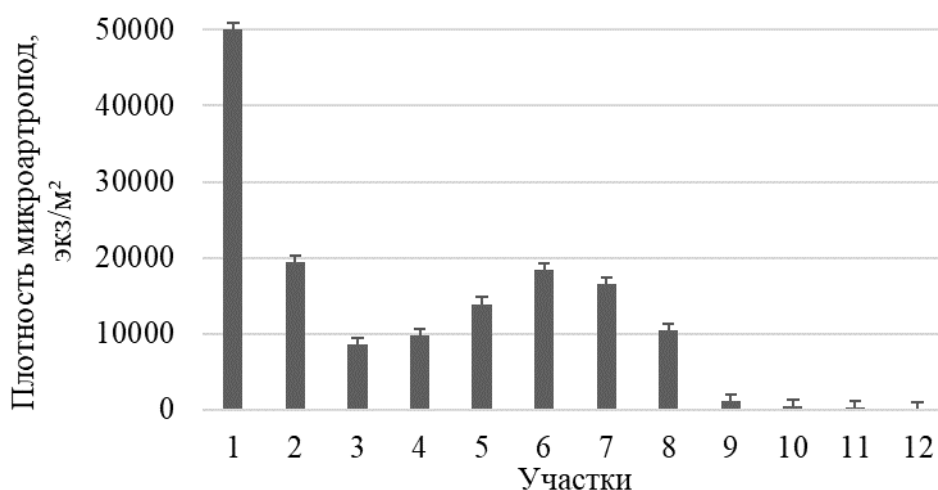


Рис. 2. Плотность почвенных микроартропод в зоне техногенного влияния предприятия ГМК «Норильский никель»: 1–3 – кустарниковые заросли; 4 – осоково-ивковый луг с незначительным нарушением напочвенного покрова тяжелой техникой; 5–8 – осоково-ивковый луг; 9 – осоково-ивковый луг со следами тяжелой техники; 10 – осоково-злаковый луг со следами загрязнения нефтепродуктами; 11, 12 – осоковый луг со следами загрязнения нефтепродуктами

Проведенные ранее исследования И. Н. Безкоровайной [1] показали зависимость микроартропод от концентрации в почве таких тяжелых металлов, как медь, никель, свинец (R^2 0,07–0,23). Выявлено лимитирующее значение концентрации кобальта в почве для плотности мелких беспозвоночных (R^2 0,68–0,81).

Анализ работ, посвященных использованию почвенных беспозвоночных в качестве индикаторов нарушения и восстановления почвенной среды, и собственные исследования позволяют в дальнейшем использовать почвенных микроартропод для оценки влияния техногенной деятельности на окружающую среду. В частности, предполагает-

ся применить данный подход при изучении состояния почвенного покрова в зоне промышленного влияния АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод ВНК».

Список источников

1. Безкоровайная И. Н. Комплексы почвенных лесотундры в условиях техногенного загрязнения // Сибирский экологический журнал. 2014. № 6. С. 1017–1024.
2. Вершинина И. В., Козлов А. В. Экологическая оценка регенерационных способностей микрофаунистического комплекса почвенных беспозвоночных в условиях рекультивации техногенно трансформированных светло-серых лесных почв // Самарский научный вестник. 2019. № 2. С. 18–23.
3. Газалиев Н. А. Влияние различных форм антропогенного воздействия на комплекс микроартропод солончаковых почв Прикаспийской низменности // Естественные науки. 2008. № 2. С. 74–78.
4. Карташев А. Г., Смолина Т. В., Черданцев А. Ю. Влияние нефтезагрязнений на надпочвенных и почвенных беспозвоночных животных // Известия Томского политехнического ун-та. 2006. Т. 309, № 8. С. 182–185.
5. Козлов С. А. Вертикальное распределение микроартропод в почве на участке «Автодорога-Тундра» в Ямало-Ненецком автономном округе // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 3. С. 632–639.
6. Колесников С. И., Самохвалова Л. С., Жаркова М. Г., Казеев К. Ш. Влияние загрязнения чернозема обыкновенного свинцом и нефтью на численность и состав микроартропод // Научный журнал КубГАУ. 2013. № 93. С. 1–10.
7. Криволицкий Д. А., Покаржевский А. Д. Животные в биогенном круговороте веществ. М. : Знание, 1986. 64 с.
8. Сидоров Д. В. Влияние аварийных разливов нефти на почвы // Вестник науки. 2020. № 12. С. 161–164.
9. Тищенко С. А., Казадаев А. А., Булышева Н. И., Гордей А. Т. Численность микроартропод черноземов степных агроландшафтов с очагами современного переувлажнения // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2013. Т. 15. № 3. С. 1462–1465.
10. Трофимова М. П. Почвенные микроартроподы университетской роши г. Томска : магистерская дис. : 06.04.01 / Трофимова Мария Павловна. Томск, 2018. 68 с.

О НАРУШЕНИЯХ ТРЕБОВАНИЙ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ОРГАНИЗАЦИЙ ТОРГОВЛИ

Д. В. Потехин¹, Н. А. Хороших²

Научный руководитель: *С. В. Клочков³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Согласно классификации зданий, сооружений и пожарных отсеков по принципу функциональной пожарной опасности, объекты организаций торговли относят к классу Ф3.1 [1]. Их эксплуатация связана с оказанием коммерческих услуг, что включает в себя продажу товаров первой необходимости. Это приводит к частому посещению данных организаций населением, чью безопасность необходимо обеспечить, что требует повышенного внимания к соблюдению пожарных норм.

Целью статьи является выявление типовых нарушений требований пожарной безопасности на объектах класса Ф3.1 и составление рекомендаций по их обнаружению и устранению для собственников и руководителей.

В ходе работы авторами был разработан чек-лист, состоящий из 18 вопросов, который использовался для выявления нарушений требований пожарной безопасности в торговых залах магазинов Красноярска. Так, произведено обследование 20 объектов со средней площадью 120 м². Обнаруженные нарушения отсортированы по частоте их обнаружения (рис. 1).

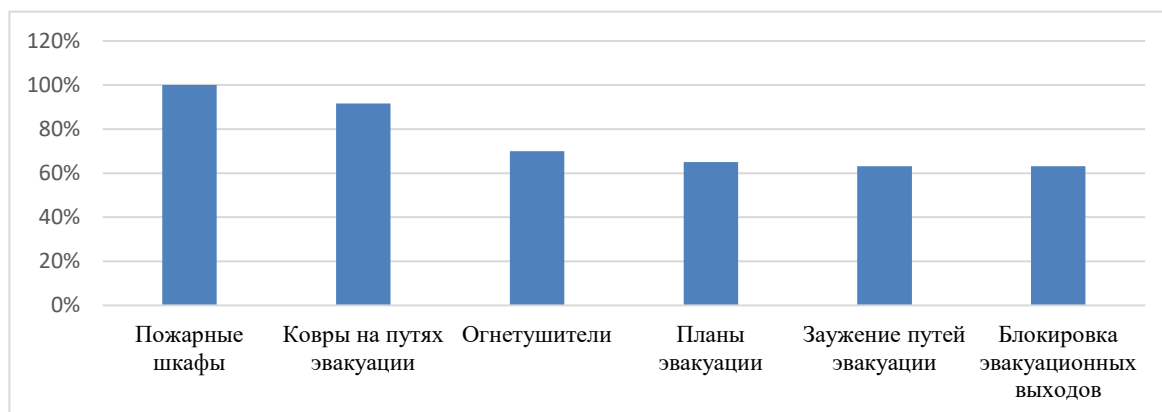


Рис. 1. Диаграмма распределения нарушений ПБ по частоте возникновения

Согласно п. 5.8, 5.9, 5.12, 5.13, 5.20 ГОСТ Р 51844–2009 «Техника пожарная. Шкафы пожарные», пожарный шкаф должен иметь аббревиатуру «ПК» с порядковым номером, ключ для его открытия. Отсутствие аббревиатуры «ПК», блокировка дверцы, и отсутствие ключей для открытия дверцы обнаружено в 50 %, перекрашивание шкафов поверх заводской краски – в 75 %.

Согласно п. 31 Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями), ковры и ковровые дорожки, находящиеся на путях эвакуации,

должны быть надежно прикреплены к полу. При проведении обследования выявлено, что в 92 % случаев требование не соблюдено.

В отсутствие огнетушителя затрудняется устранение возгораний на начальной стадии, что может привести к распространению пожара [2]. Отсутствие специальной подставки создает риск воздействия на огнетушитель неблагоприятных факторов, таких как падение, вибрация и пр., что может вывести его из строя. По результатам обследования сами огнетушители отсутствовали в 20 % магазинов, подставки – в 40 %, опознавательные знаки – в 30 %.

Планы эвакуации при пожаре должны присутствовать на видимых местах в помещениях, где могут находиться более 50 человек одновременно. За нарушение принималось загромождение или отсутствие планов эвакуации. Планы отсутствовали в 10 % магазинов, были загорожены в 55 %.

Согласно требованиям [3] не допускается захламление путей эвакуации, в особенности горючими материалами. За нарушение принимались случаи, когда ширина становилась меньше нормативной из-за загромождения коробками и паллетами. Это наблюдалось на 60 % исследуемых объектах.

В соответствии с [1] запрещено размещение у эвакуационных выходов посторонних предметов, препятствующих выполнению их основной функции. Результаты исследования показали, что в 60 % организаций вышеизложенные нормы не соблюдались.

Подводя итоги, можно сказать, что нами не было обнаружено ни одного объекта, полностью соответствующего требованиям пожарной безопасности. Набор типовых нарушений для усредненного магазина выглядит следующим образом: ковер на входе в здание не прикреплен, план эвакуации частично закрыт, минимум один эвакуационный выход заблокирован, пути эвакуации захламливаются, огнетушитель стоит без подставки и опознавательного знака, пожарный шкаф не соответствует ГОСТ Р 51844–2009.

На основании проведенного исследования авторы предлагают собственникам и руководителям чек-лист типовых нарушений пожарной безопасности. Пример приведен в табл. 1.

Таблица 1

Пример чек-листа

Нормативные документы	На что обратить внимание	Комментарий
...		
П. 5 Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 (ред. от 24.10.2022) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»	Присутствуют ли план(ы) эвакуации при пожаре? Не загорожен(ы) ли он(и)?	
...		

Список источников

1. Российская Федерация. Законы. Федеральный закон от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ текст с изменениями и дополнениями на 25.12.2023; принят Государственной Думой 04.07.2008, одобрен Советом Федерации 11.07.2008 // КонсультантПлюс: справочная правовая система. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699 (дата обращения: 24.11.2023).

2. Тупчий И. Г., Селиверстова М. А. Анализ основных нарушений пожарной безопасности в торговых центрах // Актуальные проблемы строительства, ЖКХ и техно-носферной безопасности : материалы VI Всерос. с междунар. участием науч.-техн. конф. молодых исследователей. Волгоград, 2019. С. 322–325.

3. СП 1.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы» от 19.09.2020 : дата введения 2020-09-19 // Судебные и нормативные акты РФ : справочная правовая система [Электронный ресурс]. URL: <https://sudact.ru/law/prikaz-mchs-rossii-ot-19032020-n-194/sp-1.13130.2020-svod-pravil> (дата обращения: 24.11.2023).

ПОЛУЧЕНИЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

*В. В. Павлюкова¹, О. А. Борисова²,
С. Р. Гусейнова³, Е. В. Курочкин⁴*

Научный руководитель: *М. А. Ковалева⁵*

^{1, 2, 3, 4, 5}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Актуальность темы

На сегодняшний день нефть и нефтепродукты признаны одним из главных загрязнителей окружающей среды. Загрязнение нефтеподобными соединениями является мощным техногенным фактором, негативно влияющим на многие естественные процессы и взаимосвязи.

Загрязнение водных объектов нефтью и нефтепродуктами приводит к острым и хроническим интоксикациям живых организмов, изменяет микробный фон, подрывает самовосстановительные способности водоемов, отрицательно влияет на санитарный режим водных объектов и окружающей среды в целом.

Целью работы является получение и анализ свойств сорбентов на основе натуральных компонентов для очистки водных объектов от нефти и нефтепродуктов.

Задачи:

- 1) провести анализ имеющихся на рынке сорбентов (см. табл. 1);
- 2) апробировать технологию получения сорбентов на основе натуральных компонентов для очистки водных объектов от нефти и нефтепродуктов;
- 3) проанализировать свойства полученных сорбентов;
- 4) рассчитать предполагаемую оптовую цену на продукцию.

Таблица 1

Анализ имеющихся на рынке сорбентов

Сор- бент	Преимущества	Недостатки
Пер- лит	1. Хорошая сорбирующая способность (нефтеёмкость). 2. Плавучесть насыщенного сорбента более 168 часов. 3. Неограниченный срок хранения. 4. Не токсичен. 5. Натурален. 6. Легко наносится. 7. Легко собирается. 8. Может использоваться как вторичное производство. 9. Не горючий материал, пожаровзрывобезопасен. 10. Доступность производства в больших объемах. 11. Разом можно обработать большую площадь. 12. Экологическая безопасность	1. Высокая стоимость. 2. Высокая влагоёмкость. 3. Трудности при сборе напитанного сорбента в ветреную погоду

Сорбент	Преимущества	Недостатки
Горчи- ный жмых	<ol style="list-style-type: none"> 1. Доступная стоимость. 2. Натурален. 3. Не токсичен. 4. Срок хранения практически неограничен. 5. Доступность. 6. Хорошие сорбирующие свойств. 7. Не обладает способностью к самовоспламенению. 8. Легок в распространении на большую площадь. 9. Может использоваться как вторичное производство. 10. Экологическая безопасность 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышает кислотность. 2. Слабая гидрофобность. 3. Низкая нефтеёмкость на воде. 4. Слабая плавучесть (более 72 ч). 5. Трудности при сборе насыщенного нефтью сорбента. 6. При нагревании может издавать неприятных запах
Торф	<ol style="list-style-type: none"> 1. Натурален. 2. Высокая сорбционная ёмкость. 3. Доступность. 4. Не токсичен. 5. Высокая плавучесть (более 168 ч). 6. Способствует активному разложению углеводородов. 7. Не увеличивается в объемах. 8. Длительное время не теряет своих свойств. 9. Неограничен в хранении. 10. Высокая скорость впитывания. 11. Можно использовать при вторичном производстве. 12. Легкое распространение 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая влагоёмкость. 2. При нагревании свойственен к самовозгоранию. 3. Наносит экологический вред, если использовать в качестве топлива пари вторичном производстве. 4. Удобно собирать насыщенный нефтью сорбент
Кокосовая стружка	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокий коэффициент сорбции. 2. Высокая нефтеёмкость на воде. 3. Натуральные материалы. 4. Возможность вторичного производства. 5. Гидрофобен. 6. Не токсичен. 7. Легкое распространение. 8. Легко собирать напитанный нефтью сорбент. 9. Высокая плавучесть (более 168 ч) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Не является хорошим источником топлива (из-за низкого температурного содержания). 2. Высокая стоимость. 3. Пожароопасность

Получение и анализ сорбентов на основе натуральных компонентов. В лаборатории были проведены исследования, в результате которых получены сорбирующие материалы на базе таких натуральных компонентов, как кокосовая стружка, кокосовый торф, перлит, торф, горчиный жмых путём их обработки эластомерами. В основе лежит технология изобретения, на которую получен патент RU 2080298.

В качестве эластомеров могут быть использованы отходы производства Красноярского завода синтетического каучука. К ним относятся вулканизированные (рис. 1) и невулканизированные смеси (рис. 2), а также коагулом, продукт самопроизвольной коагуляции латекса.

Стоит сказать о том, что средний выход отходов на одну тонну каучука на заводе составляет от 5 до 15 кг от производства, причем большая часть из них на данный момент не используется, а вывозится в отвал.

В результате обработки натуральных компонентов эластомерами получаем сорбирующие материалы со следующим характеристиками (табл. 2).

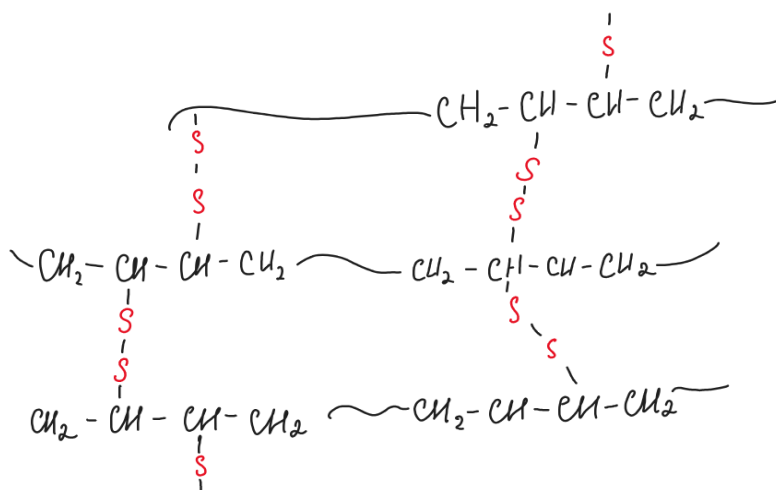


Рис. 1. Вулканизированные смеси

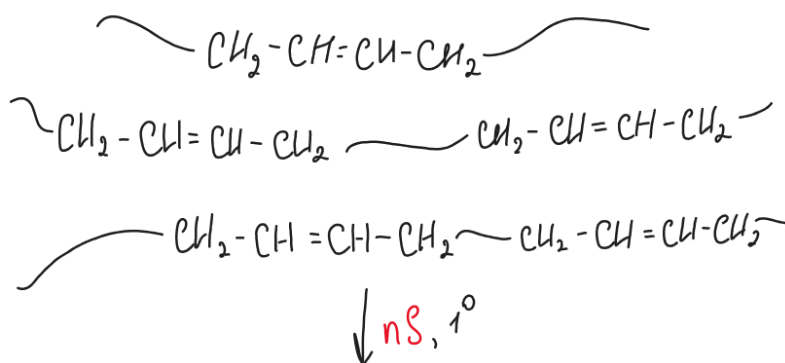


Рис. 2. Невулканизированные смеси

Таблица 2

Характеристики сорбирующих материалов

Сорбент на основе	Коэффициент сорбции	Десорбция, кг	Влагоёмкость, кг			Плавучесть			Нефтеёмкость на воде
			3 ч	24 ч	72 ч	24 ч	72 ч	168 ч	
Кокосовая стружка	10,6	0,13	0,9	0,8	0,7	+	+	+	5,6
Перлит	2,83	0,13	1,7	2,3	1,7	+	+	+	1,5
Торф	2,46	0,13	1,2	2,2	2,1	+	+	+	2,3
Горчичный жмых	2,43	0,13	1,4	1,5	1,4	+	+	–	1,1
Кокосовый торф	12,6	0,003	1	1	0,8	+	+	+	5,9

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что наиболее эффективным с точки зрения сорбционных свойств является такой природный материал, как кокосовый торф. Все полученные сорбенты обладают сравнительно небольшими значениями десорбции и влагоёмкости, что выгодно их отличает от синтетических продуктов. А также повышенными характеристиками плавучести. Полученные таким образом сорбирующие материалы могут более 14 дней находиться на воде, собирая нефть и нефтепродукты.

Эти свойства, несомненно, являются преимуществом полученных сорбционных материалов, потому как на практике зачастую мы имеем дело с большими объемами разливов нефтепродуктов, которые сложно собрать и удалить с поверхности воды быстро.

Преимущества натуральных сорбентов:

- экологическая безопасность;
- экономическая выгода;
- могут быть средой для организмов, перерабатывающих нефть;
- быстрый процесс обработки.

Экономика. Необходимо рассчитать стоимость оборудования и эксплуатационных расходов (табл. 3, 4).

Таблица 3

Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, руб.
Смеситель	273000
Сушильный шкаф	1743987
Фасовочная машина	265800
Сумма оборудования	2282787
Установка оборудования (10%)	228278,7

Таблица 4

Стоимость эксплуатационных расходов

Эксплуатационные расходы	Стоимость, руб.
Сорбент	62400
Коагулюм	0
Толуол	288000
Рабочие	20000
Страховые взносы	6000
Амортизационные отчисления	165730,3
Электрические расходы	82885,6
Текущий ремонт	114139,4
Сумма	739155,3
Цена за кг	153,9907
Прибыль	16,93898
Продажа с учетом НДС	205,1156

Список источников

1. Щербина Е. И., Долинская Р. М. Рециклинг эластомеров: учеб.-метод. пособие для студентов специальности 1-48 01 02 «Химическая технология органических веществ, материалов и изделий» специализации 1-48 01 02 05 «Технология переработки эластомеров». Минск : БГТУ, 2011. 83 с. ISBN 978-985-530-094-7.
2. Каменщиков Ф. А., Богомольный Е. И. Нефтяные сорбенты. М. : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 268 с. ISBN 5-93972-309-8
3. Горожанкина Г. И., Пинчукова Л. И. Сорбенты для сбора нефти: сравнительные характеристики и особенности применения // Трубопроводный транспорт нефти. 2000. № 4. С. 12–17.

Секция 2

Машины и оборудование нефтегазового комплекса

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕРМООКСИЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ЧАСТИЧНО СИНТЕТИЧЕСКОГО МОТОРНОГО МАСЛА

М. В. Акимов¹

Научный руководитель: *Ю. Н. Безбородов²*

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

В статье представлены результаты исследования показателей термоокислительной стабильности с учетом тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления частично синтетического моторного масла Mannol Molibden 10w-40 SL/CF, определяемой произведением температуры испытания на время и значение оптической плотности или испаряемости. Установлено, что зависимости десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, от десятичного логарифма времени термостатирования описываются линейными уравнениями, что позволяет определить температуры начала процессов окисления, а также предельные температуры этих процессов и потенциальные тепловые энергии, необходимые для начала процессов окисления, характеризующих сопротивляемость исследуемого масла температурным воздействиям.

Введение

Известно, что при термостатировании смазочных масел они не могут бесконечно поглощать тепловую энергию, поэтому избыток её «сбрасывается» в виде продуктов окисления [1–3]. Эти два показателя вычисляются в разных единицах, поэтому для сравнения масел необходим поиск новых методов определения показателей термоокислительной стабильности. Кроме того, температурные пределы работоспособности смазочных масел должны включать температуры начала процессов окисления, а также предельные температуры этих процессов [4–5]. Целью настоящих исследований является апробация энергетического метода оценки процессов окисления при термостатировании моторных масел.

Материалы и методы

В качестве средств контроля и испытания использовались: прибор для термостатирования масел; фотометрическое устройство для прямого фотометрирования окисленных масел при толщине фотометрического слоя 2 мм; электронные весы для определения массы испарившегося масла. Для исследования выбрано всесезонное частично синтетическое моторное масло Mannol Molibden 10w-40 SL/CF. Методика исследования заключалась в следующем. Пробу масла постоянной массы (100 ± 1 г) термостатируют последовательно при температурах 170, 180, 190 °С с перемешиванием с воздухом с помощью стеклянной мешалки с постоянной частотой вращения 300 об/мин. Температура в процессе испытания поддерживается автоматически с помощью терморегулятора. Через равные промежутки времени (8 ч) пробу окисленного масла взвешивают, определяют массу испарившегося масла G , отбирают часть пробы (2 г) для прямого фотометрирования и вычисления оптической плотности D :

$$D = \lg \frac{300}{\Pi}, \quad (1)$$

где 300 – показания фотометра при отсутствии масла в кювете, мкА; Π – показатель фотометра при заполненной кювете окисленным маслом, мкА.

Испытания исследуемого масла прекращались при достижении оптической плотности значений $D = 0,5-0,6$ при каждой температуре. По полученным данным оптической плотности и испаряемости определялась тепловая энергия, поглощенная продуктами окисления Q_D , за время испытания t и температуры T :

$$Q_D = T \cdot t \cdot D. \quad (2)$$

Затем вычисляются десятичные логарифмы тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления $\lg Q_D$. По полученным данным строились графические зависимости от десятичного логарифма времени термостатирования.

На рис. 1 представлены графические зависимости десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления от десятичного логарифма времени и температуры термостатирования исследуемого моторного масла.

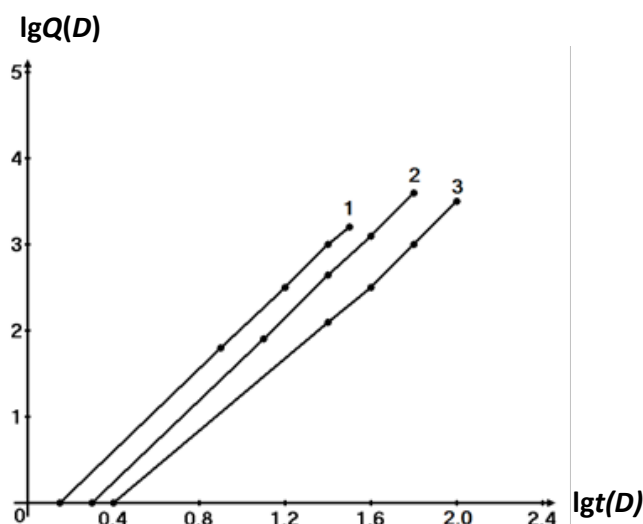


Рис. 1. Зависимости десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, от десятичного логарифма времени и термостатирования частично синтетического моторного масла Mannol Molibden 10w-40 SL/CF:
1 – 180 °C; 2 – 170 °C; 3 – 160 °C

Данные зависимости описываются линейными уравнениями:

$$\lg Q(D) = 2,361 \cdot \lg t - 0,361; \quad (3)$$

$$\lg Q(D) = 2,386 \cdot \lg t - 0,686; \quad (4)$$

$$\lg Q(D) = 2,314 \cdot \lg t - 0,914. \quad (5)$$

Коэффициенты корреляции составили 0,999.

Коэффициенты 2,361; 2,386 и 2,314 характеризуют скорость изменения десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, в зависимости от температуры термостатирования, а свободные члены уравнений (3)–(5) определяют потенциальную тепловую энергию, необходимую для начала процессов окисления. Эта

энергия увеличивается с понижением температуры термостатирования. На рис. 2 представлена зависимость потенциальной тепловой энергии, необходимой для начала процессов окисления, от температуры термостатирования частично синтетического моторного масла Mannol Molibden 10w-40 SL/CF при $\lg t(D) = 0$.

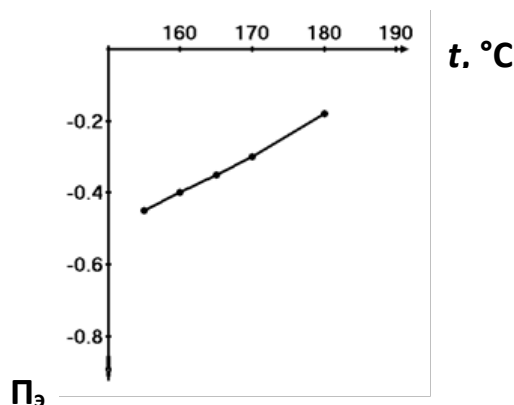


Рис. 2. Зависимость потенциальной тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, необходимой для начала процессов окисления частично синтетического моторного масла Mannol Molibden 10w-40 SL/CF, от температуры термостатирования при $\lg t(D) = 0$

Данная зависимость описывается линейным уравнением:

$$\Pi_3 = 0,0121 \cdot t - 2,331. \quad (6)$$

Коэффициент корреляции составил 0,999.

Решив уравнение (6), определяем предельную температуру исследуемого моторного масла, которая составила 193 °C. На рис. 3 представлены зависимости десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления при $\lg t = 0,903$ (8 ч) (а), и десятичного логарифма времени термостатирования при $\lg Q(D) = 0$ (б) от температуры термостатирования частично синтетического моторного масла двигателя внутреннего сгорания автомобильной и специальной техники автомобильного парка Российской Федерации и Министерства обороны Mannol Molibden 10w-40 SL/CF.

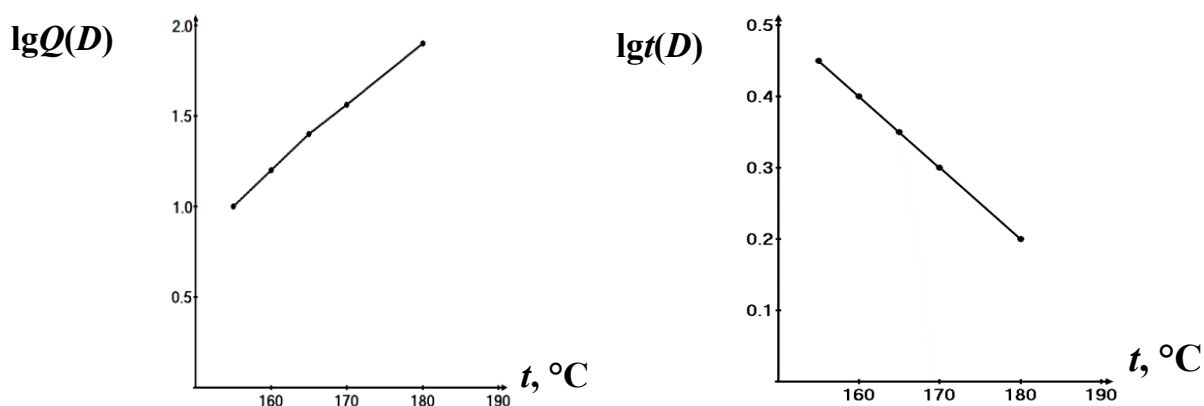


Рис. 3. Зависимости десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, при $\lg t = 0,903$ (б) и десятичного логарифма времени испытания при $\lg Q(D) = 0$ (а) от температуры термостатирования частично синтетического моторного масла Mannol Molibden 10w-40 SL/CF

Данные зависимости описываются линейными уравнениями:

$$\lg Q(D) = 0,03 \cdot t - 3,6 \quad (7)$$

Коэффициент корреляции составил 0,997.

$$\lg t(D) = -0,0115 \cdot t + 2,2317 \quad (8)$$

Коэффициент корреляции составил 0,999.

Решив уравнение (7), определяем температуру начала процессов окисления на деталях двигателя внутреннего сгорания автомобильной и специальной техники, которая составила 120 °С, а решив уравнение (8), – предельную температуру процессов окисления моторного масла двигателя внутреннего сгорания автомобильной и специальной техники, которая составила 194 °С [5]. На основании проведенных исследований температурная область работоспособности исследуемого частично синтетического моторного масла ограничивается предельной температурой процессов окисления составила 231,5°С.

Заключение

1. Предложенный энергетический метод контроля показателей термоокислительной стабильности, включающий применение прибора для термостатирования, фотометрического устройства и электронных весов, позволяет учитывать количество тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, определить температуры начала процессов окисления, предельные температуры этих процессов, а также потенциальные тепловые энергии, необходимые для начала процессов окисления, что расширяет информацию о качестве моторных масел, направленную на совершенствование системы классификации и обоснованного выбора по температурной области работоспособности.

2. Установлено, что зависимости десятичного логарифма тепловой энергии, поглощенной продуктами окисления, от десятичного логарифма времени и температуры термостатирования описываются линейными уравнениями, что способствует сокращению времени испытания моторных масел и реализации прогнозирования показателей термоокислительной стабильности по сокращенной информации.

3. Установлена потенциальная тепловая энергия, необходимая для начала процессов окисления, характеризующая сопротивляемость моторных масел температурным воздействиям и служащая критерием для их сравнения и выбора более термостойких.

Список источников

1. Ковальский Б. И., Шрам В. Г., Безбородов Ю. Н. и др. Метод контроля изменения тепловой энергии при термостатировании моторных масел // Южно-сибирский научный вестник. 2020. № 2(30). С. 28–32.
2. Ковальский Б. И., Янович В. С., Исханов Ф. А. и др. Метод определения энергетической связи между продуктами температурной деструкции минеральных моторных масел // Южно-сибирский научный вестник. 2020. № 6(34). С. 260–262.
3. Ковальский Б. И., Рунда М. М., Васильев А. В. и др. Метод определения энергетической связи между продуктами температурной деструкции синтетических моторных масел // Южно-сибирский научный вестник. 2020. № 6(34). С. 73–75.
4. Ковальский Б. И., Шрам В. Г., Безбородов Ю. Н. и др. Метод контроля изменения тепловой энергии при термостатировании моторных масел // Южно-сибирский научный вестник. 2020. № 2(30). С. 28–32.
5. Патент 272 2119 РФ. МПК G 01 № 25/02, G 01 № 25/22, G 01 № 33/30, G 01 K 11/00. Способ определения температуры начала изменения показателей термоокислительной стабильности и предельной температуры работоспособности смазочных материалов / Ковальский Б. И., Лысянникова Н. Н.; опубл. 26.05.2020. Бюл. 15.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ОЧИСТКИ И РЕГЕНЕРАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

М. Г. Аредаков¹

Научный руководитель: *О. А. Коленчуков²*

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Существующие методы утилизации и восстановления отходов бурения не всегда являются безопасными для экологии и несут большие экономические затраты. Задача регенерации минерального масла из отработанных буровых растворов – снижение экономических затрат в процессе разработки скважин за счет увеличения объемов повторного использования расходуемых ресурсов, а также уменьшение экологического следа сбрасываемых отходов [1]. В связи с этим настоящая работа направлена на разработку комплексной установки очистки и регенерации буровых растворов, позволяющая сократить количество сбрасываемых отходов и снизить затраты на разработку нефтяных месторождений. Целью работы является разработка технологической линии на базе мобильной установки для очистки и регенерации отработанных буровых растворов на углеводородной основе с применением мембранных технологий для выделения минерального масла.

Буровые растворы на углеводородной основе (РУО) получили широкое применение в нефтяной промышленности из-за их явного преимущества перед растворами на водной основе. РУО показывают высокую стабильность ствола скважины, обеспечивают бурение при высоких температурах и высоком давлении, минимизируют повреждение нефтяного пласта, не допускают коррозии буровых устройств, а также проявляют высокую устойчивость к загрязнениям [2]. Применяя методы очистки и регенерации, РУО можно использовать многократно. Для решения данной задачи предлагается технологическая установка, имеющая возможность регенерировать как минеральное масло, так и экстрагент. Такое решение позволит снизить затраты на разработку нефтескважин и утилизацию буровых отходов. При этом растворителем является гексан, ввиду простоты извлечения, неполярной природы, сравнительно низкой токсичности, дешевизны и легкодоступности [3]. Перспективность разработки заключается в использовании более современного, качественного и дешевого способа фильтрации РУО по сравнению с применяемыми на данный момент методами. Технологическая схема предлагаемой установки представлена на рис. 1.

Технология регенерации минерального масла из отработанных буровых растворов на углеводородной основе (рис. 2) включает в себя следующие основные стадии: экстрагирование масла из буровых шламов и растворение органических примесей при помощи растворителя, ультрафильтрационная очистка раствора от остатков твердой фазы, концентрирование минерального масла в растворе на этапе нанофильтрации органических сред, стадия удаления остатков растворителя при помощи перегонной установки.

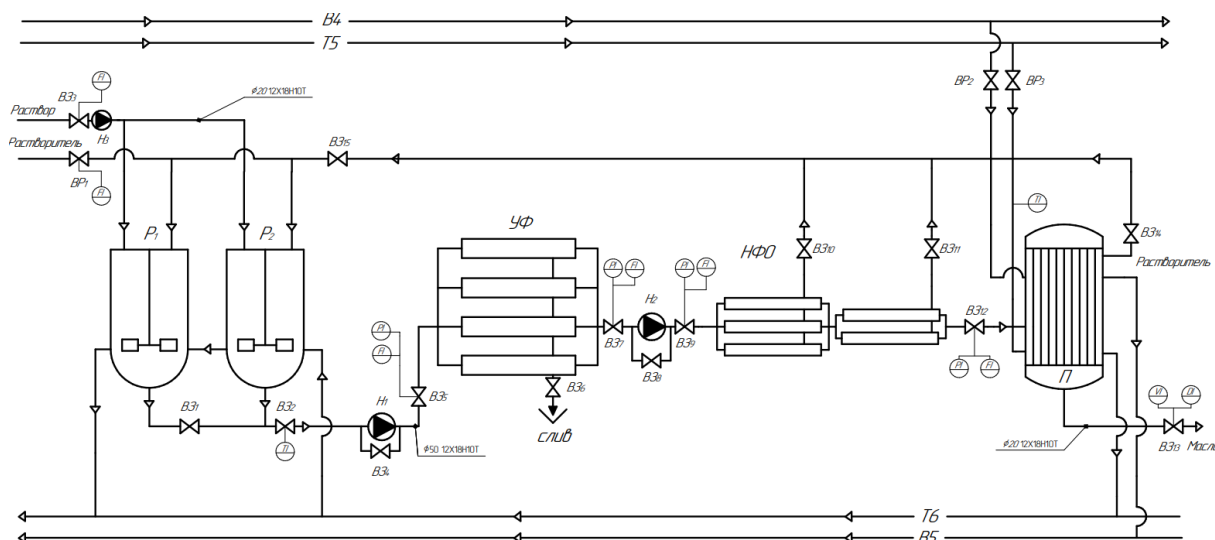


Рис. 1. Технологическая схема установки

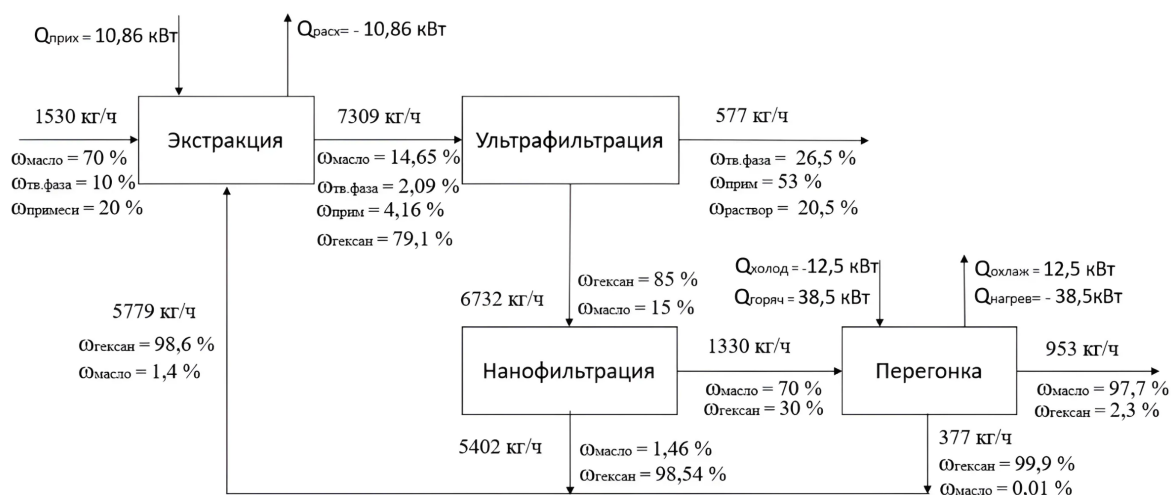


Рис. 2. Блок-схема технологического процесса

Отработанный буровой раствор с расходом 1 530 кг/ч и содержанием минерального масла 70 % поступает в экстрактор, представленный реактором с мешалкой. В это же время в экстрактор поступает растворитель (гексан) с расходом 5 779 кг/ч. Время пребывания раствора в реакторе 10 минут. После чего раствор подают для удаления твердой фазы на стадию ультрафилтрации с расходом 7 309 кг/ч. Очищенный от твердых частиц раствор подается на установку нанофилтрации с расходом 6 732 кг/ч для концентрирования минерального масла. Селективность нанофилтрационных мембран по минеральному маслу составляет 95 %. Поток пермеата с расходом 5 402 кг/ч, содержащий 98,54 % растворителя и 1,46 % минерального масла, возвращается на этап экстракции для повторного использования. Поток концентрата с расходом 1 330 кг/ч, содержащий 70 % минерального масла и 30 % растворителя, поступает на перегонную установку, где происходит выпаривание остатков растворителя. На выходе из перегонной установки поток минерального масла, содержащий 2,3 % гексана, составляет 953 кг/ч. Рекуперированные тепловые потоки направляются на нагревание рубашек реактора для снижения изначальной вязкости раствора за счет увеличения температуры.

Установка имеет контейнерное исполнение, что позволяет оперативно вводить и выводить её из эксплуатации для использования на других участках буровых работ. Для размещения всего оборудования принято решение взять за основу контейнер

по индивидуальным параметрам. Габаритные размеры, мм: 12200 × 3000 × 3500. Размещение оборудования выполнено согласно требованиям «Правил по охране труда на предприятиях и в организациях машиностроения» и представлено на рис. 3.

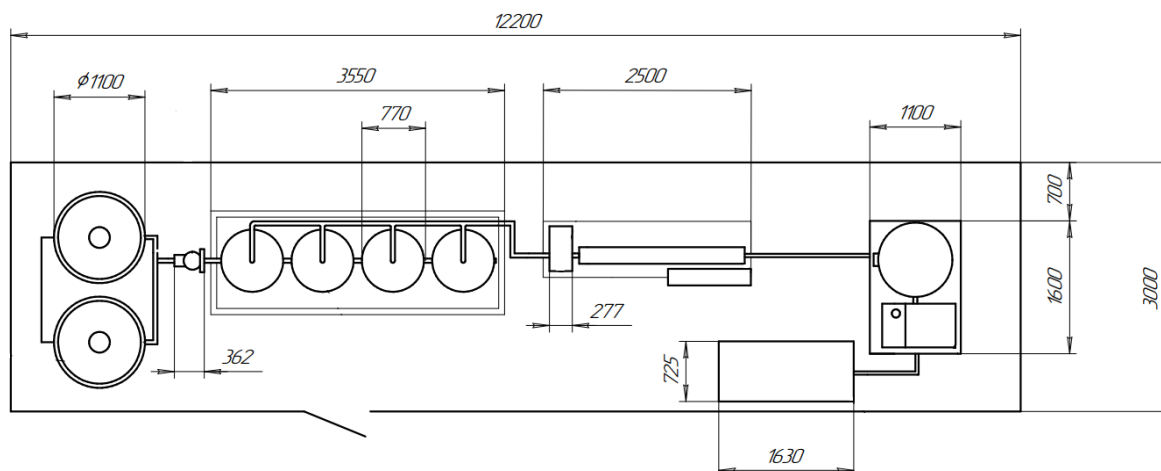


Рис. 3. Строительный чертёж. Вид сверху

Продуктом производства является очищенное минеральное масло, поэтому оно должно обладать всеми основными характеристиками чистого вещества. Исходя из этого, был составлен перечень параметров, определяющих качество (табл. 1). Для контроля качества продукции на линии производства предусматривается установка датчиков плотности и вязкости на выходе из перегонной установки. Необходимо произвести поправки по показателям, учитывая температуру масла на выходе. Стоит отметить, что необходимо раз месяц направлять пробы продукции в лабораторию для полного анализа на наличие содержания посторонних веществ, цветности и молекулярной массы.

Таблица 1

Параметры минерального масла

Плотность, кг/м ³	900–1100
Вязкость, мПа·с	85–95
Температура кипения, °С	Выше 300

Разработанная установка обладает высокими показателями эффективности в сравнении с традиционными методами. Восстановление и повторное использование минерального масла не только позволяет экономить затраты компаний на разработку нефтескважин, но и значительно снижает объемы сбрасываемых отходов бурения. Компактность используемого оборудования делает производство мобильным, позволяя перевозить с одного места бурения на другое.

При расчёте капитальных затрат, себестоимости продукции и экономических показателей выявлено, что затраты на реализацию данного проекта составляют 24 154 000 руб. Эффективность производства подтверждается высоким показателем рентабельности, который составляет 51,4 %, а также низкой точкой безубыточности – 0,17 и коротким сроком окупаемости – 2 года 37 дней.

Список источников

1. Плешакова Е. В., Беяков А. Ю. Использование различных приемов биотестирования для оценки токсического действия на почву инвертно-эмульсионных буровых растворов и их дисперсионных сред // Вестник Московского университета. Серия

17. Почвоведение. 2014. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-razlichnyh-priemov-biotestirovaniya-dlya-otsenki-toksicheskogo-deystviya-na-pochvu-invertno-emulsionnyh-burovyh> (дата обращения: 16.04.2024).

2. Sauerer B., Al-Hamad M., Ma S. M., & Abdallah W. (2020). Effect of oil-based mud filtrate on the wettability of rock surfaces with different mineralogy and topology. *Energy & Fuels*, 34(7), 8250–8259. URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01335> (дата обращения: 16.04.2024).

3. Stafie N., Stamatialis D., Wessling M. Insight into the transport of hexane–solute systems through tailor-made composite membranes // *Journal of Membrane Science*. 2004. V. 228, № 1. P. 103–116.

СПОСОБ СМАЗЫВАНИЯ ЗАПИРАЮЩЕГО ЭЛЕМЕНТА ШИБЕРНОЙ ЗАДВИЖКИ

С. И. Копылов¹, Д. В. Лешковский²

Научный руководитель: *П. Л. Павлова³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Задвижками называются запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном направлению движения нефти. Конструктивно задвижка представляет собой цельный литой или сварной корпус, снабженный двумя патрубками для присоединения к трубопроводу (с помощью фланцев или сварки) и шпиндель, соединенный с запорным элементом и управляемый с помощью маховика или специального привода. Место выхода шпинделя из корпуса герметизируется с помощью сальникового уплотнения. По конструкции уплотнительного затвора задвижки делятся на клиновые и шиберные. На магистральных нефтепроводах задвижки оснащают электроприводом [1].

В нефтяной отрасли шиберные задвижки имеют широкое применение, например, используются во время бурения скважин, а также добычи, перекачки, переработки и хранения нефти.

Целью данной работы является повышение качества шиберной задвижки путем повышения надежности за счет увеличения срока работоспособности, при этом не критично усложняя конструкцию. В задачи работы входит: рассмотрение основных причин отказов запорной арматуры; анализ современных технических решений защиты от коррозии; разработка эскизных чертежей; проведение необходимых прочностных расчетов.

Основными причинами отказов запорной арматуры являются:

- дефекты литых корпусных деталей оборудования, работающего под давлением;
- дефекты и недостатки конструкции разъемных соединений оборудования, находящихся под давлением среды;
- нарушение технологии установки уплотнительных материалов разъемных соединений оборудования;
- заводские дефекты оборудования, не выявленные при приемо-сдаточных испытаниях;
- коррозионное воздействие на металл основных деталей при длительной эксплуатации.

При анализе отказов запорной арматуры выявлено, что до 20 % отказов запорной арматуры, возникающих при ее эксплуатации, связаны с коррозионным воздействием на металл основных деталей при длительной эксплуатации [2].

Для решения технической задачи проведен патентно-информационный обзор. В итоге работы были выявлены следующие современные технические решения, направленные на повышение надежности запорной арматуры за счет минимализации воздействия коррозии: внедрение устройства смазывания или межфланцевого узла для контроля наиболее коррозионно-опасных участков, применение защитной вставки

с коррозионно-стойким покрытием или упрощение конструкции для снижения стоимости и повышения ремонтопригодности [3–6].

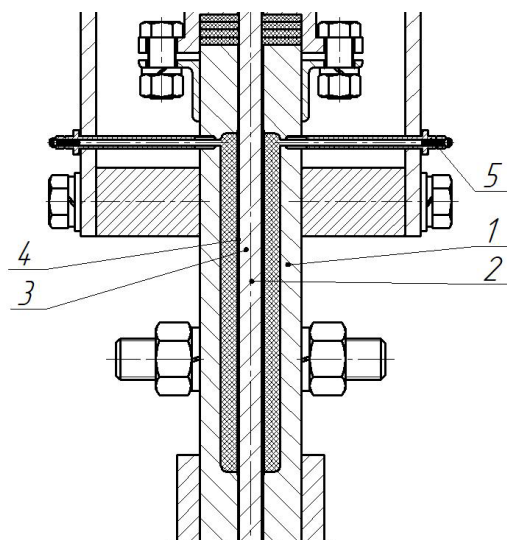


Рис. 1. Схема смазывающего устройства

Предложенная мной конструкция шиберной задвижки представляет из себя корпус 1, состоящий из двух частей, полости которых заполнены пенополиуретаном с открытой ячейкой 2, стойким к проводимой среде, а шибер 3 с ним взаимодействует через перфорированный щиток 4, сопряженный с корпусом 1. В полости под давлением при помощи нагнетательных клапанов 5 заполняется смазка, например арматол.

Благодаря тому, что во внутренней полости между щитком и корпусом помещен открытоячеистый материал (рис. 2), каждая ячейка которого заполнена смазывающим веществом, это не дает возможности скапливаться агрессивной жидкости, а также вымывать смазку при открытии-закрытии задвижки. Как следствие, минимизирует риск воздействия коррозии на шибер и потерю герметизации, что безусловно увеличивает срок работоспособности.

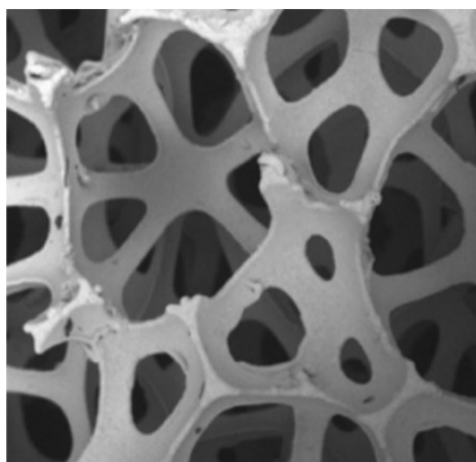


Рис. 2. Структура материала с открытой ячейкой под микроскопом

В дальнейшем планируется создать опытный образец, чтобы проверить смазывающие способности данной конструкции.

Таким образом, при изучении проблемы коррозионного воздействия на металл основных деталей не нашлось рентабельного технического решения. Предложенное авторами устройство позволяет увеличить надежность шиберной задвижки, не теряя при этом главных преимуществ данной запорной арматуры, а именно: простота конструкции и высокая ремонтпригодность.

Список источников

1. Шадрина А. В. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : конспект лекций. Лекция 3. Основные объекты и сооружения магистрального газонефтепровода. Томск, 2012. 27 с.
2. Казанцев М. Н., Флегентов И. А., Петелин А. Н. Пути повышения надежности запорной арматуры для магистральных трубопроводов (на примере задвижек шиберных) // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 4. С. 75–81.
3. Патент № 2736117 Российская Федерация, F16K 3/36(2006.01), F16K 3/02(2006.01). Задвижка шиберная : 2019132565, заявл. 2019.10.14 : опубл. 2020.11.11 / Ерошкин В. С., Матвеев А. В., Чиняев И. Р., Шанаурин А. Л. ; Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «МКТ-АСДМ». 8 с.
4. Патент № 167617 Российская Федерация, F17D 5/00(2006.01), G01N 17/00(2006.01). Межфланцевый узел контроля коррозии : 2015153998, заявл. 15.12.2015 : опубл. 10.01.2017 / Ташбулатов В. В., Юсупов А. Д., Мануйлов С. М., Пономарев А. А., Шустов И. Н., Ларюхин А. И. ; Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». 8 с.
5. Патент № 2787087 Российская Федерация, F16K 3/02 (2006.01) F16K 3/30 (2006.01). Узел затвора шиберной задвижки : 2022107404, заявл. 21.03.2022 : опубл. 28.12.2022 / Симаков С. Г., Кориллов А. А. ; Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «МКТ-АСДМ». 13 с.
6. Патент № 2350814 Российская Федерация, F16K 3/02(2006.01). Задвижка шиберная: 2007128678/06, заявл. 2007.07.25 : опубл. 2009.03.27 / Плотников Г. Г., Плотников А. Г. 7 с.

СОКРАЩЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ УПСВ

О. В. Катковский¹, Е. А. Пивцов²

Научные руководители: *О. А. Коленчуков³, Н. Ф. Орловская⁴*

^{1, 2, 3, 4}Сибирский федеральный университет, Красноярск

В последние десятилетия нефтегазовая индустрия столкнулась с серьезными вызовами из-за увеличения содержания воды в добываемом нефтяном флюиде. Скважины с высокой обводненностью представляют собой серьезную проблему из-за необходимости извлечения и транспортировки больших объемов воды, что требует значительных капитальных и энергетических. В этом контексте использование установок предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) становится ключевым. Они способствуют эффективному отделению воды и газа от нефти на ранних стадиях добычи, что позволяет снизить затраты на транспортировку, а также улучшить качество добытой нефти.

Однако внедрение УПСВ имеет свои недостатки. Основная проблема заключается в высоких затратах на строительство и обслуживание таких установок. Это связано как с применением крупногабаритных технологий, основанных на гравитационных силах, так и с необходимостью строительства в сложных условиях, с ограниченным доступом и экстремальными климатическими условиями. Следует отметить, что в настоящее время доказано, что применение инерционных сил более эффективно при сепарации газа и воды, что позволяет значительно уменьшить габаритные характеристики применяемого оборудования.

В процессе разработки мобильной установки предварительного сброса пластовой воды рассматривается замена ёмкостных устройств для удаления ПНГ и воды на гидроциклонные аппараты.

Первый компонент предлагаемой установки – гидроциклонный дегазатор (рис. 1), представляющий собой одно из самых перспективных устройств для удаления газов из скважинной продукции. Его привлекательность обусловлена высоким коэффициентом эффективности, простой конструкцией и эксплуатацией. Гидроциклоны широко используются в различных отраслях промышленности, экспериментально доказана их эффективность. Они отличаются компактными размерами, высокой производительностью, простотой конструкции и возможностью объединения в единый комплекс (мультициклоны).

Дегазированная жидкость после первой ступени сепарации (газа) поступает во второй блок сепарации для разделения на жидкие фазы (нефть и вода). Для данного процесса применяются гидроциклоны-нефтеотделители специальной конструкции.

Уникальная геометрия проточной части позволяет качественно производить сепарацию раствора за счет более длительного воздействия центробежных сил на небольшой объем эмульсии. Такой эффект достигается из-за уменьшенного значения диаметра цилиндрической и увеличения длины конической (проточной) частей. Также с целью повышения эффективности работы подобных устройств на внутренней стенке гидро-

циклонов-нефтеотделителей нанесена полигональная нарезка, позволяющая уменьшить объем и величину влияния зоны с околонулевой скоростью потока, образующейся вблизи внутренней камеры аппарата (рис. 2).

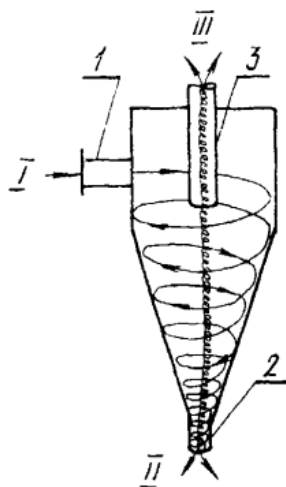


Рис. 1. Гидроциклон-дегазатор: *I* – нестабильная нефть; *II* – стабилизированная нефть; *III* – газ;
1 – входной патрубок; 2 – сливной патрубок; 3 – выходной газовый патрубок

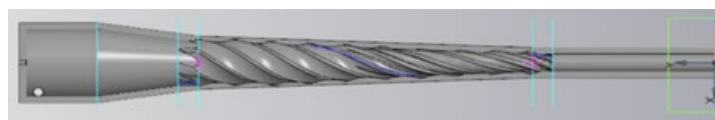


Рис. 2. Гидроциклон-нефтеотделитель

В зависимости от объема добываемой пластовой воды необходимо применение блока описанных выше гидроциклонов в цельном аппарате ввиду малой пропускной способности единичного гидроциклона-нефтеотделителя (2,5–4,0 м³/ч).

Так, учитывая объем водонефтяной эмульсии, необходимой для дальнейшей подготовки, в зависимости от конструкции и производительности одного гидроциклона-нефтеотделителя рассчитывается количество данных устройств в представленном аппарате.

По результатам расчета показателей разделения водонефтяной эмульсии (основываясь на диссертационном исследовании Баранова Д. А. о разделении эмульсий гидроциклонным методом) было выявлено, что применение гидроциклонов-нефтеотделителей наиболее эффективно для скважинной продукции с обводненностью от 90 % и выше, и чем больше данный показатель, тем эффективнее работа аппаратов.

Технологическая схема предлагаемой мобильной установки представлена на рис. 3.

В целях снижения времени монтажа и упрощения транспортировки нами было разработано блочное исполнение МУПСВ (рис. 4), основанное на базе 40-футового контейнера.

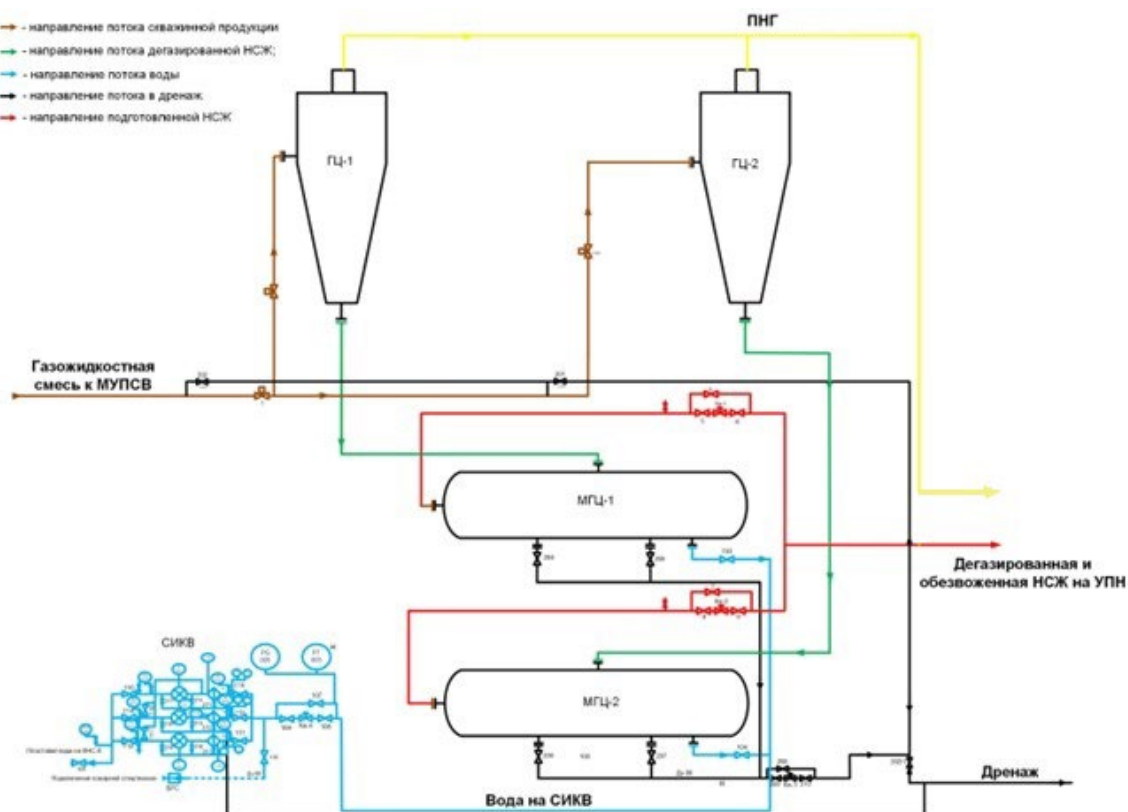


Рис. 3. Технологическая схема МУПСВ: ГЦ – гидроциклон-дегазатор; МГЦ – мультигидроциклон-нефтеотделитель



Рис. 4. Блочное исполнение мобильной установки предварительного сброса воды

Список источников

1. Молоканов Ю. К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. М. : Химия, 1980. 408 с.
2. Асханов Р. Р., Данилов В. И., Нурмухаметов Н. Х. Стабилизация нефти с помощью гидроциклона. Уфа, 1996. 118 с.
3. Матвиенко О. В., Анафонцева М. В. Численное исследование процесса дегазации в гидроциклонах // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2012. № 4 (20). С. 107–118.

Секция 3

**Технологии подготовки,
транспортировки, хранения
и переработки нефти, газа
и газового конденсата**

ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

С. Г. Алиева¹

Научный руководитель: О. Н. Петров²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Системы сбора и подготовки продукции скважин являются опасными производственными объектами, классифицируемыми в соответствии с требованиями ФЗ-116. Исходя из этого, в обеспечение бесперебойной работы будут закладывать различные технологии транспорта, подготовки и хранения, учитывая уровень их надежной защиты.

Решение указанной задачи, в первую очередь, определяется режимами функционирования нефтегазосборных коллекторов месторождений. Именно они испытывают максимальное воздействие агрессивного флюида, содержащего в своем составе углеводородные компоненты, механические примеси, пластовую воду с растворенными солями и кислые газы. Поэтому на таких участках наиболее часто регистрируют коррозионные разрушения, сопровождающиеся изменением производительности участков и потерей ценного углеводородного сырья с нанесением ущерба окружающей среде, что противоречит политике безопасности любой добывающей организации.

Исходя из изложенного выше, выбор оптимальных технологий защиты трубопроводов и оборудования от чрезмерно быстрого коррозионного износа является актуальной задачей. Как регламентируется в ГОСТ 5272–68 [1], коррозия – самопроизвольная деструкция металлов из-за контакта с агрессивной средой. Механизмы коррозионного характера протекают как в жидкостях, так и в газах.

Цель работы – выбор оптимальной защиты высоконапорного участка нефтегазового промыслового коллектора.

Промысловые трубопроводы (ПТ) и технологическое оборудование (ТО) вынуждены контактировать с агрессивным флюидом, который не подготовлен до товарных характеристик. Именно поэтому они имеют малый срок службы. Содержание солей, растворенных в пластовой воде, растворенные неорганические газы и давление транспортировки, являются ведущими факторами, которые влияют на степень агрессивности среды, указанные в статье [2] (рис. 1). Таким образом, внутренне и внешнее коррозионное разрушение оборудования и трубопроводов является распространенной проблемой на нефтегазовых промыслах. Участок от автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) до установки подготовки нефти (УПН) наиболее подвержен коррозионному разрушению. По оценкам экспертов средний срок эксплуатации ПТ составляет от нескольких месяцев до 15 лет, в среднем около 5 лет.

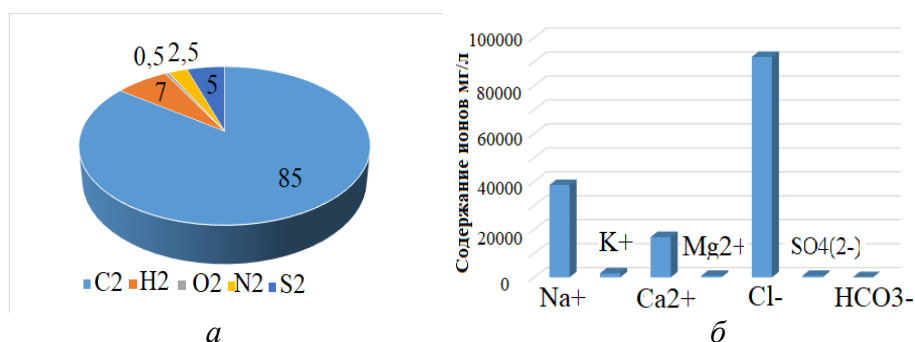


Рис. 1. Состав флюидов [2]:
a – компонентный состав нефти; *б* – ионный состав пластовых вод

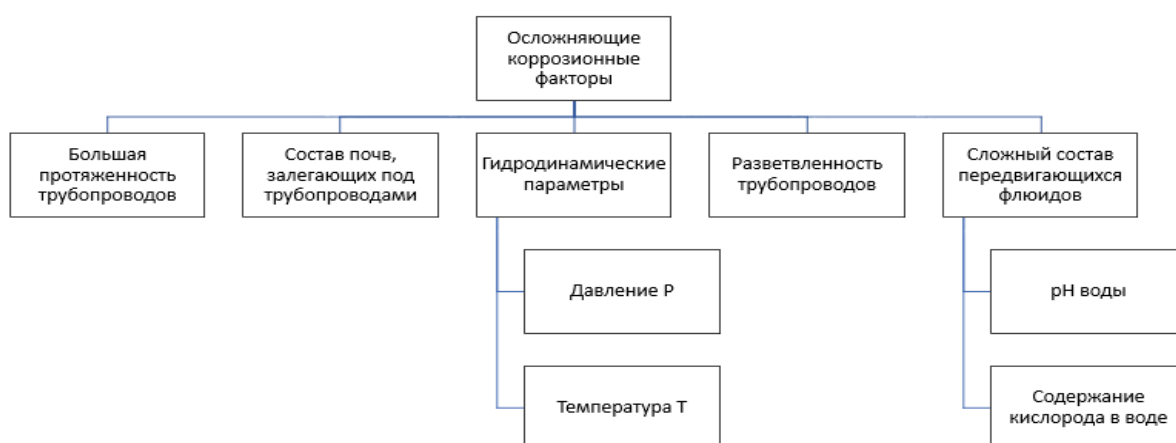


Рис. 2. Осложняющие коррозионные факторы [1]

Проанализировав на основе статистической информации, представленной на сайте Ростехнадзора [3], данные об авариях и инцидентах на предприятиях нефтегазовой отрасли на территории РФ в 2018–2021 гг., имеем некоторый спад аварийности (рис. 3). Тем не менее нужно понимать, что вылив малых объемов нефтеводосодержащей жидкости может не относиться к авариям и в данной статистике не учитываться.

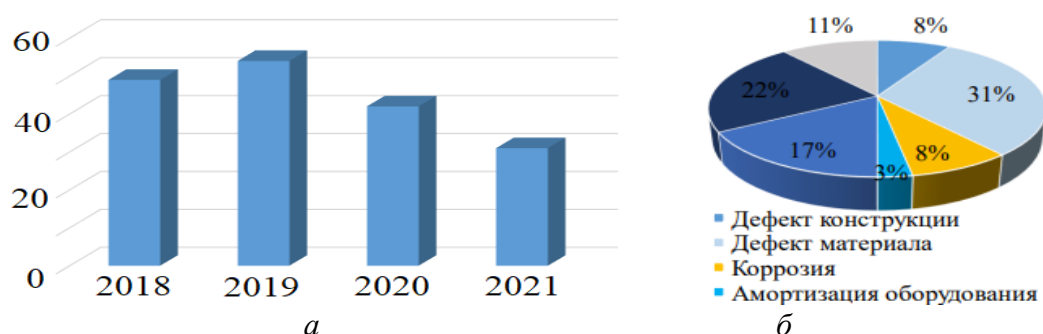


Рис. 3. Статистика исследований дефектов на участках промыслового нефтегазосборного коллектора [3]: *a* – динамика аварийности на нефтепромыслах 2018–2021 гг.; *б* – процентное соотношение причин аварий

Ингибирование – метод защиты от внутренних коррозионных процессов трубопроводов и обсадных колонн, который заключается в вводе ингибиторов в трубное пространство [4]. Таким образом, ингибитор является химическим веществом, образующим тонкую пленку на поверхности трубопровода или другого технологического

оборудования, контактирующего с агрессивными средами, тем самым, снижая скорость коррозии.

На сегодняшний день на месторождениях Восточной Сибири редко встречается использование блоков дозирования реагентов (БДР) на АГЗУ (рис. 4), а также отсутствуют результаты лабораторного тестирования.

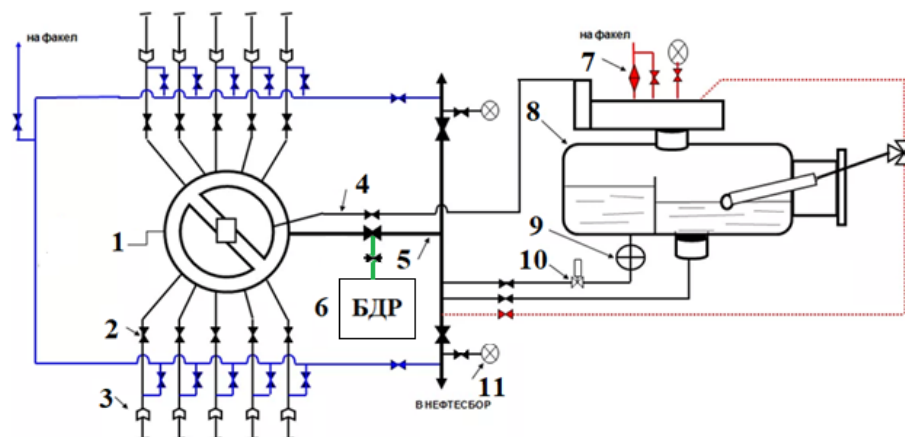


Рис. 4. Модернизированная АГЗУ: 1 – переключатель скважин; 2 – задвижки; 3 – выкидные линии от скважин; 4 – замерная линия; 5 – общая линия; 6 – блок дозирования реагента; 7 – расходомер газа; 8 – гидроциклонный сепаратор; 9 – расходомер жидкости; 10 – поршневой клапан; 11 – влагомер

Для проведения исследования был использован лабораторный стенд, имитирующий АГЗУ (рис. 5).

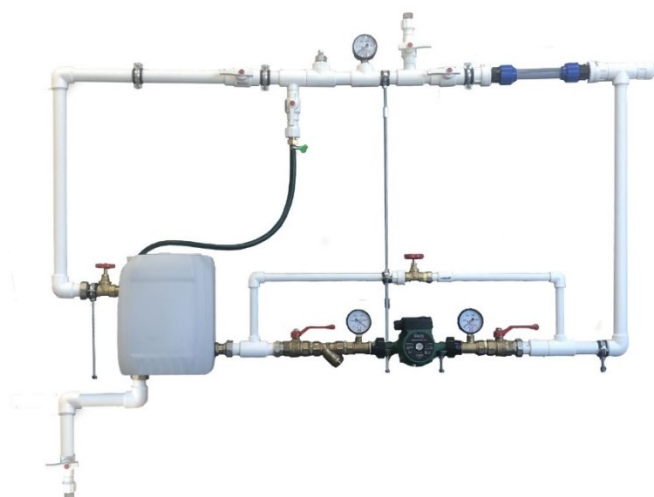


Рис. 5. Насосная установка

Затем были проведены испытания эффективности использования ингибитора коррозии марки «НimСог марка А» по коэффициенту торможения α при постоянной дозировке ввода в систему нефтесбора. Исходные данные представлены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные

Характеристика	Значение
Площадь образца-свидетеля S , м ²	0,00046
Масса образца-свидетеля № 1 до испытания m_1 , г	1,7562
Масса образца-свидетеля № 2 до испытания m_2 , г	1,7623
Масса образца-свидетеля № 3 до испытания m_3 , г	1,7573
Масса образца-свидетеля № 4 до испытания m_4 , г	1,7646
Масса образца-свидетеля № 5 до испытания m_5 , г	1,9202
Масса образца-свидетеля № 6 до испытания m_6 , г	1,6376
Масса образца-свидетеля № 1 после испытания m_1 , г	0,9987
Масса образца-свидетеля № 2 после испытания m_2 , г	0,9962
Масса образца-свидетеля № 3 после испытания m_3 , г	0,994
Масса образца-свидетеля № 4 после испытания m_4 , г	1,7427
Масса образца-свидетеля № 5 после испытания m_5 , г	1,8999
Масса образца-свидетеля № 6 после испытания m_6 , г	1,6066
Тип дозирования	постоянный
Дозировка ингибитора, г/л	10
Плотность ингибитора коррозии, кг/м ³	0,900
Объем пластовой воды, л	10,5
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1180
Тип пластовой воды	хлоридно-кальциевый

Масса образцов-свидетелей без ввода ингибитора после трех суток эксперимента:

$$\Delta m = m - m_{\text{без инг, с инг}} \quad (1)$$

Таблица 2

Потеря массы образцов-свидетелей

Масса	Масса образцов-свидетелей спустя 72 ч	Потеря массы, г	Потеря массы, %
m_1 , г	0,9987	0,7575	43,13
m_2 , г	0,9962	0,7661	43,47
m_3 , г	0,9940	0,7633	43,44

Скорость коррозии K образцов без ввода ингибитора:

$$K = \frac{m - m_{\text{без ингибитора}}}{S \cdot \tau}, \quad (2)$$

при $\tau = 3$ суток:

Таблица 3

Скорость коррозии образцов-свидетелей

	Время, ч
K , г / м ² ч	72
образец 1	22,8714
образец 2	22,9469
образец 3	23,0133

Масса образцов-свидетелей с вводом ингибитора после трех суток эксперимента:

$$\Delta m = m - m_{\text{без инг, с инг}} \quad (3)$$

Таблица 4

Потеря массы образцов-свидетелей

Масса	Масса образцов-свидетелей спустя 72 ч	Потеря массы, г	Потеря массы, %
m ₄ , г	1,7427	0,0219	1,25
m ₅ , г	1,8999	0,0203	1,07
m ₆ , г	1,6066	0,0310	1,89

Скорость коррозии K образцов без ввода ингибитора:

$$K = \frac{m - m_{\text{без ингибитора}}}{S \cdot \tau} \quad (4)$$

При $\tau = 3$ суток:

Таблица 5

Изменение скорости коррозии с течением времени

	Время, ч
K, г / м ² ч	72
образец 4	0,6612
образец 5	0,6129
образец 6	0,9360

Рассчитываем эффективность ингибитора Z и коэффициент торможения α :

$$K_{\text{без ингибитора, сред}} = 22,9438 \text{ г / м}^2\text{ч}$$

$$K_{\text{с ингибитором, сред}} = 0,7367 \text{ г / м}^2\text{ч}$$

$$Z = \frac{K_{\text{без ингибитора}} - K_{\text{с ингибитором}}}{K_{\text{без ингибитора}}} \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{K_{\text{без ингибитора}}}{K_{\text{с ингибитором}}} \quad (6)$$

При $\tau = 3$ суток:

$$Z = \frac{22,9438 - 0,7367}{22,9438} \cdot 100 \% = 96,79 \% \quad (7)$$

$$\alpha = \frac{22,9438}{0,7367} = 31,14 \quad (8)$$

Постоянная дозировка ингибитора в течение трех суток эффективна и составляет 96,79 %.

Таким образом, модернизирование АГЗУ путем установки на ней БДР является перспективным направлением в нефтегазодобывающей отрасли Восточной Сибири.

Список источников

1. ГОСТ 5272–68 Коррозия металлов. Термины. М. : Изд-во стандартов. Введ. 01.01.1969. 15 с.
2. Усов М. А. Проблемы геологии и освоения недр. М. : Изд-во Томск. ун-та, 2014. 838 с.
3. РОСТЕХНАДЗОР. Статистические данные аварий на производственных объектах. URL: <https://www.gosnadzor.ru>.
4. Чухарева Н. В., Абрамова Р. Н., Болсуновская Л. М. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции : методические указания. М. : Томск. ун-та, 2009. 64 с.
5. Фархутдинова А. Р., Мукатдисов Н. И., Елпидинский А. А., Гречухина А. А. Составы ингибиторов для различных сред. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sostavy-ingibitorov-korrozii-dlya-razlichnyh-sred>.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛАСТИЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА БАЗЕ ПЕРВИЧНОГО ПРИХОДА СТ. КАРАБУЛА

М. А. Гроз¹

Научный руководитель: *С. В. Соколов²*

^{1, 2}АО «Востсибнефтегаз»

Основная часть Реализация псг на базе ст. Карабула

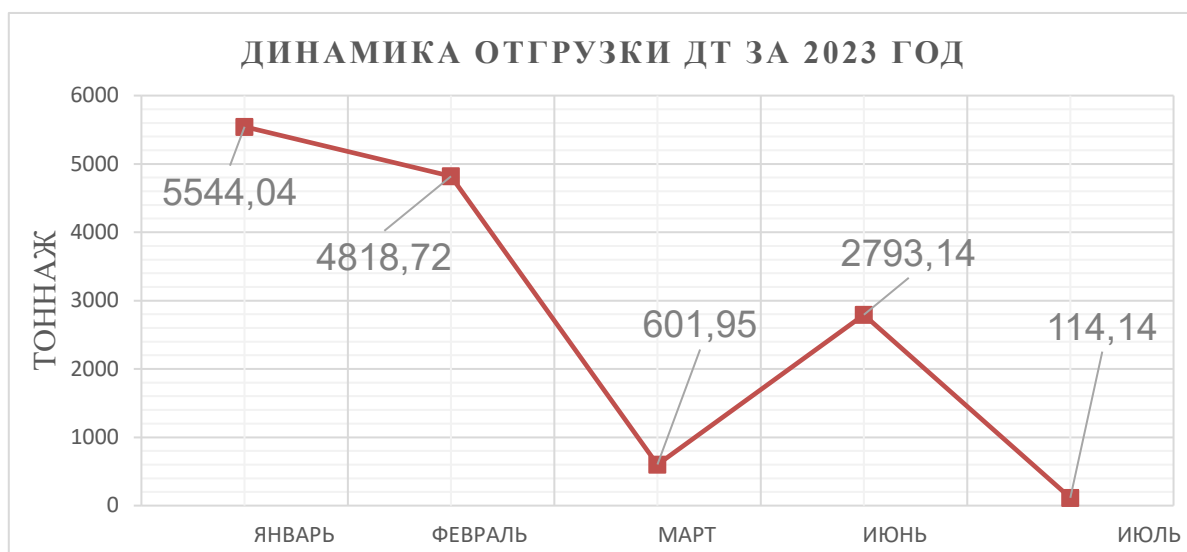


Рис. 1. Динамика отгрузки ДТ в АЦ на ст. Карабула за 2023 г.

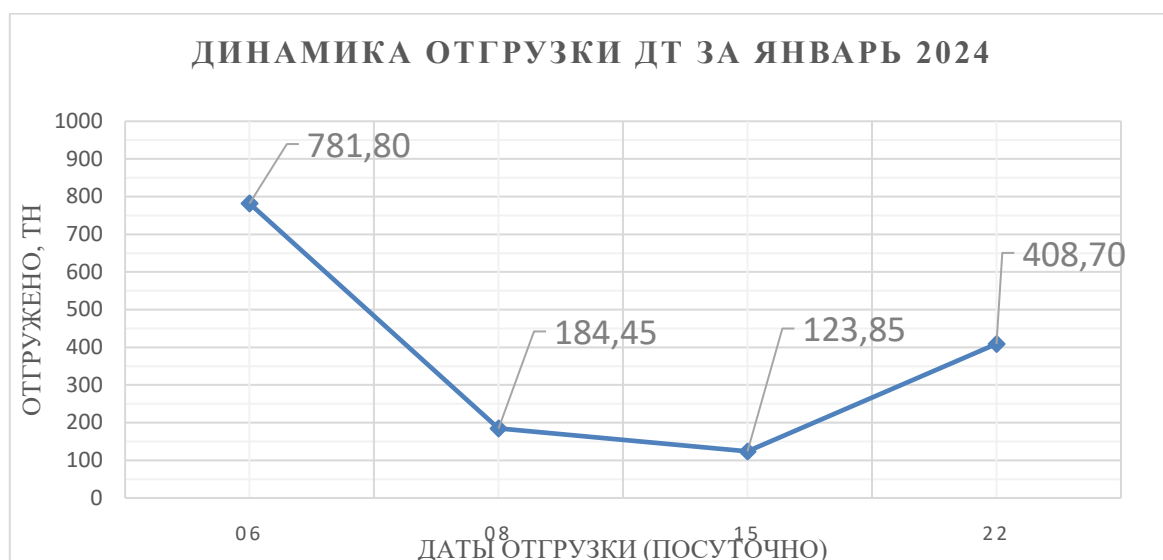


Рис. 2. Динамика отгрузки ДТ в АЦ на ст. Карабула за январь 2024 г.

Согласно анализу динамики отгрузки ДТ в АЦ на ст. Карабула за 2023 г. и январь 2024 г. количество отгружаемого топлива в течение 1–2 суток не превышает значения в 1000 тн:

- период январь 2023: 5544,039 тн.;
- период февраль 2023: 4818,717 тн.;
- период март 2023: 601,949 тн.;
- период июнь 2023: 2793,135 тн.;
- период июль 2023: 114,142 тн.;
- период 06.01.2024: 781,800 тн.;
- период 08.01.2024: 184,450 тн.;
- период 15.01.2024: 123,850 тн.;
- период 22.01.2024: 408,700 тн.

Исходя из этого можно сделать вывод, что для обеспечения перевалки топлива достаточным будет являться объем РП, не превышающий 1000 тн.

В соответствии с таблицей 2 Приложения 2 «Классификация опасных производственных объектов» к Федеральному закону от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (ред. от 14.11.2023) горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах вместимостью не более 1000 тн. не подлежат обязательной регистрации в Ростехнадзоре [1].

Техническое решение

К реализации предлагается ПСГ вместимостью 1 000 м³, что достигается наличием 4 шт. мягких резервуаров ПЭР-Н объемом 250 м³ каждый (рис. 3).

В комплектацию поставки материалов и оборудования для реализации ПСГ от «Политехника» входит:

- Полимерный эластичный резервуар ПЭР-250Н (объем 250 м³);
- Противофльтрационный полог ПФП-1000;
- Насосно-раздаточный модуль контейнерного типа серия «КОМФОРТ»;
- Система сливо-наливной арматуры (трубопровод стальной, рукава, запорная арматура и т.п.), комплект для 1000 м³, шт.;
- Лестницы-переходы каре, шт.;
- Комплект молниезащиты, шт.;
- Противопожарный комплект (стенд с оборудованием – 1 шт., ОП-35 – 4 шт.), шт.;
- Комплект осветительный (мачты 5шт., на контейнере с НРМ 2 шт., мачты промежуточные 4 шт.);
- Дополнительный комплект (ЗИП, рем. и монт. комплект);
- Дренажный комплект для ПФП, шт.;
- Контейнер невозвратный 20-фут. б/у;
- АСН-100 (автоматизированная система налива верхнего с автоматическим ограничением налива по заданному уровню; с площадкой обслуживания и переходным мостиком);
- УСН-150 (установка нижнего слива из ж/д цистерн).

Выводы

В проектной работе было представлено техническое решение для снижения финансовых затрат в процессе перевалки ДТ на ЮТМ. К реализации предлагается ПСГ-1000 на базе ПЭР-250Н от НПФ «Политехника».

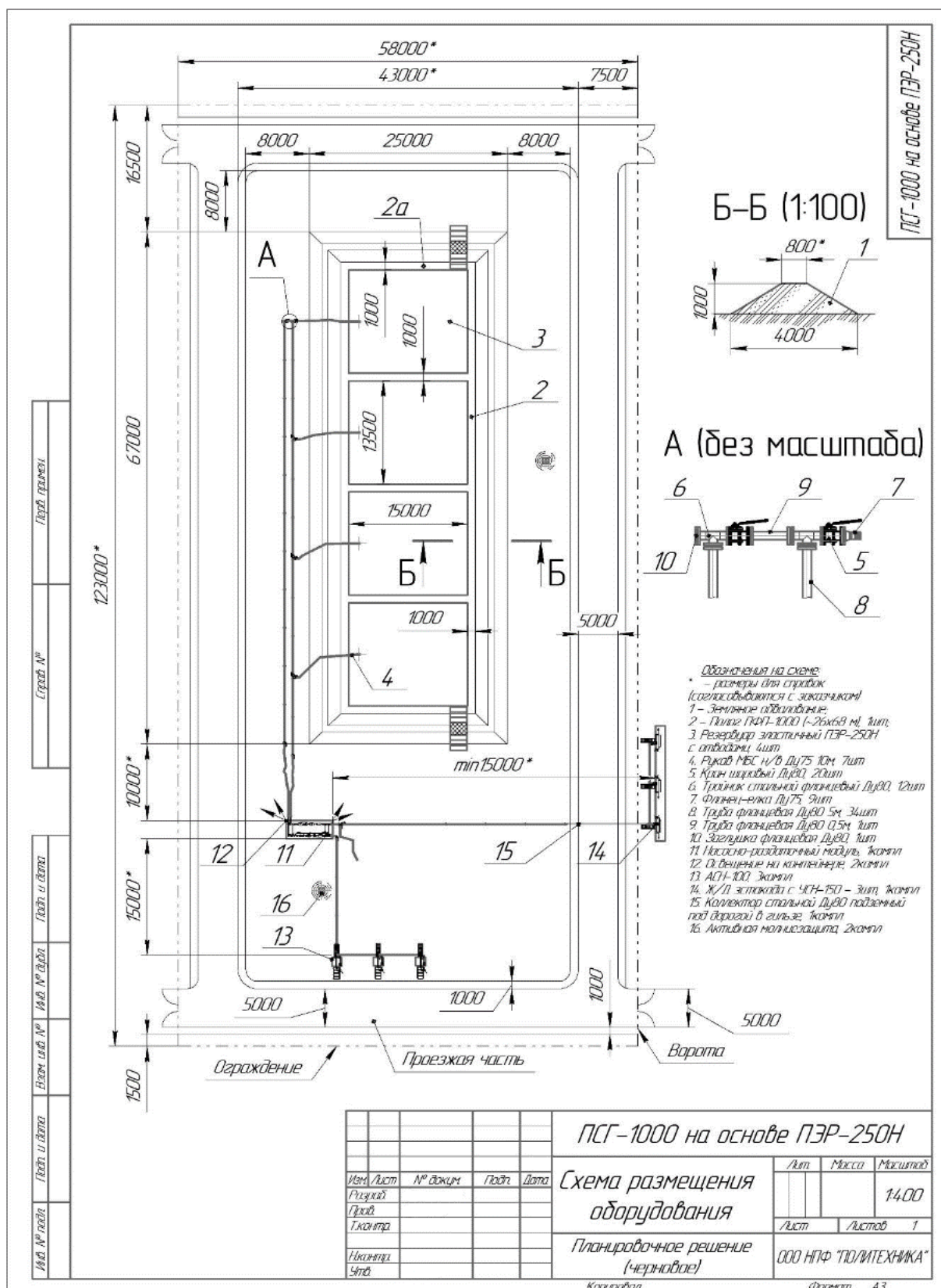


Рис. 3. Изображение ПСГ вместимостью 1 000 м³

Результатами применения данного решения является:

- положительный экономический эффект в размере 17 176 832,52 руб. без НДС на второй год реализации проекта;

- повышение стабильности и корректности планирования и исполнения производственной программы по перемещению ДТ на ЮТМ;
- снижение финансовых затрат на перемещение ДТ на ЮТМ.

Список источников

1. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 14.11.2023) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. ГОСТ 32511–2013 (EN 590:2009). Межгосударственный стандарт. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия : введен в действие Приказом Росстандарта от 22.11.2013 N 1870-ст, ред. от 14.11.2019.
3. Коммерческое предложение ООО НПФ «Политехника».

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА С ПРИМЕНЕНИЕМ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А. В. Ленских¹

Научный руководитель: *В. Г. Шрам²*

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

В рамках исследования способов применения аддитивных технологий в нефтегазовой отрасли, был спроектирован прототип очистного устройства с учетом особенностей 3D-печати. В результате полученная 3D-модель (рис. 1) была разделена на составные детали (рис. 2). Для разработки прототипа данного устройства использовалось отечественное ПО «Компас-3D».

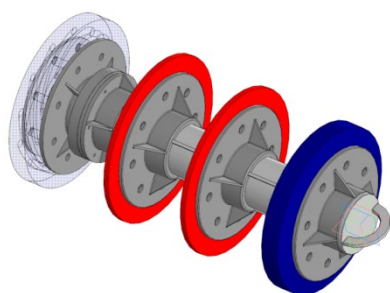


Рис. 1. 3D-модель

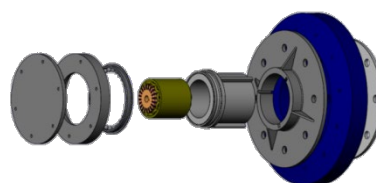


Рис. 2. Разнесенные элементы сборки

После анализа условий эксплуатации (давление около 40 атм), было принято решение о применении «инженерных» пластиков, армированных стекловолокном, для изготовления корпуса устройства. В результате обзора существующего рынка «инженерных» пластиков, был выбран пластик PP 3D GF-30 (для изготовления корпуса) и пластик Flex (манжет ОУ). Параметры материалов указаны в табл. 1.

Таблица 1

Параметры материалов

Характеристика	PP 3D GF-30	Flex
Толщина нити	1,75 мм	1,75 мм
Удельная плотность	Более 1,29 г/см ³	1,18–1,25 г/см ³
Температура печати	235 °C	220 °C
Температура стола	60 °C	90 °C
Скорость печати (рекомендуемая)	50 мм/с	35 мм/с

Адгезия при печати Flex осуществляется при помощи использования клея на основе изопропилового спирта и подогрева стола. В процессе печати выявились дефекты в виде щелей между наполнением и контуром (недостаточный процент перекрытия), а также наплывы, натеки, сопли и прыщи (отсутствие настройки по втягиванию). В дальнейшем были выделены оптимальные параметры печати и данные проблемы от-

существовали. Отметим, что печать была осложнена сложной геометрической формой каналов для прохождения жидкости. Результат печати представлен на рис. 4.

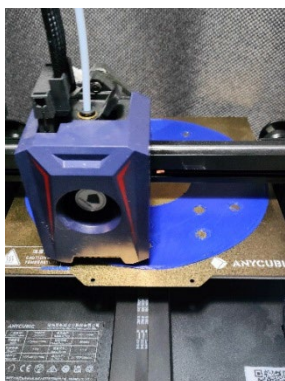


Рис. 3. Процесс печати манжеты ОУ

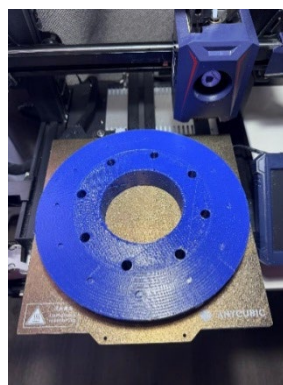


Рис. 4. Результат печати манжеты ОУ

Адгезия при печати детали инженерным пластиком PP 3D GF-30 достигалась подогревом стола до 60 °С и использованием комбинации состава из спиртового раствора поливинилбутирала с резольными фенолформальдегидными смолами и изопропилового спирта с предварительной обработкой поверхности печати для повышения сцепления поверхности печатаемой детали.

Также, кроме подготовки поверхности печати, была проведена модернизация 3D-принтера: замена латунного сопла на сопло из закаленной стали для предупреждения истирания отверстия сопла и выхода принтера из строя. В ходе печати были выявлены дефекты по отслаиванию детали от стола (превышение температуры стола и отсутствие предварительной подготовки поверхности печати) и загибающиеся (неровные) углы или края (высокая температура экструдирования). В дальнейшем были выделены оптимальные параметры печати и данные проблемы отсутствовали. Процесс и результат печати представлены на рис. 5 и 6.

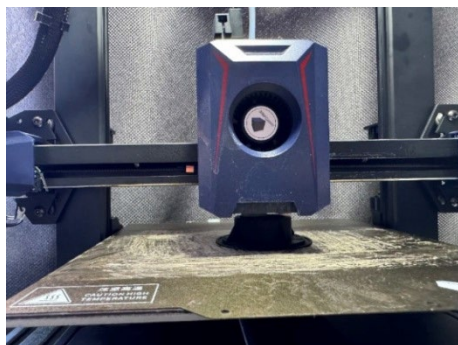


Рис. 5. Процесс печати деталей ОУ

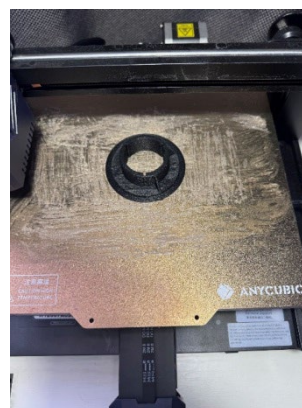


Рис. 6. Результат печати PP 3D GF-30

Список источников

1. Рэдвуд Б., Шофер Ф., Гаррэт Б. 3D-печать. Практическое руководство. М. : ДМК-Пресс, 2020. 220 с.
2. Никонов В. В. КОМПАС-3D: создание моделей и 3D-печать. СПб. : Питер, 2020. 209 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ УСТАНОВКИ СОРБЦИОННОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ СОЕДИНЕНИЙ ЛИТИЯ

А. С. Новоженев¹

Научный руководитель: А. П. Горохов²

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

На сегодняшний день растущий спрос на литий обусловлен уникальными физико-химическими свойствами, позволяющими использовать его в различных отраслях экономики, таких как производство литий-ионных аккумуляторов для мобильных устройств и электромобилей. Таким образом, в настоящее время высока потребность в таких продуктах, как карбонат и гидроксид лития, который получают путём применения различных технологий: адсорбция интеркаляционным сорбентом, адсорбция литий-ионными сито LIS или IX, экстракция растворителем, а также сушка и прокаливание. Из перечисленных технологий наиболее применяемая на сегодняшний день – технология, основанная на адсорбционном извлечении соединений лития интеркаляционным сорбентом из гидроминерального сырья (ГМС).

Ключевым этапом технологического процесса по вышесказанной технологии является стадия сорбции/десорбции. Основной установкой в данной стадии является однослойная адсорбционная колонна, представляющая собой цилиндрический аппарат с двумя эллиптическими днищами. Адсорбционная колонна достаточно универсальный аппарат и может использоваться в различных технологических процессах, однако имеет и недостатки, одними из которых являются гидродинамические проблемы, а именно неравномерное распределение входящего потока, что, в свою очередь, приводит к неоднородной адсорбции, деградации сорбента, а следовательно, к снижению эффективности процесса.

Для решения описанных проблем была проведена работа, направленная на улучшение конструктивных особенностей адсорбционной колонны.

Цель данной работы – разработка технологического решения для модернизации установки сорбционного извлечения соединений лития – адсорбционной колонны.

Объект исследования – технологический аппарат однослойная адсорбционная колонна.

В ходе выполнения работы на первоначальном этапе была изучена технология получения карбоната лития, в большей степени стадия сорбции/десорбции. Стадия включает в себя 12 каскадов колонн, по 3 в каждой, работающих на сорбцию и 8 колонн, работающих на десорбцию. Расчётное время процесса сорбции/десорбции 12,8 ч. Производительность установки 560,84 м³/ч. Исходя из вышесказанного, а также лабораторных данных были определены диаметр и высота колонны, скорость потока в сечении колонны, степень извлечения лития и т. д. Согласно полученным результатам расчёта, диаметр колонны составил 2,6 м; высота слоя сорбента – 1,6 м; скорость потока в сечение колонны – 0,0024 м/с; степень извлечения 93,5 %.

Далее было проведено гидродинамическое моделирование путём составления упрощённой CFD-модели аппарата колонного типа [3]. В модели принималось, что

слой сорбента изотропен, диаметр всех частиц одинаков и равен 1 мм. Расчёт модели проводился по уравнению Эргуна. Коэффициент пористости среды оставался постоянным. Рассматривалось несколько вариантов насыпной плотности сорбента в диапазоне от 0 до 75 % при неизменной конструкции аппарата. Модель учитывала реальную геометрию колонны и характеристики сорбционных потоков. Геометрия и расчётная сетка были созданы в ПО ANSYS Meshing (рис. 1). Наилучший компромисс между точностью и скоростью вычисления обеспечивался сеткой в 1 000 000 ячеек.



Рис. 1. Геометрия расчётной области и фрагменты расчётной сетки

Результатом проведения моделирования являлись оценки гидравлических потерь в колонне и расчёт основных гидродинамических характеристик потока. Как видно на рис. 2, при входе прямооточной струи раствора в колонну отсутствуют закрученности и перетоки влево-вправо, поэтому наблюдается симметричность потока относительно продольного сечения. На рис. 2 представлены результаты распределения модуля скорости потока в колонне на входе в слой сорбента в зависимости от плотности упаковки сорбента.

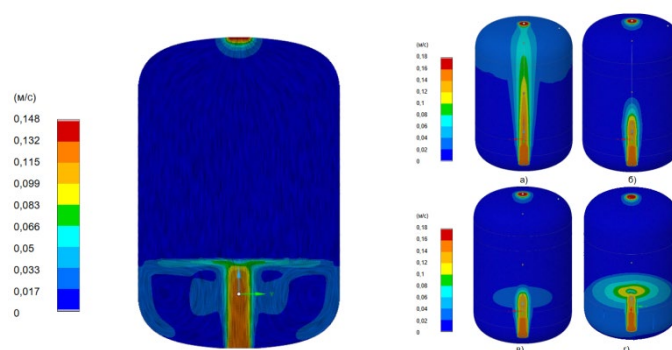


Рис. 2. Модуль скорости потока в колонне при расходе раствора 4,3 кг/с и распределения модуля скорости потока в колонне на входе в слой сорбента в зависимости от плотности упаковки:

a – 0 %; *б* – 5 %; *в* – 10 %; *г* – 15 %

Таким образом, при плотности упаковки более 15 % неоднородность потока имеет место только в области входа в колонну, далее поток однороден. Причиной выравнивания являлось аэродинамическое сопротивление слоя сорбента.

Однако в реальных условиях размер частиц катализатора будет неодинаков, коэффициент пористости среды непостоянен, а также аэродинамическое сопротивление неодинаково во всех направлениях, следовательно, не будет наблюдаться равномерности потока.

Исходя из всего сказанного выше, модернизационные решения будут связаны с минимизацией рисков возникновения неравномерностей распределения потоков, что как раз и ведёт к образованию застойных зон, следовательно, к деградации сорбента и снижению производительности установки. Минимизация рисков достигается путём

установки в адсорбционную колонну распределительных устройств, дефлекторов на входе и выходе из колонны, а также перехода от однослойного к двухслойному исполнению.

В качестве распределительных устройств наиболее оптимальными для данного аппарата колонного типа будут провальные распределительные тарелки, так называемые КРИМЗ, которые обеспечивают равномерность распределения потока по сечению колонны. Их конструкция представлена на рис. 3 [2].

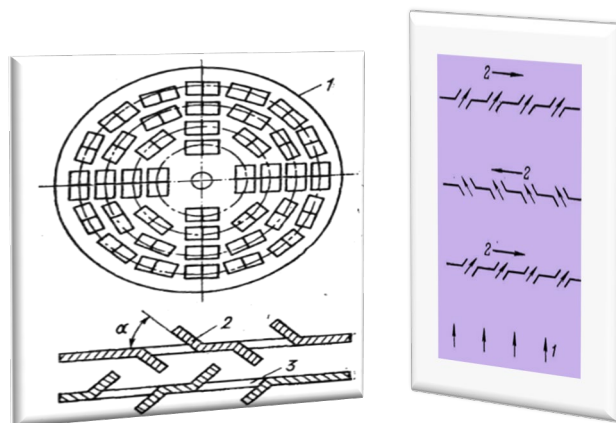


Рис. 3. Конструкция тарелок КРИМЗ

Дефлекторы устанавливаются с целью гашения энергии струи входящего и выходящего потока. Переход от однослойного к двухслойному исполнению необходим с целью снижения вероятности возникновения пристеночного эффекта.

Были проведены технологические расчёты, изменён цикл работы колонн и их количество. Согласно опытно-пилотным испытаниям количество колонн стало равным 40. Время процесса сорбции/десорбции составляет 18 ч, расчётные данные: диаметр колонны 1,6 м; высота слоя сорбента 1,7 м, скорость потока в сечение колонны 0,0048 м/с; степень извлечения лития остаётся неизменной [1].

Далее, был проведён технико-экономический расчёт с целью определения экономического эффекта от внедрения модернизационных решений в конструкцию аппарата. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

Технико-экономические показатели

ТЭ показатель	Срок	«-» модерниз. решения	«+» модерниз. решения	Эконом. эффект, млн руб.	Эконом. эффект, %
NPV, млн руб.	20 лет	811,5	883,9	72,4	8,9
CAPEX, млн руб.		9 110	9 057	53	0,58
OPEX, млн руб.		8 888	8 220	668	7,51
Выручка, млн руб.		60 294			

Анализируя приведённые результаты, можно сказать, что введение инновационных решений увеличивает NPV проекта на 72,4 млн руб. Кроме того, снижаются капитальные затраты на 53 млн руб. и операционные на 668 млн руб. Снижение капитальных затрат достигается путём уменьшения количества адсорбционных колонн в техно-

логии с 48 до 40. Снижение операционных затрат достигается путём уменьшения количества ежегодно заменяющего сорбента с 10 % до 5 % от общего объёма. Изменение показателя NPV в течение 20 лет до и после модернизационных решений представлено на рис. 4.

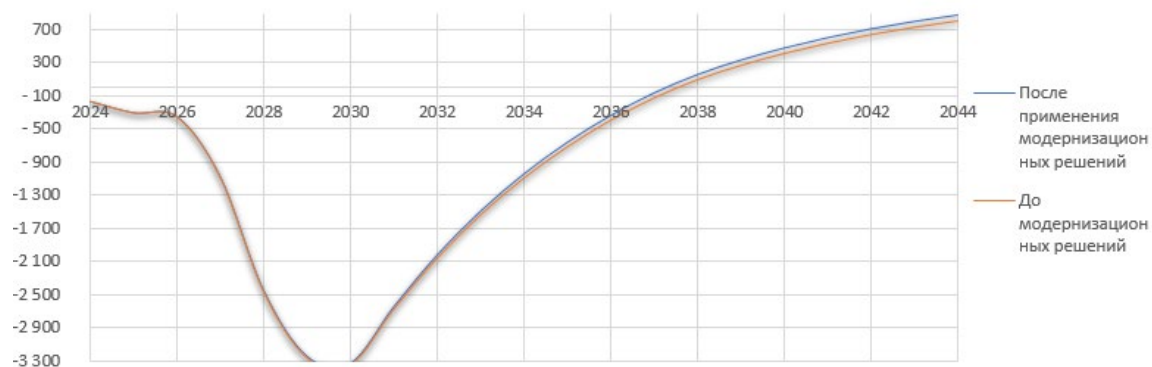


Рис. 4. График изменения накопленного дисконтированного денежного потока по годам до и после модернизационных решений

Список источников

1. Дытнерский Ю. И. Основные процессы и аппараты химической технологии. Пособие по курсовому проектированию. М. : Химия. 1991. С. 495.
2. Мурашкин Ю. В., Блохин А. А. Расчёт материальных балансов и основных параметров ионообменной установки по извлечению редких элементов из водных растворов. Аппаратурное оформление : учеб. пособие. СПб. : СПбГТИ(ТУ), 2014. С. 68.
3. Фёдорова Н. Н., Вальгер С. А., Данилов М. Н., Захарова Ю. В. Основы работы в ANSYS 17. М. : ДМК Пресс. 2017. С. 210.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ НЕФТИ, СВЯЗАННЫХ С УТИЛИЗАЦИЕЙ НЕФТЕШЛАМОВ, ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАКТОРА С ПСЕВДООЖИЖЕННЫМ СЛОЕМ

Е. А. Пивцов¹, И. А. Рукоосуева²

Научный руководитель: *С. С. Косицына³*

^{1,2,3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Для первичной оценки эффективности предлагаемой технологии была рассмотрена ее применимость для подготовки эмульсий промежуточного слоя и извлечения содержащихся нефтепродуктов.

Эмульсия промежуточного слоя (ЭПС) – коллоидная система, состоящая из нефти, воды, механических примесей и других компонентов, выносимых из скважин, образующаяся в результате их перемешивания при различных условиях добычи и транспортировки нефти (рис. 1). Такие растворы снижают эффективность работы трубопроводных систем (ввиду перекачки дополнительного объема образовавшихся ЭПС), а также приводят к засорению аппаратов и нарушению процессов подготовки нефти и воды. Отличительной особенностью таких эмульсий является их плотность, которая выше нефти, но ниже пластовой воды, чем и обеспечивается их «промежуточное» залегание в аппаратах подготовки нефти.

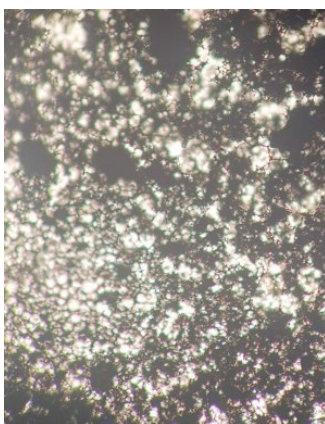


Рис. 1. Структура множественной эмульсии промежуточного слоя

Так, для выделения связанной нефти из ЭПС предлагается градиентный нагрев эмульсии в псевдоожигенном (кипящем) слое гранулированного сорбента. Установка работает следующим образом (рис. 2): ЭПС смешивается с крупногранулированным крупнопористым силикогелем (размер зерен от 2,8 до 3,5 мм) и подается в реактор. Данный сорбент, благодаря своей пористой структуре и сильно развитой внутренней поверхности, позволяет сорбировать сложные смеси, содержащие воду и различные механические примеси.

Для нагрева реактора и создания псевдоожигенного состояния полученной дисперсной смеси в реактор через распределитель потока подается разогретый до необходимой температуры газ (молекулярный азот, воздух и т. п.), который нагревает смесь

(градиентно, по мере осаждения эмульсии через реактор) до температур, близких к точкам кипения легких фракций углеводородов (УВ) и коксованию механических примесей (непосредственно в заключительном слое, который ближе всего к точке подачи газа). Так, по мере прохождения эмульсии через псевдоожиженный слой испарившиеся УВ удаляются совместно с выходящими парами воды, которую содержала ЭПС, и отработавшим газом. Далее, проходя через блоки осушки и холодильную установку, УВ конденсируются и поступают в резервуарный парк для последующего компаундирования с товарной нефтью.

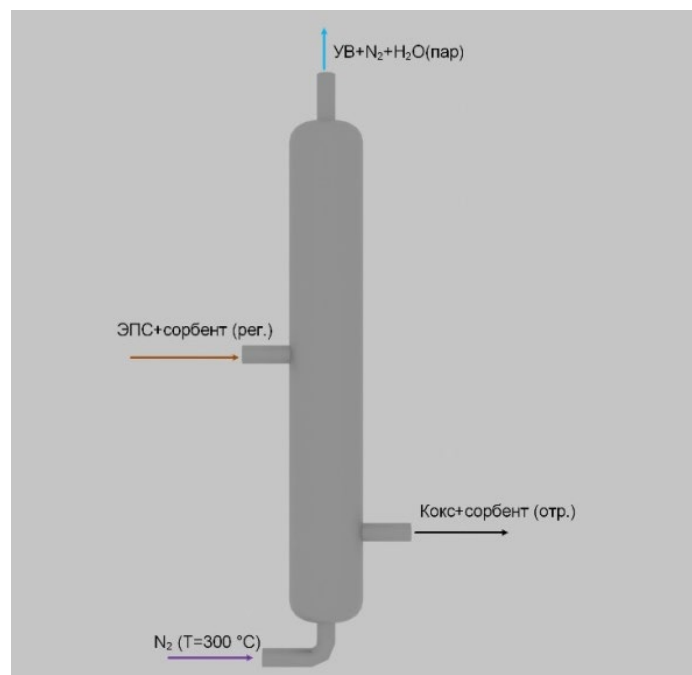


Рис. 2. Принципиальная схема работы реактора с псевдоожиженным слоем сорбента

В свою очередь, образовавшийся так называемый «кокс», состоящий из механических примесей и остаточных высоковязких углеводородов, вместе с сорбентом подается в блок регенерации, где под действием центробежных сил или высокотемпературного обдува поэтапно происходят:

- разделение смеси на свободный «кокс» и отработанный сорбент;
- очищение пор и пустот сорбента от связанного «кокса», т. е. его регенерация;
- удаление «кокса» из смеси;
- возвращение восстановленного сорбента в технологический процесс.

С целью исследования эффективности данной установки была проведена серия экспериментальных опытов на разработанном лабораторном стенде, который состоит из реакторного блока с псевдоожиженным слоем, линии отвода парогазовой смеси и ёмкости для приема выделенных УВ и воды. Ввиду небольших объемов испытуемых образцов и возможности паров конденсироваться при прохождении через линию отвода, холодильный блок не использовался (в промышленных масштабах перепада температур между линией отвода и выделенной смеси будет недостаточно и необходимо применение холодильной установки). Для проведения испытаний отобранная эмульсия промежуточного слоя была смешана в пропорциях 4:1 с крупнопористым силикагелем (рис. 3), после чего на протяжении 70 мин подвергалась постепенному нагреву в псевдоожиженном слое сорбента (рис. 4, а).



Рис. 3. Испытуемый образец



а



б

Рис. 4. Лабораторный стенд: *а* – нагревающий элемент стенда;
б – установка охлаждения и конденсирования паров УВ и воды

Для оценки количества выделившихся УВ был осуществлен их вывод, после чего парогазовая смесь охлаждалась в специализированной ёмкости для определения объема выделившихся компонентов (рис. 4, б).

По результатам испытаний было выявлено выделение 52 % объема УВ и 10 % воды относительно объема НСЖ в ЭПС, что подтверждает эффективность разработанного метода.

Список источников

1. Колот К. В., Чеснокова М. Г. Актуальность проблемы утилизации нефтешламов // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : материалы 10-й Междунар. науч.-техн. конф., Омск, 26–29 февраля 2020 года. Омск : Омский государственный технический университет, 2020. С. 269–270.
2. Самигуллина Л. М. Сравнительный анализ термических методов утилизации нефтешламов // Молодой ученый. 2022. № 45 (440). С. 255–257.
3. Алушкина Т. В., Клыков М. В. К вопросу совершенствования технологии и оборудования утилизации нефтешламов // Интеграция науки и образования в вузах нефтегазового профиля – 2022. Передовые технологии и современные тенденции : материалы Междунар. науч.-метод. конф., Салават, 21–22 апреля 2022 года. Салават : УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2022. С. 79–80.
4. Склярова А., Бурлака С. Д. Анализ проблемы утилизации и переработки нефтешламов // Chronos. 2022. Т. 7, № 9 (71). С. 64–65.

ПЕРЕВОД АВТОТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ ЮТМ НА ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО

С. Д. Пряников¹

Научный руководитель: А. А. Бартуш²

^{1, 2} Сибирский федеральный университет, Красноярск

Использование дизельного автотранспорта в условиях нефтегазового месторождения обусловлено преимуществом дизельного двигателя перед бензиновым. Использование дизельного топлива (ДТ) обеспечивает улучшенные пусковые характеристики, является более экономичным, обеспечивает лучшую тягу при сниженных оборотах.

Если рассматривать стоимость ДТ и логистику его доставки, то большая выгода извлекается из использования двигателей, работающих на газе. Данный вид топлива привлекает внимание не только тем, что для него используется доступное сырье, которое в значительном количестве утилизируется, но и тем, что, в сравнении с дизельными двигателями, газовые – помогают повысить полезное использование попутного нефтяного газа (ПНГ), используют более стабильное и безопасное топливо, являются более экологичными и экономичными при одинаковых мощностных показателях.

Использование СПГ особо оправдано на отдаленных от инфраструктуры месторождениях, где требуется перевозка ДТ на большие расстояния, что, помимо затрат на доставку, требует привлечения автотранспорта и несет за собой дополнительные риски в период весенне-осенней распутицы, других погодных факторов.

Газовые двигатели могут работать на сжатом газе (КПГ), пропан-бутане и на сжиженном природном газе. Наибольшая экономичность и экологичность в условиях месторождения достигается при использовании СПГ [1].

СПГ – это природный газ, искусственно охлажденный до температуры конденсации (порядка $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$), превращенный в жидкость. При этом объем газа уменьшается примерно в 600 раз, сохраняется низкое давление (около 0,25 МПа).

Комплексы переработки газа могут иметь блочно-модульное исполнение, что сводит к минимуму потребность в капитальном строительстве и позволяет эксплуатировать оборудование практически в любом месте, где доступен потребляемый газ.

В табл. 1 приведены основные технические характеристики предлагаемого Комплекса для использования в условиях ЮТМ.

Таблица 1

Основные технические данные

Параметр	Значение
Номинальная мощность по выходу СПГ, кг/ч	300
Расход сырья (топливный газ УПТГ-1) на производство, м ³ /ч	504
Диапазон мощности компрессоров (хладагента, СПГ), %	10–150
Давление хранения, МПа	0,07
Характеристики СПГ на выходе (содержание отдельных компонентов):	
Вода, ppm	≤ 1

Параметр	Значение
CO ₂ , ppm	≤ 50
H ₂ S, г/м ³	≤ 5
Ароматические соединения, ppm	50

Комплекс поставляется в блочно-модульном исполнении (концептуально – рис. 1). Контейнеры и ёмкости выпускаются стандартных типоразмеров и увеличенных габаритов. Имеют максимальную степень теплоизолированности и высокую прочность, соответствуют строгим требованиям по теплотехнике и пожарной безопасности.

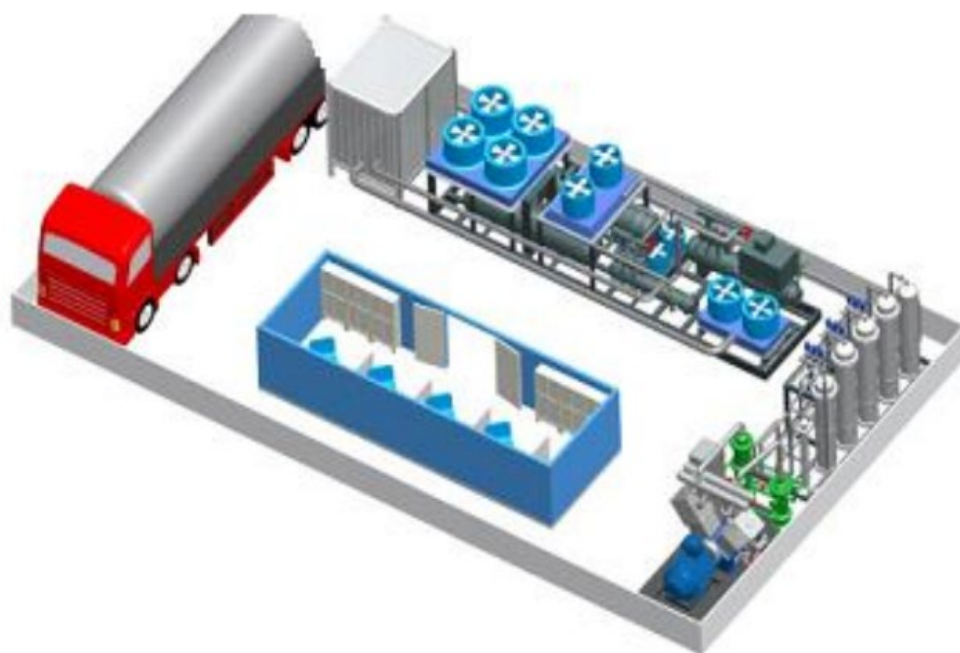


Рис. 1. Комплекс производства СПГ

СПГ на выходе соответствует требованиям к газу марки Б (Газ горючий природный сжиженный для двигателей внутреннего сгорания), согласно ГОСТ 34894-2022 [2].

Небольшая блочная установка для сжижения газа включает в себя блок регулирования давления, блок предварительной обработки, блок сжижения, блок хранения и транспортировки, блок питания, блок управления.

Высота охладителя ограничивается в пределе не более 3 м. Компрессор и охладители интегрированы в блок.

Не требуется подключение трубопровода хладагента. Таким образом, избегается риск утечки хладагента.

Блочная установка сжижения газа исполнена максимально компактной и легко перемещаемой.

Расчетные и общие экономические данные по Комплексу и ДТ приведены в табл. 2.

**Сравнительный анализ строительных конструкций объектов
стационарной и мобильной ПС 35/6 кВ**

Параметр	Значение для производства СПГ	Значение для покупки и доставки ДТ
*Капитальные вложения комплекса, сопутствующего оборудования, газопровода, ВЛ, СМР и ПНР млн руб.	291,3	Не требуется
Операционные затраты (сырье, обслуживание), тыс. руб. / год	42 643	324 373
Количество автомобилей для перевода на газомоторное топливо, шт.	322	
Цена ПНГ / ДТ, руб/м ³	1,22	59 128
Потребление готового топлива за год, тыс. м ³ /год	5 840	5 151
NPV Проекта	375	

Увеличение капитальных затрат при применении комплекса производства СПГ составляет 291,3 млн руб. по CAPEX, также достигается сокращение операционных затрат на 281,73 млн руб. по OPEX и улучшение эффективности портфеля ВСНК на 375 млн руб. по NPV.

Список источников

1. Газопоршневые энергоустановки, работающие на генераторном газе / В. А. Марков, А. Ю. Чирков, В. М. Зайченко [и др.] // АвтоГазоЗаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2018. Т. 17. № 3. С. 108–120.
2. ГОСТ 34894–2022. Межгосударственный стандарт. Газ природный сжиженный. Технические условия = Liquefied natural gas. Specifications : введен в действие Приказом Росстандарта от 07.10.2022 N 1079-ст : введен впервые : дата введения 2023-06-01 / ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». М. : ФГБУ «РСТ», 2022.

СКОРОСТЬ ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА НЕФТЕСБОРОВ КАК ФАКТОР, РАСШИРЯЮЩИЙ ДИАПАЗОН РЕГЛАМЕНТИРУЕМЫХ СКОРОСТЕЙ МУЛЬТИФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В ЦЕЛЯХ ОПТИМИЗАЦИИ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

А. Е. Шиколов¹

Научный руководитель: *В. В. Веденеев²*

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

При выполнении работ по актуализации генеральной схемы развития объектов Куюмбинского месторождения, в процессе выполнения гидравлических расчетов промысловой сети нефтесборных трубопроводов были выявлены высокая скорость течения жидкости, большое количество свободного попутного газа. Типовые технические решения зачастую не оказывают положительного эффекта либо являются капиталоемкими, скорость течения жидкости не снижается до нормативной величины.

Также было отмечено, что на месторождении сложный рельеф, наблюдаются большие высотные перепады, как и на большинстве месторождений Восточной Сибири.

При анализе рисков был выявлен основной возможный негативный фактор, ограничивающий предельную скорость течения, – эрозия взвешенными в жидкости частицами, при этом в существующих государственных стандартах и документах компании не приводится границ скорости эрозионного износа, не предлагаются поправки скорости течения на скорость износа.

Цель работы – спрогнозировать эрозионный износ, проанализировать возможность изменения предельной скорости течения жидкости в промысловых трубопроводах и выполнить экономическую оценку.

Исходные данные по датам технологического запуска трубопроводов приняты согласно данным недропользователя. Согласно исходным данным, на месторождении наблюдается высокий газовый фактор, диапазон значений на кустовых площадках составляет от 306 до 3 069 м³/м³.

Высокий газовый фактор (от 306 до 3 069 м³/м³) ведет к высокому содержанию свободного газа в трубе и в большинстве случаев приводит к осложнению мультифазного течения. Значение выше 150 м³/т является высоким (123 м³/м³ на Куюмбинском месторождении) [2, с. 3].

На Куюмбинском месторождении производится контроль коррозии и отбор проб нефти на содержание вредных, опасных веществ и взвешенных частиц. Согласно данным с узлов контроля коррозии наблюдается невысокое содержание взвешенных частиц в добываемой жидкости, среднее значение 54,06 мг/л. Диапазон значений от 29 до 95 мг/л.

Далее представлены данные о высотных перепадах на расчетных участках Куюмбинского месторождения с цветовым указанием максимальных скоростей жидкости на отдельных участках трубопроводов. Самый высокоскоростной участок был смоделирован в динамическом симуляторе OLGA на предмет наглядного отображения течения.

В результате расчетов в ПО Pipesim выявлены следующие режимы течения: stratified Wavy – раздельный волновой – 53,68 %; slug – пробковый/снарядный – 39,7 %; stratified Smooth – раздельный гладкий – 6,53 %; intermittent – прерывистый, transition – промежуточный и bubble – пузырьковый – менее 1 %.

Были проведены гидравлические расчеты промысловых нефтесборов Куюмбинского месторождения, фазы 2.2 зона «Запад» в ПО Schlumberger Pipesim 2021. Наблюдаются сверхнормативные скорости течения – свыше 3,6 м/с в жидкости.

Скорости газовой фазы при этом остаются в рамках нормативов (20 м/с), в течение 4 лет с превышением на одном из участков не более чем на 10 % – 22 м/с.

Итого наблюдается 20 участков нефтесборов с превышением скорости жидкости.

Можно выделить следующие особенности Куюмбинского месторождения: сложный рельеф – перепады 80 м на 1 км; высокий газовый фактор – ГФ 3 000 м³/м³; высокая скорость течения жидкости – 6,04 м/с; отсутствие значительного эффекта технических решения (лупинги, отбор газа); высокие экономические издержки реализации технических решений.



Рис. 1. График зависимости скорости жидкости от процента заполнения трубы жидкостью на участке «т. вр. 17 – т. вр. 18»

На графике видно, что при изменении процента заполнения сечения (например, по причине высотного перепада) изменяется скорость течения. Она увеличивается при уменьшении заполненного объема трубопровода, чтобы пропустить тот же объем жидкости.

Расход жидкости в каждом сечении на всем протяжении трубопровода постоянен. При изменении процента заполнения сечения, например, по причине высотного перепада, изменяется скорость.

При получении скорости течения выше нормативной риск эрозии стенки трубы был оценен как высокий и проведена первичная оценка по методу API 14 E с помощью ПО Pipesim.

Далее был отобран участок-кандидат с помощью профилей трассы трубопровода с максимальным углом отвода трубопровода – 90°, отвод радиусом 5DN.

Среди прочих исходных данных получены: Участок трубопровода: т. вр. 17 – т. вр. 18, Сортамент: Ду500, Протяженность: 3 665 м, Материал стенки трубы: сталь 09Г2С. Плотность стали 7 850 кг/м³, Плотности: нефть – 822 кг/м³, газ – 0,897 кг/м³.

Прогнозирование эрозии в трубопроводе Куюмбинского месторождения было выполнено с помощью построения сеточной модели трубопровода в гидродинамическом симуляторе Ansys Fluent 2022. По исходным данным проектный срок службы участка «т. вр. 17 – т. вр. 18» 20–25 лет. Получен Результат – согласно расчетам, эрозия стенки составила 0,35 мм за 25 лет – 0,014 мм/год. Сделан вывод – эрозия взвешенными частицами в ускоренно текущей жидкости не вносит существенного вклада в утонение стенки трубопровода.

В случае строительства промысловых трубопроводов в количестве, необходимом согласно регламенту, протяженность участков труб составила бы 167 км.

Предложено сохранить и принять изначальную схему нефтесборов по пропускной способности достаточной (без дополнительного строительства линейных объектов и установок отбора газа), исходя из отсутствия фактической необходимости в снижении скорости жидкости ввиду отсутствия рисков эрозионного и контролируемого коррозионного износа.

По результатам расчетов предлагаются следующие дополнения пунктов ТТК № П1-01.05 М-0133, регламентирующих осуществление дополнительных мероприятий при ускоренном износе трубопровода. К п. 4.3.8 по аналогии добавить п. 4.3.9: «При риске ускоренного эрозионного износа трубопровода транспортируемой средой, вызывающей уменьшение толщины стенки 0,1 мм в год и выше, требуется комплекс мероприятий, включающий: применение скважинных и внутритрубных фильтров взвешенных частиц, эрозионностойких труб; труб с внутренним защитным покрытием; проектное увеличение толщины стенки (согласно прогноза эрозии и срока службы трубопровода). Выбор противозерозионной защиты определяется на основании технико-экономического расчета».

Предлагаются следующие дополнения пункта 4.3.6 «Стальные трубы» ТТК № П1-01.05 М-0133, регламентирующего скорость потока в нефтесборах, а также в ГОСТ Р 58367-2019: при выборе диаметра труб следует принимать скорость жидкости по ПТ в нефтесборных сетях и высоконапорных водоводах в пределах – 0,3–3 м/с, на отдельных участках допускается незначительное превышение скорости жидкости более 3 м/с в пиковые года (первые 1–2 года эксплуатации) по добыче/закачки жидкости, но не более чем на 20 %. При соответствующем технико-экономическом обосновании возможно увеличение предельной скорости течения жидкости до значений, при которых износ стенки трубопровода в результате эрозии составляет 0,1 мм/год и ниже.

Адаптация гидродинамической модели согласно полевым исходным данным Ванкорского месторождения, на котором наблюдался порыв трубопровода на пятый год эксплуатации. Исходные данные: нефтесбор «К205 – т. вр. 23»; сортамент 219 × 10 мм; отвод 5Ду, угол отвода 7 град.; фактический срок службы – 5 лет; проектный срок службы 30 лет; износ стенки 5,8 мм; КВЧ – 263 мг/л; размер частиц от 50 до 1 000 мкм; скорость течения 5,75 м/с; размер частиц от 50 до 1 000 мкм; среднее значение коррозии по результатам мониторинга – 0,59 мм/год.

Расчетный износ стенки трубы за пять лет согласно прогнозу модели – 2,98 мм. На месторождении на данном участке эрозионный износ стенки составил 2,8 мм, общий износ 5,8 мм, из них 3 мм приходится на коррозию. Результат моделирования эрозии достоверен, погрешность от фактических данных составляет 5,9 %. Расчетные параметры были использованы для прогноза эрозии трубопроводов объекта исследования. В процессе выполнения данной работы был проведен анализ запроектированной и расширенной системы нефтесборов в ПО Pipesim, в котором были обнаружены выхо-

дящие за рекомендуемые пределы скорости течения жидкости, ведущие к рискам ускоренной утраты работоспособности и небезопасной работы сети нефтесборов; были выявлены режимы течения и распределение объемов фаз ГЖС в трубопроводе, являющиеся причиной скорости течения жидкости выше нормативных величин; были рассмотрены негативные и позитивные факторы, влияющие на различные варианты системы нефтесборов, оценено их возможное влияние и предложен рекомендуемый вариант обустройства; были предложены изменения в формулировках регламента на проектирование промысловых трубопроводов; также был оценен экономический эффект от рекомендуемого варианта обустройства, проведено сравнение по различным экономическим показателям.

Список источников

1. ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше // Технологическое проектирование. М. : Стандартинформ, 2019. 124 с.
2. ПТДП № П1-01.04 ПДТП-0011. Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Кустовые площадки скважин. Паспорт документации типового проектирования компании, версия 2.00 : дата введения 2018-08-02. М. : ПАО «НК «Роснефть», 2018. 50 с.
3. ТТК № П1-01.05 М-0133. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов. Типовые требования компании, версия 3 : дата введения 2021-06-07. М. : ПАО «НК «Роснефть», 2021. 230 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗДЕЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Р. Р. Юнусова¹

Научный руководитель: *Р. А. Ваганов²*

^{1,2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

При освоении нефтяных месторождений часто возникают проблемы, связанные с обводнением пластов и использованием множества реагентов для повышения нефтеотдачи, что нередко приводит к формированию устойчивых водонефтяных эмульсий. В нефтегазовой отрасли для предотвращения образования стабильных эмульсий обычно применяют деэмульгаторы. Но использование множества разнообразных и дорогих реагентов повышает себестоимость добываемой продукции и затрудняет переработку нефти [1].

Разрушение стойких нефтяных эмульсий – глобальная проблема современной нефтедобывающей индустрии. Для её решения используются разные научные подходы, чтобы определить самый эффективный метод.

Один из интересных и современных нетрадиционных способов обезвоживания – обработка водонефтяных эмульсий электромагнитным полем.

В процессе разработки, прохождения системы сбора и транспортировки на границах раздела фаз эмульсии образуются защитные оболочки, в результате чего повышается стабильность эмульсии. Защитные оболочки состоят из асфальтосмолистых веществ с ферромагнитными микрочастицами соединений железа. Глобулы воды в водонефтяной эмульсии имеют защитные оболочки, которые предотвращают свободную коагуляцию глобул. В однородном магнитном поле геометрическая форма каждой нефтяной глобулы (эмульсии типа «нефть в воде») изменяется, т. е. она выравнивается параллельно магнитным линиям, поскольку компоненты нефти обладают гораздо более сильной отрицательной магнитной восприимчивостью, чем вода. В обратной эмульсии вода в нефти глобулы воды, напротив, растягиваются вдоль магнитных линий под давлением окружающей их нефти, подвергаясь в несколько раз более сильному диамагнитному вытеснению, чем вода. При изменении сферической формы глобулы на другую площадь поверхности глобулы увеличивается, а толщина защитной оболочки уменьшается, что является одним из ключевых факторов процесса деэмульгирования. Если эмульсию поместить в переменное однородное магнитное поле, защитная оболочка подвергается циклическому растяжению-сжатию, и в ее асфальтеновом и парафиновом слоях могут появиться трещины, по которым молекулы деэмульгатора проникают непосредственно на границу раздела нефть-вода. Пульсирующая нагрузка возникает в теле глобулы из-за частых изменений напряженности магнитного поля (от нуля до максимума) из-за смены полюсов электромагнитов [1].

В данной работе исследовалось влияние электромагнитного воздействия на зависимость от процентного содержания нефть-вода.

Объектом исследования является Западно-Сибирская нефть, перерабатываемая Ачинским нефтеперерабатывающим заводом. Исследования проводились на модели искусственной эмульсии с содержанием воды 25, 50 и 75 % с типом вод хлоридно-

натриевым со степенью минерализации 100 г/л. В составе данного образца эмульсии присутствуют асфальтены, смолы и парафины, являющиеся природными эмульгаторами.

Для проведения экспериментальных исследований по разрушению образцов водонефтяной эмульсии использовали электромагнит, который включает в себя сердечник в виде набора сваренных между собой Ш-образных пластин из электротехнической стали, обмотки, представляющей собой катушку из витков эмалированного медного провода. При подаче напряжения в обмотке возникает электрический ток, создающий магнитное поле в сердечнике. Напряжение питания в электромагните составляет 12 В при потребляемом токе не более 330 мА.

Отстой водонефтяной эмульсии проводился под действием комнатной температуры.

Проводилась серия экспериментов. В каждой серии:

- в отстойнике № 1 разрушение эмульсии проводилось за счет действия гравитационных сил без использования электромагнитного поля;
- в отстойнике № 2 гравитационный отстой сочетался с воздействием электромагнитного поля, источник переменного магнитного поля помещался под отстойник.

Замеры отделившейся воды проводили каждые 5 минут в течение 45 мин для получения точного результата обезвоживания. По окончании проведения первого эксперимента были получены результаты, представленные ниже. Приведен количественный результат воздействия электромагнитного поля на исследуемые образцы в табл. 1.

Таблица 1

**Влияние электромагнитного воздействия
на образцы водонефтяных эмульсий**

Воздействие	Соотношение нефть-вода	Обезвоживание нефтяной эмульсии, %								
		5	10	15	20	25	30	35	40	45
Холостой опыт (№ 1)	25:75	0	2	7	14	20	26	31	35	37
ЭМП (№ 1)	25:75	3	8	17	26	32	37	37	37	37
Холостой опыт (№ 2)	50:50	0	1	3	6	13	19	25	25	25
ЭМП (№ 2)	50:50	0	1	3	18	25	25	25	25	25
Холостой опыт (№ 3)	75:25	0	1	5	8	10	12,5	12,5	12,5	12,5
ЭМП (№ 3)	75:25	0	8	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5

Как видно из табл. 1, при воздействии магнитного поля в течение 5 мин из эмульсии № 1 выделяется 8 % водной фазы, из эмульсий № 2, 3 – 0 % водной фазы. При 25-минутном воздействии из эмульсии № 1 выделяется 86 % водной фазы, из эмульсии № 2 и № 3 – 100 % водной фазы. При этом в результате проведения холостого опыта из эмульсии № 1 выделяется 54 % водной фазы, из эмульсии № 2 – 52 % водной фазы, из эмульсии № 3 – 80 % водной фазы. Таким образом, практически полное расслаивание при обработке данных электромагнитным полем достигается в течение 25 мин.

Таким образом, можем заметить, что во всех экспериментах электромагнитное поле показало большую эффективность по сравнению с методом гравитационного отстоя. Однако использование электромагнитного поля требует больших затрат, поскольку для его создания нужна электроэнергия. Тем не менее магнитное воздействие не всегда эффективно без применения деэмульгаторов. Чтобы достичь заметного результата

для каждой нефтяной системы, необходимо опытным путём подобрать подходящий де-эмульгатор для электромагнитного поля.

В результате проведенного исследования показана принципиальная возможность использования электромагнитного поля для разрушения водонефтяных эмульсий. Исследования в данном направлении будут продолжены.

Список источников

1. Магадова Л. А., Силин М. А., Магадов В. Р. и др. Исследование углеводородных гелей на основе железных солей органических ортофосфорных эфиров, применяемых в технологии направленной кислотной обработки карбонатного пласта // Территория Нефтегаз. 2011. № 6. С. 34–37.

2. Lekomtsev A. Technology of Stable Water-Oil Emulsion Breaking by Magnetic Impact // Chemical and Petroleum Engineering. 2021. No. 98–105.

Секция 4

Технологии поисков, разведки и бурения нефтяных и газовых скважин

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКА ИСТОЧНИКОВ ВОДОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В. В. Коваленко¹

Научные руководители: Н. А. Ушаков², И. Р. Халиков³

^{1, 2, 3} Акционерное общество
«Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»

На сегодняшний день для обеспечения Юрубчено-Тохомского месторождения технической водой бурятся водозаборные скважины (далее – ВЗС). Выбор расположения скважины происходит без учета гидрогеологии участка, т. е. «вслепую», что не обеспечивает достоверную информацию о распространении водоаккумулирующих структур. В результате при бурении ВЗС получаемого дебита недостаточно для технического обеспечения площадки, либо скважины являются «сухими».

Для обеспечения Юрубчено-Тохомского месторождения в качестве источника водоснабжения рассматривается водоносный комплекс эвенкийской свиты. Потребность в воде по технологическим проектам составляет 60 м³/сут. [8]. Выбор расположения ВЗС происходит исходя из фактического расположением объектов на площадке без учета гидрогеологических особенностей или исходя из аналогий с имеющимися ближайшими пробуренными ВЗС. В результате при бурении ВЗС получаемого дебита недостаточно для технического обеспечения площадки, либо скважины являются «сухими». Нерезультативные скважины перебуриваются, что ведет к дополнительным затратам, либо принимается решение о завозе воды на кустовую площадку. Бурение второй ВЗС в непосредственной близости от скважины, давшей приток, не гарантирует получения результата (рис. 1).

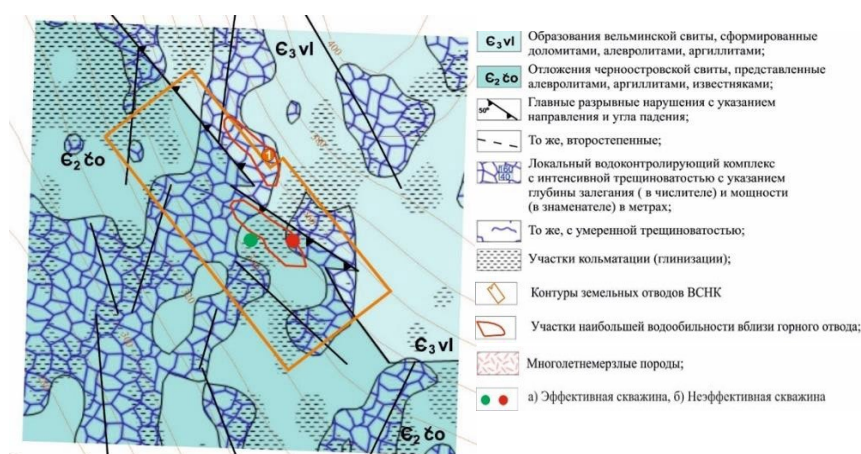


Рис. 1. Карта водоносного горизонта на основании проведенных ЭРР на КП 20

Для решения проблемы с отсутствием гидрогеологической информации для повышения строительства эффективности бурения ВЗС предлагается рассмотреть элек-

троразведочные работы (далее – ЭРР). ЭРР – группа геофизических методов, изучающих электромагнитные характеристики, такие как поляризуемость, сопротивление, проводимость и т. д. геологической среды без нарушения почвенного слоя и рубки лесных насаждений. Целью проведения ЭРР является подтверждение наличия водоаккумулирующих структур на глубинах до 250 м от дневной поверхности, пригодных для водоснабжения хозяйственных объектов.

На территории Юрубчено-Тохомского месторождения с целью поисков источников водоснабжения на Юрубченском ЛУ АО «Востсибнефтегаз» ЭРР проводились в 2013, 2014, 2018 и 2021 гг. По результатам проведенных работ были получены рекомендации по заложению ВЗС, построение гидрогеологические карты с локальным распространением линзовидных водоносных структур.

Рекомендуется ЭРР внедрить в процесс проектирования и бурения КП на последних этапах инженерно-изыскательных работ, непосредственно перед разработкой проектной документации. Так как проведение полевого этапа ЭРР в среднем на 1 КП занимает около трех дней, внедрение работ не увеличит общий срок проведения работ, а пройдет параллельно выполняемым. На данном этапе будут обеспечены максимально точные координаты КП, что позволит достаточно детально и точно рассмотреть водоаккумулирующие структуры с привязкой в натуре.

Одним из преимуществ ЭРР является неинвазивность метода. ЭРР обладает высокой информативностью на территориях различных масштабов, при этом мы получаем большое количество геологической информации, такой как стратиграфия и литология. Результаты ЭРР зависят от погодных условий, поэтому недостатком ЭРР является сезонность работ. Их проводят исключительно в летний период. Так же влиянием на показатели при проведении ЭРР оказывают электрические приборы, находящиеся в непосредственной близости к месту проведения исследований.

Для подробного рассмотрения применения результатов ЭРР, рассмотрим пример бурение ВЗС на КП 20. На КП были составлены карты водоносного горизонта (рис. 1) и геолого-геофизический разрез (рис. 2), даны координаты рекомендуемых скважин. Было пробурено 2 ВЗС. Одна из скважин является рекомендованной по результатам проведенных ЭРР, вторая пробурена без рекомендаций. В паспорте ВЗС [6; 7] прописано, что дебит скважины А равен 6 м³/сут., а дебит скважины Б – 1 м³/сут. Расстояние между пробуренными ВЗС составляет менее 30 м. На геолого-геофизическом разрезе наблюдается простираение водоносного комплекса. Скважина А проходит по вершине водоконтролирующего горизонта и участку разгрузки подземных вод, что и обеспечивает ее высокий дебит, скважина Б не попадает в границы водоконтролирующего горизонта, но проходит по зоне разгрузки подземных вод, что и обуславливает ее низкий дебит.

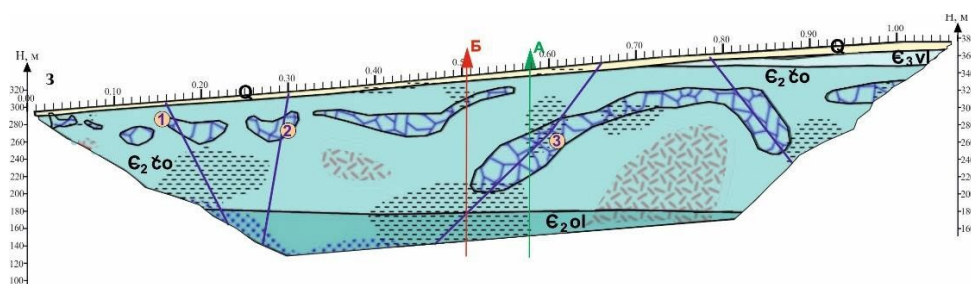


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез

Изучив фонд пробуренных ВЗС в количестве 49 скважин, подсчитала статистику успешности бурения ВЗС с применением ЭРР и без применения ЭРР. Полученные данные представлены в табл. 1.

Таблица 1

Успешность бурения ВЗС

Бурение ВЗС	С ЭРР	Без ЭРР
Эффективное, скв.	22	6
Неэффективное, скв.	4	17

К эффективным ВЗС с применением ЭРР отнесены скважины, которые были пробурены по рекомендациям ВЗС и дали дебит более чем 3 м³/сут. [8]. К эффективным ВЗС без применения ЭРР – ВЗС, пробуренные «вслепую» и давшие дебит более чем 3 м³/сут. К неэффективному бурению ВЗС с применением ЭРР – бурение скважины в «сухую» зону, либо получение дебита менее 3 м³/сут. Неэффективное бурение ВЗС без применения ЭРР – получение дебита менее 3 м³/сут.

В итоге эффективное бурение ВЗС с применением ЭРР составило 85%, неэффективное бурение составило 15 %. Эффективное бурение ВЗС без применения ЭРР составило 26 %, неэффективное бурение составило 74 %.

Для экономического расчета были рассмотрены расчет стоимости ЭРР, расчет стоимости бурения и ликвидации ВЗС (субподрядные работы), расчет завоза воды. При расчете стоимости ЭРР использовались данные договоров аналогов (2021–2023 гг.) и мониторинг рынка цен 2024 г. (опрос профильных организаций). Для расчета бурения и ликвидации ВЗС использовались данные договора 2020 г. Для расчета завоза воды – ставки действующего договора. Объем топогеодезических работ, СЭП-ВП, ЕЭП указан в пог. км. Для расчета работ площадь участка принималась равной 1 км². Экономический эффект с 1 КП представлен в табл. 2.

Таблица 2

Экономический эффект с 1 КП

Виды работ		Объем работ этап/пог. км	Без применения ЭРР, руб. (с НДС 20 %)	С применением ЭРР, руб. (с НДС 20 %)
ЭРР	Мобилизация	1	–	300 000,00
	Демобилизация	1	–	300 000,00
	Топогеодезические работы	11	–	132 000,00
	Симметричное электро- профилирование (СЭП-ВП)	11	–	440 000,00
	Метод естественного электропотенциала (ЕЭП)	11	–	385 000,00
	Двухмерная электротопография (ЭТМ ВП-2D)	5	–	1 200 000,00
	Подготовка и защита отчета	1	–	300 000,00
	Итого ЭРР			3 057 000,00
ВЗС	Бурение ВЗС	1	7 860 000,00	7 860 000,00
	Ликвидация ВЗС	1	800 000,00	–
	Перебуривание ВЗС	1	7 860 000,00	–
	Ликвидация		800 000,00	–

Виды работ		Объем работ этап/пог. км	Без применения ЭРР, руб. (с НДС 20 %)	С применением ЭРР, руб. (с НДС 20 %)
Завоз воды	Завоз тех. воды (для 6 эксп. сква- жин)	1	692 000,00	–
Итого стоимость работ, руб. (с НДС 20 %)			18 012 000,00	10 917 000,00
Экономический эффект, руб. (с НДС 20 %)			7 095 000,00	

Для расчета стоимости работ при применении ЭРР и без применения ЭРР при тиражировании метода на другие КП (табл. 3), будет использоваться формула (1а) при ЭРР, (1б) – без ЭРР:

$$C_{p+ЭРР} = \underbrace{(N + (N \times \alpha))}_{\text{Стоимость бурения}} \times \underbrace{C_{\text{бур}} + (N + (N \times \alpha) - 1)}_{\text{Стоимость ликвидации}} \times C_{\text{л}} + C_{\text{эпр}}, \quad (1a)$$

где $C_{p+ЭРР}$ – стоимость работ при применении ЭРР, руб.; N – количество запланированных ВЗС, скв.; $\alpha = 0,15$ – вероятность перебурирования ВЗС при применении ЭРР, д. ед.; $C_{\text{бур}}$ – стоимость бурения ВЗС, руб.; $C_{\text{л}}$ – стоимость ликвидации ВЗС, руб.; $C_{\text{эпр}}$ – стоимость электроразведочных работ, руб.

$$C_p = (N + (N \times \beta)) \times C_{\text{бур}} + (N + (N \times \beta) - 1) \times C_{\text{л}}, \quad (1б)$$

где C_p – стоимость работ без применения ЭРР, руб.; N – количество запланированных ВЗС, скв.; $\beta = 0,73$ – вероятность перебурирования ВЗС без применения ЭРР, д. ед.; $C_{\text{бур}}$ – стоимость бурения ВЗС, руб.; $C_{\text{л}}$ – стоимость ликвидации ВЗС, руб.

Таблица 3

Расчет экономического эффекта при тиражировании метода

Количество пробуренных ВЗС	Стоимость работ без ЭРР, руб. с НДС 20 % (при коэф. = 0,73)	Стоимость работ с ЭРР, руб. с НДС 20 % (при коэф. = 0,15)	Экономический эффект (с НДС 20 %)
5	77 140 000,00	54 217 000,00	22 923 000,00
9	137 760 000,00	97 517 000,00	40 243 000,00
50	752 620 000,00	504 537 000,00	248 083 000,00
100	1 497 380 000,00	998 157 000,00	499 223 000,00
178	2 553 900 000,00	1 699 617 000,00	854 283 000,00

Таким образом, если говорить об экономической эффективности при внедрении ЭРР, то при применении ЭРР на 9 КП (количество КП, утвержденных в Бизнес-плане 2024–2028 гг., то он равен 40 243 000,00 руб., что равно 8 048 600 руб/год. При внедрении ЭРР на все количество скважин, которое заложено в Долгосрочную модель разработки месторождения (рис. 3), то экономический эффект составит 854 283 000,00.

В процессе решения поставленных задач были сделаны следующие выводы.

1. Результативности бурения водозаборных скважин с применением ЭРР составляет 85%. Повышение эффективности бурения ВЗС на 53 %.

2. Внедрение электроразведочных работ при проведении инженерно-изыскательных работ не только не усложнит процесс разработки проектной документации, но и не увеличит общий срок строительства эксплуатационной скважины.

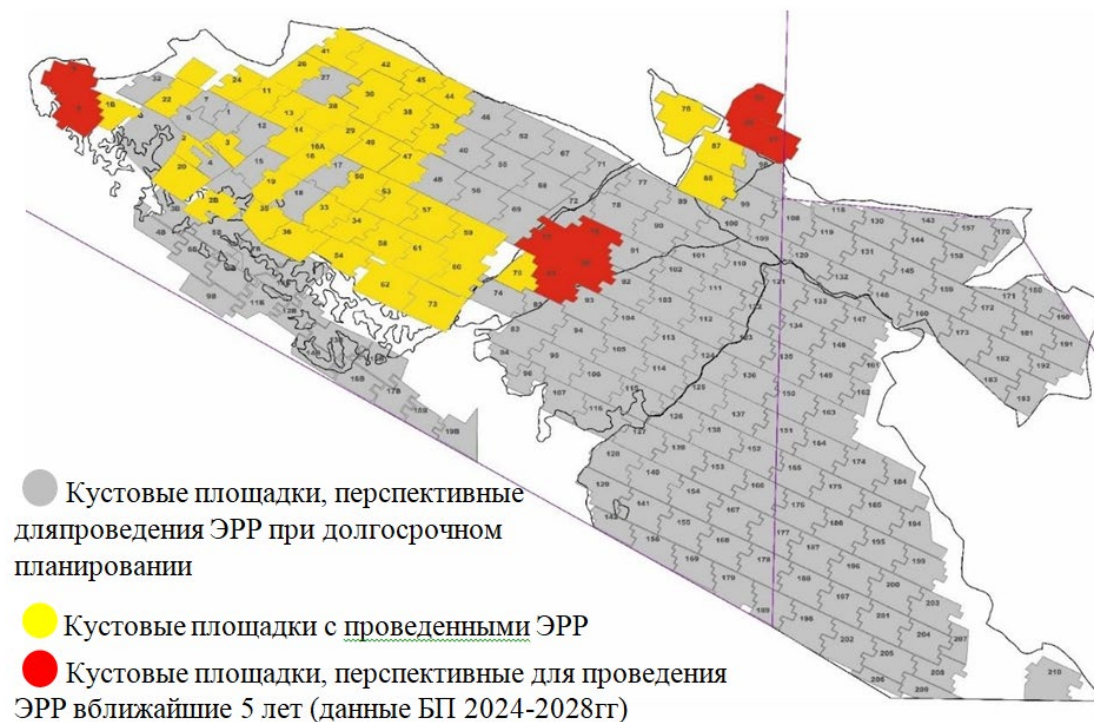


Рис. 3. Долгосрочная модель разработки месторождения

3. Экономический эффект от бурения водозаборной скважины с применением электроразведочных работ составит 7 095 000,00 руб., а при тиражировании на 9 кустовых площадках – 40 243 000,00 руб.

Список источников

1. Договор на выполнение работ по бурению (по станко-суткам) от 04.03.2022.
2. Отчет о результатах работ по объекту «Производство комплексных геофизических работ с целью поисков источников водоснабжения на Юрубченском ЛУ ОАО «Востсибнефтегаз». Отчет по договору 2013 г.
3. Отчет о результатах работ по объекту «Проведение электроразведочных работ с целью поисков источников водоснабжения на Юрубченском ЛУ». Отчет по договору от 27.06.2014.
4. Отчет о результатах работ по объекту: «Проведение электроразведочных работ с целью поисков источников водоснабжения на Юрубченском ЛУ». Отчет по договору от 29.04.2018.
5. Отчет о результатах работ по объекту: «Производство электроразведочных работ с целью поисков источников водоснабжения на Юрубченском ЛУ ОАО «Востсибнефтегаз». Отчет по договору 2021 г.
6. Паспорт поисково-разведочной скважины на воду КП20-Г, 2019 г. Паспорт поисково-разведочной скважины на воду КП20-Г2, 2019 г.
7. Проектная документация «Строительство скважин для технологического обеспечения водой на объектах бурения глубоких скважин в пределах Юрубченского лицензионного участка», т. 1. 2016 г.
8. Проектная документация № 3170616/0579Д-4-02-01-ИОС.1.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПОТЕРЬ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. А. Тымыев¹, П. А. Малахов²

Научный руководитель: *А. Л. Неверов³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

На Юрубчено-Тохомском месторождении (ЮТ НГКМ) широко развита технология вскрытия продуктивного горизонта путем бурения горизонтальных стволов (ГС). При этом возникает ряд серьезных осложнений, которые возникают из-за частичных, а иногда и полных поглощений промывочной жидкости. Это обуславливается особенностями продуктивного пласта, представленного карбонатными сильнотрещиноватыми рифейскими комплексами пород. Огромное количество скважин не доходят до проектного забоя из-за полной потери циркуляции, интенсивность поглощений может достигать 12 м³/ч, что не может быть возмещено восполнением при приготовлении нового раствора [1]. Требуется разработка и внедрение новых эффективных технологических решений в области бурения скважин. Актуальной задачей является подбор оптимальных буровых растворов для предотвращения потерь циркуляции, минимизации вероятности возникновения прихватов и загрязнения продуктивных горизонтов.

Применение различных технологий бурения горизонтального ствола скважины (на репрессии, бурение на поглощение с минимальной репрессией, бурение с регулируемым давлением (на балансе), бурение на депрессии) были испытаны на ЮТ НГКМ и имеют различные по успешности результаты. При бурении все поглощения эффективно ликвидировались прокачкой кольматационных пачек, либо тампонажных смесей, напессовкой их гидроимпульсным методом, что подтверждается опрессовкой ствола перед его цементированием. При бурении в долеритах эта методика имеет максимальную эффективность, однако при вскрытии кавернозно-трещинных доломитов с АНПД результативность можно оценить в районе 40–50 %.

Проблема ограничения применимости кольматантов обусловлена особенностями трещиноватых коллекторов. Кольматация трещин обладает наибольшей эффективностью при размерах трещин в несколько миллиметров, в то время как трещинные массивы карбонатных пород рассматриваемого месторождения могут иметь раскрытость трещин вплоть до нескольких сантиметров. Также кольматация скважин имеет нежелательный характер в силу снижения их продуктивности, что также вызывает ряд проблем при их дальнейшей разработке.

На ЮТ НГКМ активно применяется бурение с регулируемым давлением (БРД). Её применение имеет не однозначный эффект. Оно показывает явные преимущества по сравнению с традиционным бурением на репрессии, показывая значительные снижения кривой интенсивности поглощений [2]. Однако свести минимизировать поглощения подобным способом удастся далеко не всегда, а иногда вовсе была потеряна циркуляция. Это связано с тем, что главной задачей при использовании подобной тех-

нологии является попадание в некий «коридор допустимых забойных давлений», который достигается равновесием между забойным и пластовым давлениями. Однако в динамических условиях бурения даже небольшие колебания ЭЦП (эквивалентной плотности раствора) не позволяют установить это равновесие на всей протяженности горизонтального окончания скважины, вследствие «узкого окна» допустимых давлений, из-за чего могло наблюдаться одновременное поглощение и проявление бурового раствора на разных участках ГС. Также из недостатков БРД можно выделить сложность технологического процесса, что вызывает повышенные затраты на дорогостоящее оборудование и квалифицированный персонал, также прослеживаются затруднения очистки призабойной зоны скважины [1].

На условия бурения в пластах с АНПД влияет не только режим бурения, но и состав промывочной жидкости. Газожидкостная технология строительства скважин для большинства регионов буровой активности высокоэффективна, поскольку:

- кратно повышают добычные и буровые показатели;
- предупреждает осложнения, связанные с поглощениями и уходами промывки;
- без привлечения дополнительной спецтехники обеспечивает высокоэффективное заканчивание скважин;
- вскрытие пласта бурением в режиме равновесия или депрессии;
- применение пеноцементов;
- вскрытие пласта перфорацией при депрессии;
- проведение пенной интенсификации притока (ГРП, ОПЗ) [4].

Однако оборудование, необходимое для создания аэрированных буровых систем или бурения на депрессии, которые минимизируют негативное воздействие на ПЗП и возможность возникновения каких-либо осложнений, часто является чрезмерно дорогим, а также усложняется технологический процесс, что вызывает трудности по выполнению требований безопасности рабочего процесса. Кроме того, подобные методы не всегда могут установить ЭЦП бурового раствора необходимую для безопасного проведения буровых работ.

Следующий метод для предупреждения потери циркуляции – уникальная гетерогенная система из поверхностно-активных веществ (ПАВ), биополимеров и афрону, позволяющая контролировать поглощения, а также сохранять продуктивность пласта коллектора.

Афроны – это включенные в состав бурового раствора микроскопические пузырьки воздуха диаметром 20–200 мкм, защищенные двухслойной оболочкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) с прослойкой, загущенной полимерами воды. Гидрофобные свойства поверхности афрона, в отличие от пены, обеспечивают объединение отдельных пузырьков в характерные конгломераты без их «сливания», что позволяет этим образованиям сохранять свойства индивидуального афрона. Размер таких конгломератов может достигать нескольких миллиметров, что позволяет создать в растворе саморегулирующуюся по размеру дисперсную фазу, способную выполнять ту же роль, что и традиционная твердая фаза, но без необходимости подбора и регулирования размерности фракций.

Благодаря упругости, гидрофобному характеру наружной поверхности и наличию микропузырьков и конгломератов самых разных размеров (от десятков микрон до нескольких миллиметров) афроны обладают способностью кольматировать широкий диапазон проницаемых сред – от низкопроницаемых песчаников до трещиноватых известняков проницаемостью в десятки Дарси, выдерживая перепады давления не менее 20 МПа.

Также благодаря упругим свойствам оболочки пузырьков кольматирующий слой легко разрушается и удаляется даже при минимальной депрессии (5–10 атм).

Система на основе афронов (например, система «APHRON ICS» компании «M-I SWACO») не только позволяет вскрывать истощенные горизонты без опасности их загрязнения, но и обеспечивать вскрытие поглощающих горизонтов и интервалов с несовместимыми по давлению условиями бурения без необходимости спуска дополнительных обсадных интервалов. Кроме того, благодаря совершенно отличным от обычных растворов методам кольматации ПЗП, система позволяет исключать дифференциальные прихваты даже при сильной репрессии на пласт.

Создание подобной фазы в растворе обеспечивается значительными механическими напряжениями и явлением кавитации (например, в центробежных насосах, гидромониторных насадках долот, гидросмесителях, гидроциклонах) в определенных условиях.

Как упоминалось, AphronICS™ является саморегулирующейся системой – афроны, разрушенные или удаленные на поверхности автоматически регенерируются в условиях, описанных выше. Афроны не нарушаются при очистке, проходя даже через маленькие отверстия выбросит, а в центрифугах и гидроциклонах под воздействием центробежных сил всплывают и циркулируют далее, вместе с очищенным раствором. Благодаря своим маленьким размерам и высокой прочности, афроны не оказывают влияния на работы буровых и центробежных насосов, а также полностью совместимы с телеметрическими системами, использующими гидравлический канал передачи данных [5].

Все компоненты APHRONICS™ экологически безопасны и биоразлагаемы – без обработки бактерицидами полное бактериальное разложение системы при температуре окружающего воздуха более +10 °C наступает в течение двух недель.

Реагенты APHRONICS™ без введения бактерицидов претерпевают полное бактериальное разложение при температуре окружающего воздуха более +10 °C в течение двух недель, что говорит об экологической безопасности и биоразлагаемости системы.

Как уже говорилось выше, афроны могут выдерживать воздействие повышенного давления намного лучше, чем обычные пузырьки пен. Их стабильность зависит от толщины и вязкости инкапсулирующей оболочки. Эти и другие качественные характеристики буровых растворов с афронами зависят от введенных компонентов, которыми можно регулировать степень устойчивости к различным факторам, которые встречаются при бурении.

Резюмируя, можно сказать, что сущность афронов, по некоторым ключевым характеристикам, таким как процесс образования, структура границы раздела, принципов стабильности, идентична системам пен в эмульсии. Такой буровой раствор является экономной альтернативой недешевой технологией бурения на депрессии в сложных геологических условиях Юрубчено-Тохомского месторождения, где наблюдается чрезмерная трещиноватость и проницаемость, а также при направленном бурении горизонтальных стволов с большим отходом от вертикали.

Благодаря возможности обеспечения пузырьками афрона защитного экранирования пор и трещин в призабойной зоне пласта при выполнении буровых работ и возможности их быстрого удаления при запуске скважины в эксплуатацию, буровые растворы с афронами нашли широкое распространение в зарубежной практике и являются чрезвычайно перспективными для отечественного рынка нефтесервисных услуг в области буровых растворов.

Список источников

1. Сверкунов С. А. Повышение эффективности бурения горизонтальных стволов в карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления : автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2017. 24 с
2. Акчурин Р. Х. Подбор методик борьбы с поглощениями в сложных геолого технических условиях Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2014. № 8(91). С. 45–49.
3. Зайцев В. И., Карпиков А. В. Бурение скважин с комбинированным регулированием давления // Науки о Земле и недропользование. 2022. № 45(1). С. 60–72.
4. Белей И. В., Лопатин Ю. С., Олейник С. П. Газожидкостная технология // Нефтяное хозяйство. 2007. № 10. С. 38–44.
5. Крылов В. И., Крепул В. В., Меденцев С. В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 1. С. 34–41.

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

В. Р. Халиков¹, Д. Д. Сладиков²

Научный руководитель: А. Л. Неверов³

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Одними из основных физико-механических свойств горных пород, определяющих успех бурения, являются твердость и абразивность. С учетом их производится предварительный выбор долот для различных интервалов бурения, а также определяется режим бурения.

В физическом энциклопедическом словаре [1] твердость определена как «сопротивление материала вдавливанию или царапанию. Твердость не является физической постоянной, а представляет собой сложное свойство, зависящее как от прочности и пластичности, так и от метода измерений». Из этого можно сделать вывод, что твердость горных пород зависит не только от её прочностных свойств, но и от индивидуальных характеристик инденторов или резцов бурового инструмента. В подавляющем большинстве случаев твердость горных пород определяют по методу Л. А. Шрейнера [2; 3]. Однако данный способ не моделирует производственные процессы, для исследования и расчёта которых определяется твердость. Кроме того, значения твердости, полученные этим способом, больше применимы к бурению шарошечным и крупнорезцовым инструментом и не являются точными показателями для бурения с алмазным инструментом. Механизм и масштабы разрушения под алмазным зерном и даже самым маленьким индентором Л. А. Шрейнера значительно различаются [2; 3], поэтому необходим способ, позволяющий определить твердость горных пород при бурении алмазным породоразрушающим инструментом. Кроме того, при использовании метода Шрейнера определяется агрегатная твердость горной породы, тогда как при алмазном бурении начинают приобретать всё большее значение механические свойства породообразующих минералов, а не свойства самой породы. Поэтому для бурения с алмазным породоразрушающим инструментом необходим способ, позволяющий определить микротвердость породы.

Что касается абразивности, то это свойство горной породы оказывает специфическое и очень существенное влияние на производительность и стоимость буровых работ. В результате абразивного износа породоразрушающего инструмента происходит значительное снижение механической скорости бурения и возрастает удельный вес затрат труда на вспомогательные операции, связанные с необходимостью подъема инструмента и его замены, причем суммарное время на замену породоразрушающего инструмента растет с увеличением абразивности пород (особенно с ростом глубины скважины). Для научных исследований и технологической практики с целью оценки износа породоразрушающего инструмента целесообразно экспериментальное определение суммарного действия естественной абразивности горных пород (обусловленной строением и пористостью породы, твердостью минералов и включений и т. д.), абразивного действия бурового шлама (зависящего от фракционного состава шлама, количества и прочности

шламовых частиц и т. д.), а также способа удаления шлама с забоя и шероховатости забоя по методу, при котором эталонные элементы истираются о постоянно обновляющийся забой скважины при удалении шлама промывочным или продувочным агентом. В основе современных способов определения абразивности горных пород, в частности в методе Л. И. Барона и А. В. Кузнецова, заложен один и тот же принцип – абразивность пород во всех случаях оценивают по износу эталонного материала. Эталонный материал чаще всего не отождествляют с материалом, изнашиваемым в производственном процессе, режимы испытаний не отождествляют с производственными режимами, далеко не полностью учитывают факторы, определяющие абразивность горных пород (особенно такие как режимы нагружения породы, окружающую среду, контактное давление, объемное напряженное состояние эталона и породы, геометрические параметры эталона) [4].

Исходя из всего сказанного, можно сделать вывод, что часто используемые способы определения данных свойств не учитывают многие факторы, присущие процессу разрушения горной породы. Особенно это касается алмазного бурения. Именно поэтому так необходимо разработать новые способы, которые позволят с большей точностью определять физико-механические свойства горных пород.

Нами были найдены методы, позволяющие оценить микротвёрдость и абразивность горных пород для алмазного породоразрушающего инструмента. В своей работе В. П. Рожков представил автоматический микротвёрдомер и установку для определения абразивности горных пород [4]. На основе данных установок можно будет создать новые методы, учитывающие недостатки современных способов определения физико-механических свойств пород.

Автоматический микротвёрдомер способен производить заданную серию вдавливаний индентором, напоминающим зерно алмазного инструмента, а затем обрабатывать всю совокупность опытов и выдавать результаты расчетов микротвердости. Использование данной установки позволяет смоделировать процесс проникновения алмазных резцов в процессе бурения, благодаря индентору, соответствующему форме и размерам алмазов в породоразрушающем инструменте, и условиям нагружения индентора, соответствующим условиям нагружения алмазных резцов в забойных условиях. Это даёт более объективную оценку сопротивлению горных пород при проникновении алмазных резцов по сравнению с известными способами. Кроме того, при значительном количестве измерений, сделанных с помощью автоматического микротвёрдомера, кроме среднего значения микротвердости, можно определить коэффициент вариации отдельных измерений. Этот показатель (особенно для крупнокристаллических пород и пород, сложенных из существенно различных по микротвердости компонент – зерен, цемента, микропор, микротрещин и т. п.) характеризует неравномерность распределения микротвердости породы. Именно этой особенностью породы и определяется ее структурная компонента абразивности, которая, как известно, играет, если не основную, то далеко не последнюю роль в износе и заполировании алмазов, а также износе матрицы породоразрушающего инструмента.

Установка для определения абразивности позволяет оценить износ эталонного стержня, имитирующего алмазный резец, как за счет абразивности породы в монолите (при истирании стержня), так и за счет абразивного действия бурового шлама, удаляемого с забоя благодаря насосу для промывки, причем примерно в той же пропорции, которая имеет место при бурении скважин.

Благодаря анализу достоинств и недостатков способов определения твёрдости и абразивности, можно выдвинуть принципы, на которых будут основаны новые методы, применимые для изучения данных свойств для алмазного породоразрушающего инструмента.

Принципы определения твёрдости горных пород:

- 1) индентор должен быть изготовлен из алмаза или из материала, максимально приближенного к алмазу по механическим свойствам;
- 2) индентор по форме и размерам в основных чертах должен быть подобен резцу в современном породоразрушающем инструменте;
- 3) способ определения твёрдости пород при вдавливании индентора должен моделировать процесс нагружения породы алмазами современного алмазного породоразрушающего инструмента как по интенсивности нагружения, так и по общему усилию;
- 4) процесс измерения микротвёрдости должен быть полностью механизирован и автоматизирован (включая измерения и обработку экспериментальных данных).

Принципы определения абразивности горных пород:

- 1) способ должен моделировать процесс бурения;
- 2) износ эталонного материала в эксперименте должен осуществляться как за счет абразивности породы в монолите, так и за счет действия бурового шлама, причем примерно в той же пропорции, которая имеет место при бурении скважин;
- 3) способ должен допускать применение эталонных элементов из любых материалов, применяемых для изготовления породоразрушающего инструмента;
- 4) эталонные элементы в процессе износа должны охлаждаться подобно охлаждению буровой коронки при бурении;
- 5) образцы породы перед использованием в эксперименте должны требовать минимальной подготовки (лучше применяться в необработанном виде, включая керн);
- 6) поверхность породного образца в зоне трения (разрушения) не должна зашлифовываться, а поры поверхности не должны заполняться частица истертого эталонного материала.

Таким образом, анализ современных способов определения твёрдости и абразивности позволил выявить ряд проблем в определении данных физико-механической свойств горных пород. Нами были выдвинуты принципы, на основе которых в дальнейшем будет необходимо создать новые методы, позволяющие более точно оценивать физико-механические свойства горных пород. Однако стоит учитывать, что данные принципы рассчитаны на алмазный породоразрушающий инструмент, поэтому в будущем стоит изучить способы определения твёрдости и абразивности для шарошечных долот и долот типа PDC.

Список источников

1. Физический энциклопедический словарь. Т. 5. М. : Советская энциклопедия, 1966. 576 с.
2. Шрейнер Л. А. Физические основы механики горных пород. М. : Гостоптехиздат, 1950.
3. Шрейнер Л. А., Петрова О. П. и др. Механические и абразивные свойства горных пород / под ред. Л. А. Шрейнера. М. : Гостоптехиздат, 1958. 199 с.
4. Рожков В. П. Разработка теоретических основ и совершенствование бурения геологоразведочных скважин алмазным породоразрушающим инструментом : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.15.14. Красноярск, 1999. 409 с.

Секция 5

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ОСЛОЖНЕНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ВЫСОКОМ ГАЗОВОМ ФАКТОРЕ И СОДЕРЖАНИИ ВОДЫ ВО ФЛЮИДЕ

А. И. Куркина¹, В. А. Собецкис²

Научный руководитель: *А. В. Васильев³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Возникновение отложений кристаллогидратов в трубопроводах и скважинах с повышенным газовым фактором представляет собой серьезную проблему, которая увеличивает сложность технологических процессов, вызывает неисправность оборудования, что может приводить к остановке эксплуатации скважины. Проблема гидратообразования присутствует на многих месторождениях Восточной и Западной Сибири. По данным компании ПАО «ЛУКОЙЛ», фонд скважин, осложнённых гидратообразованием, составляет свыше 11 %.

Газогидраты – это неустойчивые кристаллические соединения воды с углеводородами, образующиеся при определённых термобарических условиях, в нашем случае наличие достаточного количества природного газа, насыщенного парами воды, во флюиде, при высоком давлении и при определенной малой температуре.

Процесс гидратообразования. На поверхности раздела фаз водородная связь между молекулами воды становится неустойчивой. Мольный объем воды увеличивается, что ведёт к появлению пустот. В результате образованные полости в структуре воды оказываются доступными для поглощения ими молекул газа, образуется клатрат. Когда количество поглощающих молекул газа достигает их критической величины, происходит фазовый переход. Известны две структуры гидрата: структура I состоит из 46 молекул воды, а структура II – из 136. Как правило, природные газы образуют смешанные гидраты из I и II структур (рис. 1).

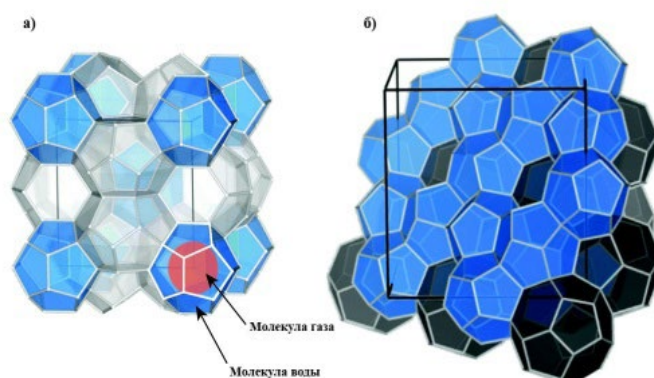


Рис. 1. Молекулярное строение гидрата:
а – структура I; б – структура II

Из описанных выше процессов на некоторых месторождениях Сибири возникают проблемы образования кристаллогидратов. На сегодняшний день на Юрубчено-Тохомском месторождении (ЮТМ) активно внедряются методы механизированной до-

бычи посредством установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) (рис. 2).



Рис. 2. Конструкция насосного модуля УЭЦН

Давайте разберёмся, что происходит в скважине на ЮТМ. УЭЦН перекачивает флюид с температурой от $+24$ до $+27$ °С, однако из-за геологических особенностей строения продуктивного пласта на ЮТМ (субвертикальная трещиноватость, малая проницаемость) удаленная зона может работать неэффективно, что может приводить к падению давления в призабойной зоне, это способствует выделению вмещенного газа во флюиде. Переход газа из одного агрегатного состояния в другой сопровождается падением температуры добываемого флюида. Далее механизм УЭЦН в процессе вращения увеличивает площадь дегазации газа в пластовом флюиде, происходит повторный фазовый переход части газа с охлаждением флюида. На выходе из УЭЦН температура углеводорода падает. В процессе всего подъёма флюида по насосно-компрессорной трубе (НКТ) фазовый переход продолжается. На фонтанной арматуре охлаждение пластового флюида может достигать до -8 °С.

Основная проблема гидратообразования возникает в выкидных линиях. При добыче углеводородов используется штуцер. В результате прохождения флюида через штуцер происходит значительное уменьшение объема углеводорода из-за разницы диаметров трубы и отверстия в штуцере. После прохождения штуцерной колодки наблюдается положительный эффект Джоуля – Томсона из-за существенного перепада давления, что приводит к дополнительному охлаждению.

«Эффект Джоуля – Томсона проявляется при изменении температуры газа в результате его адиабатического дросселирования, т. е. медленного протекания под воздействием постоянного перепада давления через дроссельное препятствие».

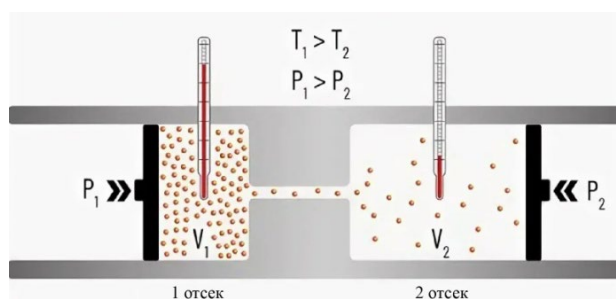


Рис. 3. Демонстрация эффекта Джоуля – Томсона

Таким образом, пластовый флюид после штуцера уже имеет температуру, которая может достигать до -29°C . Совокупность вышеописанных условий и пониженные температуры становятся причиной образования гидрата на внутренней поверхности трубопровода, что значительно затрудняет транспортировку и создает аварийные ситуации.

Со своей стороны мы бы хотели разобрать методы предупреждения гидратообразования.

Чаще всего для предупреждения образования гидратов используют ингибиторы, такие как метанол (CH_3OH) и хлористый кальций (CaCl_2), так как они обладают высокой ингибирующей способностью, небольшой вязкостью и низкой температурой замерзания. Для предотвращения образования гидратных пробок ингибитор должен быть введен в поток флюида до места возможного образования гидратов. Обычно ингибитор вводится в скважину на забой через затрубное пространство. Однако ингибиторы небезопасны: существует вероятность разлива, отравления персонала и загрязнения окружающей среды.

Также сейчас используют метод спуска греющего кабеля вдоль НКТ. Нагревательные кабели устанавливаются непосредственно в скважину, одновременно со спуском НКТ. Данная установка позволяет управлять прогревом скважины, не находясь на самом месторождении. Однако этот метод имеет следующие недостатки: сложность монтажа, нехватка теплового эффекта и, как следствие, недостаточная эффективность в скважинах с высоким газовым фактором и низкой пластовой температурой.

Кроме того, для ликвидации гидратообразования в скважине применяется метод обработки горячей нефтью. Очищенную товарную нефть нагревают специальной установкой АДПМ до 150°C и подают под высоким давлением в скважину через НКТ. В процессе обработки останавливают добычу на непродолжительное время. Преимущество данного метода заключается в том, что для очистки скважины нет необходимости в длительной остановке и извлечении внутрискважинного оборудования. Недостатками данного метода являются высокая стоимость теплоносителя и пожароопасность.

Таблица 1

Сравнение методов предупреждения гидратообразования (МПП)

МПП	Эффективность	Экономичность	Транспортировка	Экологичность
Ингибиторы	✓	✗	✗	✗
Спуск греющего кабеля	✗	✓	✓	✓
Промывка горячей нефтью	✓	✗	✗	✗

Исходя из изложенного выше, сделаем вывод, что для снижения гидратообразования необходима смена режимов работы скважины, но данный метод неприемлем в связи с резким сокращением объемов добычи. Мы предлагаем обеспечить выкидные линии от фонтанных арматур центрами тепловой подготовки флюида после штуцера. По результатам расчетов тепломассового обмена данных скважины мы предлагаем подобрать проточную теплообменную трубу с возможностью подключения стороннего теплоносителя. Также подбираем оборудование для нагрева теплоносителя, для этого мы использовали решение по расчёту теплофизических и теплообменных процессов, с применением комбинации блоков Simscape в системе визуального моделирования Simulink. В решении учтены процессы циркуляции теплоносителя и турбулентности потока с 30 % запасом параметров.

По предоставленным данным была создана модель теплофизических и теплообменных процессов определения площади теплообмена скважины с дебитом $V = 60 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и газовым фактором $\text{ГФ} = 4\,000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для нагрева флюида после штуцера до температуры $+10^\circ\text{C}$. Приложив тепловой эффект с постоянным нагревом стенки трубопровода до $t +100^\circ\text{C}$, мы получили результат: трубе (наружным диаметром – 114 мм и внутренним – 100 мм), по которой проходит флюид, необходима площадь теплообмена минимум 63 м^2 , исходя из этого мы подобрали теплообменник с оптимальными параметрами: D кожуха – 800 мм, d труб – 20×2 мм, общее число внутренних труб – 717 шт., поверхность теплообмена – 90 м^2 .

Исходя из результатов расчётов, чтобы данная система работала, нам необходимо нагреть теплоноситель до $+95^\circ\text{C}$ для компенсации эффекта Джоуля – Томсона. Для подбора теплоносителя мы учли следующие параметры: температура окружающей среды, кипения и замерзания теплоносителя и экологичность. Нужным характеристикам соответствует:

Этиленгликоль 70 %, но этиленгликоль имеет вредное влияние на организм и экологически небезопасен;

Кремнийорганические жидкости – имеют низкую температуру застывания, высокую температуру кипения, что позволяет широко использовать их в качестве теплоносителей. Кроме того, кремнийорганические жидкости коррозионно-нейтральны, имеют смазывающий эффект и высокие диэлектрические показатели.

При подборе способа нагрева были учтены процессы циркуляции теплоносителя и турбулентности потока. Самым эффективным методом, по нашему мнению, будет использование индукционного нагревателя с необходимой мощностью 50 кВт, температурой нагрева теплоносителя до $+95^\circ\text{C}$, с циркуляционным насосом.

Данная система может внедряться без кардинальных вмешательств в существующие схемы обвязок фонтанных арматур. Схема представлена на рис. 4.

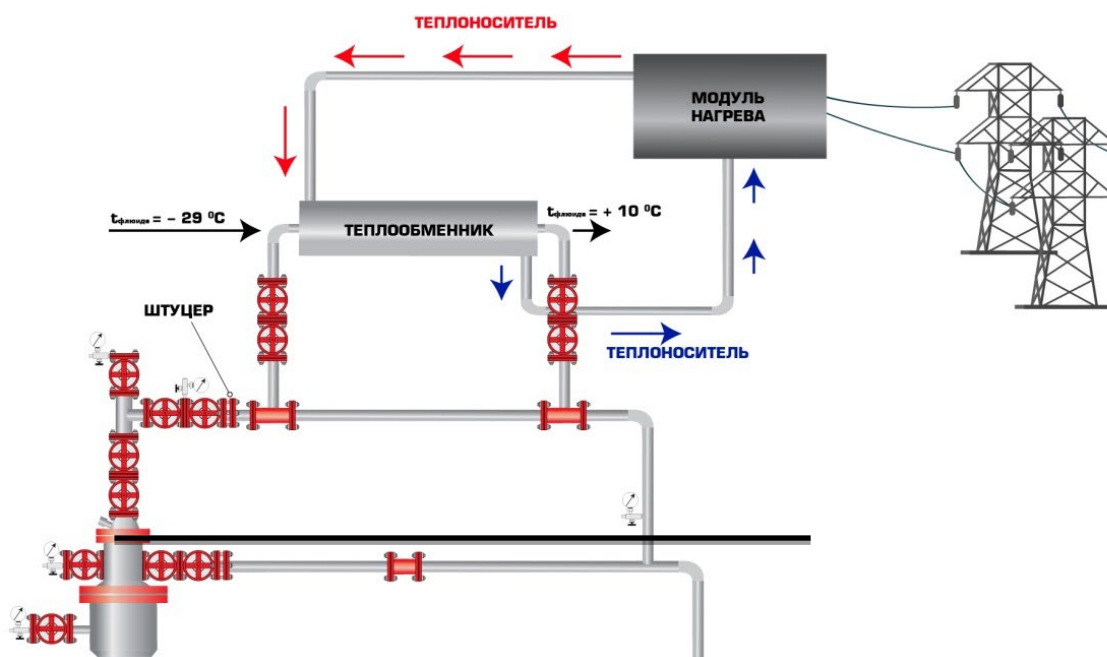


Рис. 4. Схема монтажа центра тепловой подготовки

Рассмотрев все виды предупреждения проблемы гидратообразования, мы предлагаем решение, которое учитывает такие аспекты, как взрыво- и пожаробезопасность,

экологичность, эффективность и экономическая рентабельность. Наша гипотеза подтверждена теплофизическими и теплообменными процессами и может существенно упростить добычу углеводородного сырья на различных месторождениях, которые сталкиваются с образованием гидратов, в частности на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Список источников

1. Арутюнов В. С. Газовые гидраты – главный мировой резерв углеводородного топлива // Нефть XXI. Мифы и реальность альтернативной энергетики. 2016. С. 14. ISBN 978-5-906861-06-1.
2. Бикбулатов О. В. Результаты испытаний новых технологий нефтедобычи на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Oil&Gas Journal Russia. 2018. № 11. С. 50–54.
3. Никитин В. В., Буслаев Г. В., Романова Н. А. и др. Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки // Neftegaz.RU. 2023. № 3. С. 16–24.
4. ГОСТ 15118–79. Государственный стандарт Союза ССР. Аппараты теплообменные кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и кожухотрубчатые с температурным компенсатором на кожухе : дата введения 1979-04-10 / Министерство химического и нефтяного машиностроения. М. : Издательство стандартов, 1979. С. 2–9.
5. ГОСТ 15122–79. Государственный стандарт Союза ССР. Теплообменники кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и кожухотрубчатые с температурным компенсатором на кожухе: дата введения 1979-06-05 / Министерство химического и нефтяного машиностроения. М. : Издательство стандартов, 1979. С. 6–9.

БОЛЬШЕ ЧЕМ ПРОСТО ВОДА

А. А. Якубек¹

Научные руководители: *А. И. Плотников², Р. Ф. Аллаяров³*

^{1, 2, 3}АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

В связи с добычей нефти и газа в экстремальных условиях в зоне распространения многолетнемерзлых пород всё более обостряется и проблема техногенного гидратообразования в системах сбора продукции скважин.

Образование гидратов несет за собой достаточно негативные последствия. Гидраты отлагаются на внутренних стенках труб, резко уменьшая их пропускную способность (вплоть до полной закупорки). Отложение гидратов внутри запорной арматуры приводит к утрате её работоспособности и увеличению внутрисменных потерь по нефти. Таким образом, гидратообразование не только снижает эффективность эксплуатации скважин, но и приводит к возникновению аварийных ситуаций, устранение которых вносит весомый вклад в себестоимость добычи нефти и газа.

С момента начала промышленной эксплуатации на Юрубчено-Тохомском месторождении (ЮТМ) имеет место проблема образования льда в системах внутрипромыслового сбора (трубопроводов) с учетом особенностей эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Основным реагентом для борьбы с гидратами на скважинах добывающего фонда и выкидных линиях, на данный момент, является хлористый кальций. В данной работе рассмотрена замена раствора хлористого кальция на пластовую воду, добываемую из кембрийского пласта.

Актуальность данной работы заключается в том, что пластовая вода сама по себе содержит в своем составе определенное количество хлористого кальция и других солей, обладающих антигидратными свойствами. В связи с этим необходимо изучение пластовой воды и разработка способа использования её с целью сокращения затрат компании на борьбу с гидратообразованием.

Выполняя данную проектную работу, мы поставили перед собой следующие задачи.

1. Рассмотреть обширность проблемы гидратообразования на ЮТМ.
2. Рассмотреть теоретическую возможность использования пластовой воды в качестве альтернативы раствору хлористого кальция.
3. Выполнить лабораторные испытания пластовой воды.
4. Оценить потенциал практической применимости пластовой воды в условиях ЮТМ.
5. Выполнить экономическую оценку внедрения и дальнейшего применения пластовой воды.

Образование гидратов

Факторы, влияющие на образование гидратов: температура, давление, состав газа, минерализация соляного раствора, критическая скорость жидкости и газа в трубопроводе. Гидраты образуются при повышенных давлениях и пониженных температурах.

На ЮТМ средние значения пластовой температуры 27 °С, пластового давления 21,19 МПа. По разным данным, пластовые термобарические условия ряда месторождений Восточной Сибири характеризуются высокими давлениями, а также низкими пластовыми температурами, что благоприятствует процессу гидратообразования уже в призабойной зоне пласта (рис. 1). На Юрубчено-Тохомском месторождении 25 % скважин всего добывающего фонда осложнены гидратами.

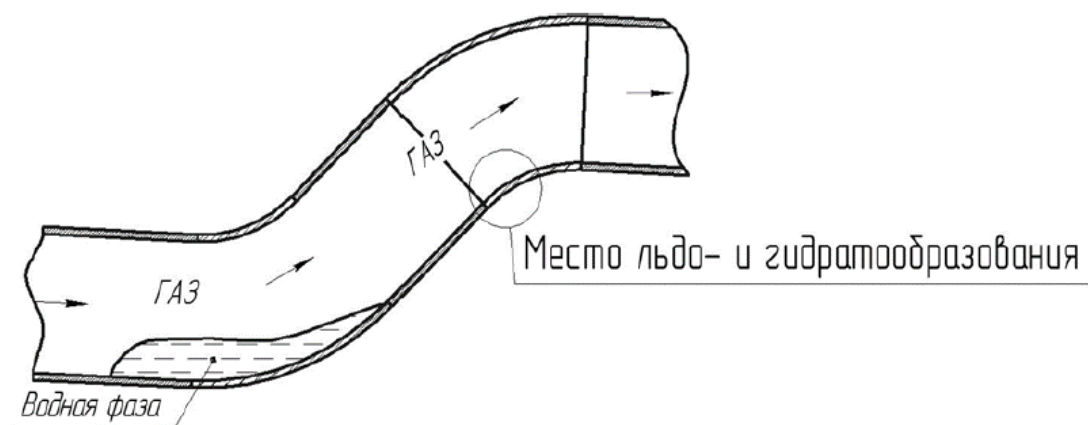


Рис. 1. Возможная схема формирования гидратных отложений

Лабораторные испытания пластовой воды

В результате лабораторных испытаний пробы пластовой воды на плотность и 6 компонентов мы получили следующие результаты (рис. 2):

- температура застывания пластовой воды – минус 50 °С;
- плотность – 1286 кг/м³.

Также мы выяснили, что в нагретой пластовой воде до 50 °С кусок льда размером 5 × 5 × 5 см полностью растворится за 20 минут 7 секунд.

№ пп.	№ скв.	Обводненность	Плотность жидкости	pH	Содержание						Минерализация	Температура застывания
		%	кг/м ³	мг-экв/л	HCO ₃	Cl	Ca	Mg	Na + K	SO ₄	мг/л	°С
1	329	100	1278	4,6	171	181 731	64 128	38 896	44 372	128	329 425	
2	329	100	1299	5,5	183	246 030	70 499	70 499	48 144	140	443 152	
3	329	100	1279									
4	329	100	1318									
5	329	100	1286									-50

Рис. 2. Таблица результатов химических анализов

Главный вопрос: как раствор CaCl₂ помогает при борьбе с образовавшимися гидратами? Ответ, казалось бы, очевиден – химическим методом. Однако при испытании растворения кубика льда в растворе хлористого кальция, метанола и пластовой воды мы видим одно время растворения. Следовательно, он не обладает никаким химическим воздействием на гидраты, а растворяет образовавшуюся пробку за счёт изначально высокой температуры (так как при его взаимодействии с подтоварной водой происходит реакция с выделением тепла).

Результаты дополнительных испытаний (рис. 3, 4) позволяют понять, что пластовая вода по своим характеристикам сильно схожа с раствором хлорида кальция, следовательно, мы можем сделать вывод о том, что у нас есть возможность использовать её, предварительно нагрев, вместо CaCl₂.

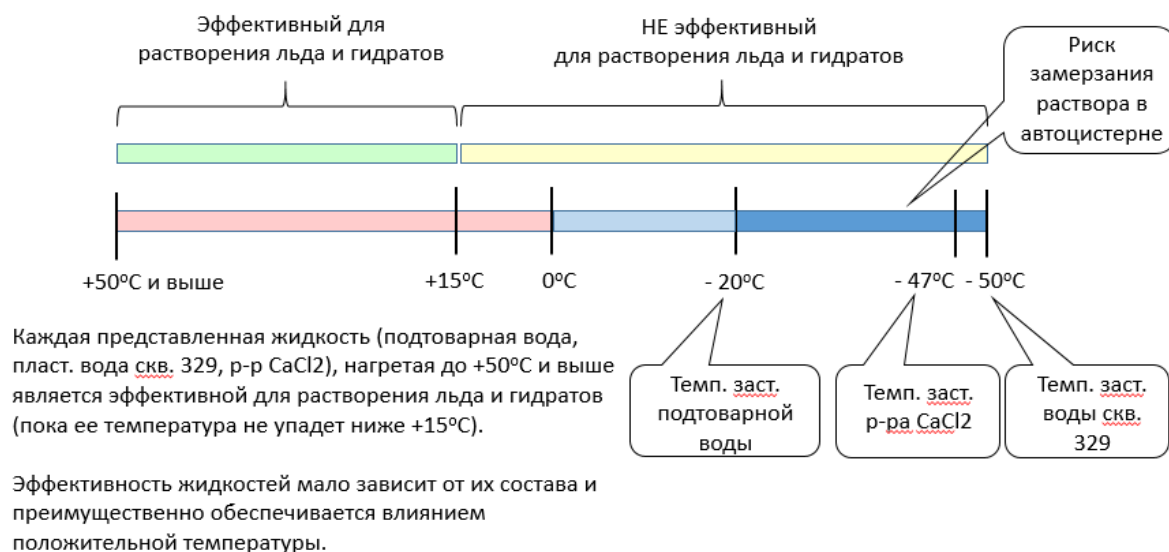


Рис. 3. Температурные диапазоны для различных антигидратных растворов (подтоварная вода, раствор CaCl_2 , пластовая вода)

Сравнительные характеристики		
Наименование показателей:	Раствор CaCl_2	Пластовая вода скв. 329
Плотность, кг/м ³	1240	1286
Содержание хлорид ионов, мг/дм ³	215332	181731
Содержание ионов кальция, мг/дм ³	>50000	>50000
Температура застывания, гр. Цельсия	-47	-50

Рис. 4. Сравнение хлорида кальция и пластовой воды

Опытно-промышленные испытания

После анализа полученных данных было принято решение о промышленных испытаниях. Подбив ёмкость объёмом 50 м³ к скважине и наполнив её пластовой водой, мы начали нагрев жидкости при помощи передвижной паровой установки (рис. 5).

Подогретая вода набиралась в АЦ и использовалась при промывке выкидной линии одной и той же скважины несколько раз при разных температурах жидкости перед началом обработки (рис. 6).

Основной критерий эффективности агента – это температура застывания. Температура застывания зависит от плотности. При испытании, повысив температуру пластовой воды до 51 °С, мы уменьшили плотность воды до 1112 кг/м³, применив разогретую пластовую воду мы получили эффект снижения линейного давления от высокой температуры, но через час давление в выкидной линии выросло. На основании проведенных испытаний и полученных данных, мы видим в начале положительный эффект от температуры, но применять эту воду не можем, в связи низкой температурой застывания, нагретая вода с низкой плотностью, растапливая пробку, проходит дальше по линии и охлаждается, скорость её замедляется, образуя пробку на участках изменения геометрии трубы.



Рис. 5. Процесс подогрева пластовой воды

№ п/п	Дата	Темп. окружающего воздуха, °С	Растворитель гидратов (хл.кальций/пласт. вода)	Время заправки/подготовки жидкости	Объект обработки	Темп. жидкости перед началом обработки, °С	Время начала обработки	Рлин. начальное, атм	Время завершения обработки	Рлин. конечное, атм	Проба на плотность пласт. воды ХАЛ, кг/м³
1	13.01.2024	минус 25	Пластовая вода скв. 329	19:10 - 19:30	ВЛ скв. 105/11	плюс 0,9	20:55	54	21:07	33	1323
2	14.01.2024	минус 22	Пластовая вода скв. 329	20:40 - 01:55	ВЛ скв. 105/11	плюс 51,7	2:05	38	2:25	32	1112
3	16.01.2024	минус 27	Пластовая вода скв. 329	15:47 - 16:20	ВЛ скв. 105/11	плюс 16,8	16:40	56	17:00	42	1289

Рис. 6. Результаты промывок пластовой водой при разных температурах нагрева

Один из критериев образования гидратов в выкидных линиях – это изменение критической скорости жидкости. После штуцирования на фонтанной арматуре происходит изменение термобарических условий. В линии из-за расширения газа происходит охлаждение ВЛ до минус 40 °С, скорость газа до и после штуцера не меняется, а скорость жидкости изменяется вплоть до остановки. Так как все загидрачивания выкидных линий происходят на обводненном фонде, делаем вывод, что в ВЛ образовывается лёд, следовательно, закупать раствор CaCl_2 при цене в 63,2 тыс. руб. за тонну (без НДС) экономически неэффективно.

Вышеуказанные испытания помогли понять: мы не можем повлиять на процесс гидратообразования, но можем бороться с уже образовавшимися гидратами; пластовая вода, нагретая выше 15 °С, может заменить раствор хлорида кальция.

Заключение

В рамках данной работы проведены лабораторные и опытно-промышленные испытания, предложено научно обоснованное, технологически проработанное и экономически целесообразное решение актуальной проблемы замены хлорида кальция на пластовую воду на Юрубчено-Тохомском месторождении.

В результате выполненной работы были получены данные, раскрывающие внушительный потенциал использования обводненного фонда скважин на месторождениях со схожими осложняющими факторами.

Проведенная нами работа позволяет повысить эффективность технологического процесса эксплуатации на осложненном газогидратами фонде скважин, что даст возможность сократить затраты компании на закупку антигидратных реагентов.

Прогнозный экономический эффект от внедрения предложенного решения составляет 2,583 млрд руб. к концу 2028 г. Положительный экономический эффект обусловлен отказом от закупки антигидратных реагентов (хлористого кальция).

Список источников

1. Дегтярев Б. В., Лутошкин Г. С., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера. М. : Недра, 1976.
2. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М. : Недра, 1985.
3. Тройникова А. А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Тройникова Анна Александровна. М., 2022. 25 с.
4. Шагитов Р. Р. Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17. Уфа, 2012. 24 с.
5. Шостак Н. А., Запорожец Е. П. Определение эффективности химических реагентов для предупреждения образования и ликвидации газовых гидратов // Журнал неорганической химии. 2020. Т. 65, № 2. С. 230–236.

Секция 6

Modern Issues in the Oil & Gas Industry

WATER TREATMENT PLANT SAFETY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY: HAZARD IDENTIFICATION AND PPE SELECTION

Yu. A. Afonenkova¹, V. A. Ryzhkov², D. S. Smykova³

Supervisors: A. A. Ryabinin⁴, T. S. Galich⁵

^{1,2,3,4,5}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Safety in water treatment plants is paramount since water treatment plant personnel are constantly being subjected to hazardous solids, volatile chemicals, high temperatures and excessive noise levels. Safety rules violations and improper use of personal protective equipment might presumably result in injuries, work-related diseases and even fatalities.

Therefore, it is highly important to provide better solutions for managing risks and occupational safety.

The aim and objectives

The overall aim of the article is to identify and research into the main occupational hazards in water treatment plants in the oil and gas industry and consider proper personal protective equipment to eliminate or minimize risks associated with adverse working environments, handling hazardous materials, and operating complex machinery and equipment. Thus, the present research has three objectives: 1) give a review of occupational hazards; 2) to study the equipment used in a water treatment plant and identify health risks posed by each piece of equipment. 3) select proper personal protective equipment for water treatment plant operators.

A review of occupational hazards in a water treatment plant

The general idea of water treatment is eliminating contaminants and impurities from raw water. In the petroleum industry, plants purify water from oil and solids for its further injection into oil formations.

To address the first objective of the present research we have studied the concept of an occupational hazard and summarized the most widespread hazards in a water treatment plant. Occupational hazards are long-term and short-term health risks associated with the adverse workplace environment. The main occupational hazards associated with operators working on a water treatment plant can be the following:

- Chemical hazards.
- Physical hazards.
- Biological hazards.
- Electrical hazards.
- Thermal hazards.

The use of various chemical substances such as biocides, scale inhibitors and corrosion inhibitors, chlorine, ozone, aluminum sulfate present a *chemical hazard* to workers due to their toxic fumes and skin irritation potential. Inhaling or touching such substances can result in rash, allergic reactions, eyesight deterioration, and even asphyxiation.

Among *physical hazards* are such ergonomic factors or circumstances that cause wear and tear on the body resulting in injuries, fractures, oxygen deficiency and even drowning. Plant's operators are mainly exposed to excessive noise levels from vibration in the 100 dB range. The work also includes lifting up and moving heavy equipment, working in confined spaces or at heights. There is also a risk of slips, trips and falls during handling water.

Direct contact with *biologically hazardous agents* that contaminated water may also pose a potential risk of infection or disease. However, but the risk is very low.

Workers might be exposed to various types of *electrical hazards*. They are constantly at risk of getting an electric shock caused by contact with "live" wires or defective electrical installations and other faulty machinery.

The equipment of a plant generates high temperatures, which pose a *thermal hazard*, and creates a risk of overheating or burns for workers. Heat exposure might result in heat rash, heat exhaustion, and even heatstroke.

Common equipment used in a water treatment plant

To address the second objective of our research we have studied the equipment used in water treatment plant and identified potential health risks posed by each piece of equipment. The common equipment used in water treatment plants are oil-water separator, in-plant pump, water collection tank, and water purification unit [3].

Oil-water separator is designed to separate gross amounts of solid particles (sand, clay and silicates) from water employing the force of gravity.

In-plant centrifugal pump creates centrifugal force and helps to move water through the pump from one place to another. The water supplied from the inlet passes through filters, which remove impurities, contaminants and microorganisms.

Water collection tank is designed to securely collect and store water for its further use.

Water purification unit is a piece of equipment that purifies water from contaminants. To purify water, *the reverse osmosis (RO) method* is employed. Under pressure forces, water passes through a semi-permeable membrane and then water molecules are separated from molecules of unwanted substances.

Working in the field of water treatment is dangerous since water treatment companies use machines and equipment that are likely to pose potential threats to plant's operators. The Table 1 displays the classification of occupational hazards by a piece of equipment that might potentially pose a health risk. Human factor does not fall into classification since it results from employees' lack of knowledge, fatigue or negligence.

Table 1

Classification of occupational hazards by piece of equipment

Common hazards	Piece of equipment			
	Oil-water separator	In-plant pump station	Water collection tank	Water purification unit
Lighting				
Vibroacoustics				
Radiation				
Chemical hazard				
Heat				
Electricity exposure				
Physical hazards				
Human factor				

Proper personal protective equipment for water treatment plant's operators

To address the third objective of our research we have studied personal protective equipment [1–2] and created a leaflet of proper PPE for plant's operators (see Annex 1, Fig.1. Leaflet of PPE recommended for pump and production operators). All personal protective equipment is classified into:

- Head protection.
- Eye protection.
- Hearing protection.
- Body protection.

In general, such means of *head protection* as hardhats and hoods are impact- and high temperature-resistant. Therefore, they offer increased protection to the neck and upper jaw areas, which are vulnerable to solid materials (flying objects and debris). Hoods prevent water or other liquids from splashing onto the neck and upper jaw area.

The widespread equipment for *eye protection* is goggles. It can safeguard the eye from solid materials (dust and flying objects), debris, chemical splashes, bright lighting, UV light radiation and flames. Safety earmuffs are recommended as a part of *hearing protection* for operating in noisy environments.

Body protection is classified into gloves, coveralls and boots. Gloves with polymer coating helps keep hands safe from chemicals, provides protection from cuts, tear-resistant and durable, prevent the passage of electric current and help protect against electric shock. Coveralls should be oil resistant, flame resistant and waterproof. The choice depends upon various types of working environments. The range of fabrics is also varies from cotton to para-aramid fibers, synthetics and blended fabrics. Coveralls are used to protect the body from injuries, flames and hazardous substances, to prevent the accumulation of a static charge that leads to a discharge causing sparks and subsequent ignition. The widespread materials for boots and shoes are leather and rubber. These materials are highly slip-and chemical-resistant. and can resist punctures and cuts. Moreover, polycarbonate toe cap helps to withstand sudden or intense force or shock. We also proposed cold weather gear for working in outdoor environments because working conditions requires employees operate outside in cold weather, which is likely to cause physical harm.

References

1. GOST 12.4.280-2014 “The system of standards of labor safety. Special clothing for mechanical action protection and general industrial contamination protection. General technical requirements” [Electronic resource]. – 2014. – Access mode: <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=OTN&n=7730#uigR39UGvpsY5XJT>
2. Order of the Ministry of Labor and Social Protection of the Russian Federation 20.02.2014 N 103 “On the approval of typical standards of free issuance of special clothing, special shoes and other personal protective equipment to employees of organizations of the oil refining and petrochemical industry, employed in work with harmful and (or) dangerous working conditions, as well as at work performed in special temperature conditions or associated with pollution” [Electronic resource]. – 2014. – Access mode: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=281868>
3. Yastrebov P.I., Gainutdinov R.S., Zinkichev E.A., Egerov A.I. Installation for preparing oil, gas, and water [Electronic resource] / P.I. Yastrebov, R.S. Gainutdinov, E.A. Zinkichev, A.I. Egerov. – 1983. – Access mode: [http://vestnik.f.a.ru/4\(28\)2003/4.html](http://vestnik.f.a.ru/4(28)2003/4.html)

PETROLEUM: NATURE MADE BLACK GOLD POTENTIAL

S. A. Ashurkevich¹

Supervisor: *E. V. Tsigankova²*

^{1,2}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

In a world saturated with modern technologies and high-energy demand, oil plays a crucial role. Oil is a natural mineral resource formed in the Earth's crust through the long process of organic residue decomposition, such as algae and microorganisms. It is typically extracted from underground deposits and used in various industrial sectors as:

- Fuel: Oil serves as the primary source of energy for transportation, including cars, trucks, airplanes, and ships. It is refined into gasoline, diesel fuel, aviation kerosene, and fuel oil.
- Raw material for the petrochemical industry: Oil is a raw material for the petrochemical industry, which produces a wide range of products including plastics, synthetic fibers, fertilizers, and pharmaceuticals.
- Lubricants: Oil is used to manufacture lubricants such as motor oils, hydraulic fluids, and greases, which reduce friction and wear in machinery and equipment.
- Asphalt: Oil is used to produce asphalt, which is used in the construction and repair of roads, sidewalks, and airport runways.
- Industrial fuel: Heavy oil fractions such as fuel oil and bunker fuel are used as industrial fuel to power boilers and furnaces in various industries.
- Electricity generation: Oil can be used as fuel for power plants to generate electricity.
- Coke production: Oil can be used to produce coke, which is a carbon material used in the metallurgical industry.
- Construction materials: Some oil components, such as bitumen, are used as binding materials in construction materials like roofing felt and coatings.

However, foremost, it represents a complex mixture of hydrocarbons of various classes, along with some impurities. Despite the fact that the composition of oil may vary depending on the deposit, its main components remain roughly the same. The primary hydrocarbons in oil are alkanes, cycloalkanes, and aromatics. Non-hydrocarbon components include sulfur, nitrogen, oxygen, and metals.

Moreover, the composition of oil depends on its deposit and geological formation conditions. Parameters such as depth and pressure during oil formation, as well as the characteristics and composition of organic deposits, influence the chemical composition of oil. Additionally, different deposits may contain different types of oil with varying chemical compositions and properties. For instance, some deposits contain light oil with low sulfur content, while others contain heavy oil with high impurity content.

It is worth noting that the composition of oil is crucial for its processing and ultimate utilization. Oil with high sulfur content, for instance, requires more complex and costly processing to remove sulfur to meet environmental standards. Conversely, oil with high levels

of light hydrocarbons, such as alkanes, has lower density and therefore higher fluidity, facilitating its transportation and processing.

In addition to the composition, it is also important to consider the properties of oil. For example, the physical properties of oil determine its behavior under various temperature, pressure, and other conditions. Let's explore some of them:

- **Density:** The density of oil can vary significantly depending on its composition and type. Light oil, for example, has low density, whereas heavy oil has higher density. Overall, knowledge of oil density is crucial for the oil industry as it helps classify oil, estimate reserves, optimize processing, determine cost, and monitor oil quality.

- **Viscosity:** The viscosity of oil determines its ability to flow. Lighter oil typically has lower viscosity, while heavier oil exhibits high viscosity, which can hinder its extraction and processing. Oil viscosity also varies with temperature; it decreases as temperature increases.

- **Based on sulfur content,** oil is classified into four classes: low-sulfur, sulfur, high-sulfur, and extremely high-sulfur.

- **Specific heat capacity and thermal conductivity:** These properties determine oil's ability to absorb and transmit heat. Understanding oil's specific heat capacity and thermal conductivity is crucial in various aspects of the oil industry, including equipment design and operation, evaluating thermal insulation effectiveness, ensuring safety, and more.

- **Electrical properties:** Some types of oil may exhibit electrical conductivity, which can be important for assessing their potential use in electronics or in situations where grounding static electricity is required. Similarly, the chemical properties of oil determine its ability to undergo chemical reactions and interact with other substances. Let's consider some of them:

- **Oxidative stability:** Oil possesses a certain degree of resistance to oxidative processes.

- **Flammability:** Many components of oil, especially light hydrocarbons, have the ability to self-ignite when exposed to a heat source or flame.

- **Reactions with other substances** (such as oxygen, water, acids, alkalis, etc.).

- **Reactions at high temperatures:** At high temperatures, oil can undergo decomposition and pyrolysis, forming various gases, liquids, and solid residues. These processes can occur under conditions of high temperatures in oil wells, during oil processing, or in fires.

- **Corrosion properties:** Some components of oil may exhibit corrosive activity and the ability to induce corrosion on metallic surfaces they come into contact with. This can lead to damage to equipment and pipelines in oil installations.

Understanding these properties plays a crucial role in the development of methods for oil extraction, transportation, processing, and utilization, as well as in assessing its impact on the environment.

In conclusion, it is important to reiterate that oil is a vital natural resource with immense significance in the modern world:

- **Energy source:** Oil remains a primary source of energy used to power transportation, industry, and heating.

- **Industrial raw material:** Oil serves as a raw material for the chemical industry, where it is used in the production of plastics, synthetic fibers, and other products.

- **Economic importance:** The oil industry is one of the largest in the world, creating jobs and stimulating economic growth.

- **Geopolitical significance:** Oil plays a significant geopolitical role, as its reserves and trade routes can influence relations between countries.

- However, the use of oil is also associated with risks to the environment:

– Pollution: The combustion of oil and oil products releases pollutants into the air, water, and soil.

– Environmental risks: Oil extraction, transportation, and processing can lead to leaks and spills, causing damage to ecosystems.

Therefore, while oil is an indispensable resource, its use requires a responsible approach considering the environmental consequences.

References

1. Ryabov V. D. Chemistry of Oil and Gas: A Textbook / Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. 3rd edition. 2023.

2. Ivashkina E. N., Yuriev E. M., Beshagina E. V. Chemistry of Oil and Gas: A Textbook., 2022.

3. Kostromin R. N. Chemical Composition of Oil: a textbook. Kazan : KNITU, 2018.

4. Chemistry and Technology of Oil and Natural Gas / Ed. by V.I. Bagratuni. Moscow : Akademiya, 2006.

5. <https://education.nationalgeographic.org/resource/petroleum>.

MODELING THE HYDRODYNAMICS OF A DRILL BIT AS A WAY TO IMPROVE THE CIRCULATION OF DRILLING MUD DURING THE CONSTRUCTION OF EXPLORATION WELLS

N. M. Belov¹

Supervisors: *A. I. Bogdanova², P. G. Petenev³*

^{1,2,3}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

An increase in the volume of exploration and the development of new fields entail requirements for improving drilling techniques and technology. Today, one of the key problems in the construction of exploration wells is a significant increase in their depth. In practice, the depth of exploration wells can be from several meters to ten kilometers or more. The use of drilling mud to clean the face from the destroyed rock (sludge) and cool the rock-destroying element is a prerequisite in the drilling process. However, as the depth of the well increases, it is necessary to increase the supply of solution in order to overcome the resulting hydraulic resistance.

At great depths, when drilling with the wire-line tool (removable core receiver projectile), the problem of high pressures appears during the circulation of drilling mud due to small gaps and an increase in hydraulic resistance, which worsens the working conditions of drilling equipment. This problem also arises when drilling in difficult geological conditions, where rock swelling and collapse of unstable well walls are noted [1].

For more productive drilling in complicated conditions, it is necessary to change the rheological and structural-mechanical properties of the drilling fluid to preserve the integrity of the well and further drilling. At the same time, with an increase in rheological parameters, the problem of pumping drilling mud in narrow flushing channels and the annular space of the SSK complex arises.

The sum of hydrostatic pressure (P_{GS}) and pressure losses in the annular space ($\Delta P_{a.s.}$) is called hydrodynamic pressure (P_{GD}).

If the Darcy-Weisbach formula is used to calculate $\Delta P_{a.s.}$, then without taking into account pressure losses between the connections of drill pipes and the walls of the well, the value of the hydrodynamic pressure (P_{GD} , Pa) will be equal to:

$$P_{GD} = P_{GS} + \Delta P_{a.s.} = \rho \cdot g \cdot H + \sum_{i=1}^n \{ \lambda \cdot i \cdot (v_i^2 \cdot \rho \cdot l_i) / [2 \cdot (D_i - d_{ext})] \},$$

where n is the number of intervals of the annular space with a constant gap between the pipes and the walls of the well; λ is the coefficient of hydraulic resistance during the movement of the drilling fluid in the i -th interval of the annular space; v_i is the flow rate of the drilling fluid in the i -th interval of the annular space (m/s); l_i is the length i – the interval of the annular space with a constant gap between the pipes and the walls of the well (m); D_i – the diameter of the well in the i – th interval (m); d_{ext} – the outer diameter of the pipes in the i – th interval of the well (m).

Of these two pressures, only the hydrodynamic one is regulated (controlled). This means that a decrease in the value of hydrodynamic pressure is possible due to a decrease in the density, viscosity, flow rate of the drilling fluid and an increase in the gap between the drill pipes and the walls of the well, as well as the design features of the rock-crushing tool.

An increase in the density of the washing liquid has a negative effect on the penetration rate. With an increase in the hydrodynamic pressure at the bottom of the well, the mechanical drilling speed decreases significantly. This is due to the deterioration of the conditions for separation and movement of drilled rock particles from the face due to an increase in the pressure drop pressing them against the face. Rock particles are held at the bottom by forces due to the difference between the hydrodynamic pressure at the bottom and the pore pressure (P_p) in the drilled formation, which is commonly called differential pressure (P_D):

$$P_D = P_{HG} - P_{HS}$$

There are several ways to reduce the hydrodynamic pressure created in the bottomhole part of the column set:

- reducing the consumption of drilling mud;
- reduction of rheological characteristics of the drilling mud, for example, viscosity, shear stress;
- increasing the ring space;
- the use of special structures of rock-crushing tools, core sets and drill pipe columns.

For drilling with core sampling by the SSC complex, impregnated diamond crowns are used, which have ideal ratios of penetration rate to service life. They are highly resistant to matrix abrasion. The use of special designs of the ends of the matrices of the impregnated rock-breaking tool also contributes to the reduction of hydrodynamic pressure.

In order to comprehensively solve the problems of high pressure in the circulation system of the wire-line tool, we conducted a simulation of the flow of drilling mud according to the internal (annulus space) and external (annular space) geometry of the core set. The pressure concentration occurs inside the core pipe; therefore, it is necessary to develop a design in which there will be more clearance for the passage of liquid, but design changes do not affect the transverse size of the core [2-3].

Many researchers have been developing technical solutions to combat high pressures.

Among them, bits of special design for converting the flow of drilling mud in the bottom-hole part of the core set are of particular interest to us [5] as well as research aimed at finding solutions to reduce hydrodynamic pressures through the use of solutions with a low solid phase content and the use of bits of special geometry [4].

A standard diamond bit with a standard hole opener was considered (Fig. 1), which is currently used in production, and a simulation of fluid flow was performed in the ANSYS CFX program, where type B is the end of the bit; section A–A is a view of the expander; 1 is the flushing channels through which the drilling fluid flows, and 2 – diamond sectors of the matrix; 3 – rock-destroying element of the hole opener; 4 – stabilizer of the core receiver. For modeling, a standard model was taken, which showed the flow of liquid through the casing string-borehole annulus and annular spaces through which the solution flows. Parameters for modeling: rotation speed – 1000 rpm; flow rate of flushing liquid – 60 l/min; depth – 1000 m; liquid – technical water; bit diameter NQ – 75.2 mm; expander diameter – 76 mm.

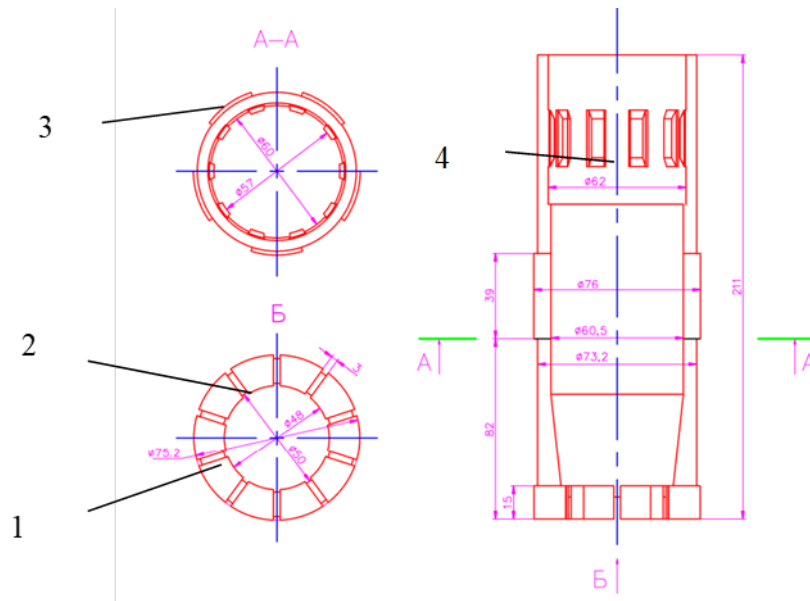


Fig. 1. Bit with standard matrix shape

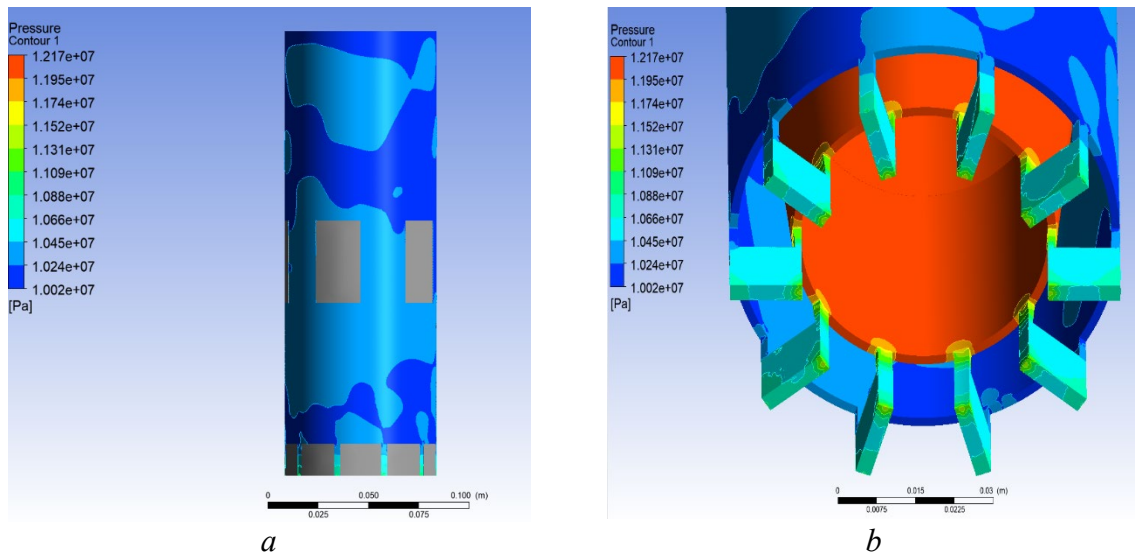


Fig. 2. Results of modeling the hydrodynamics of a bit with a standard matrix shape:
a – side view with a bit and a hole opener;
b – the end of the matrix without a matrix model and a hole opener

According to the results of this simulation (Fig. 2), it is clearly visible that the flow of drilling mud is carried out evenly through all channels. It is also seen that high pressure is created even in the bottom-hole zone in the space between the drill pipe column and core receiver pipe. Next, we observe a decrease to some extent in the pressure in the space of the flushing channels. As the drilling fluid flow moves into the annulus from the annular space, the pressure decreases.

A comprehensive solution is needed to reduce pressure in difficult geological conditions and studying the influence of the shape and size of the drilling shell structure will allow us to find out most accurately which changes can reduce the hydrodynamic pressure to the greatest extent.

References

1. Neskromnyx V. V. Razrushenie gornyx porod pri provedenii geologorazvedochnyx rabot. Krasnoyarsk: Sib. feder. un-t, 2015. 396 s.
2. Kalinin A. G., Oshkordin O. V., Pitserskiy V. M. Razvedochnoe burenie: uchebnik dlya vuzov. M. : OOO «Nedra – Biznescentr», 2000. 748 s.
3. Kornilov N. I., Blinov G. A., Kurochkin P. N. Tekhnologiya bureniya skvazhin almazny`m instrumentom pri vy`sokix skorostyax vrashheniya. M. : Nedra, 1978. 237 s.
4. Almaznaya burovaya koronka: pat. № 177303 Rossiyskaya Federaciya, MPK E 21 B 10/48. Zayavl. 01.12.2015; opubl. 10.04.2016.
5. Almaznaya koronka: pat. № 1355686 Soyuz Sovetskix Socialisticheskix respublik, MPK E 21 B 10/48. Zayavl. 30.11.1984; opubl. 30.11.1987.

THE ROLE OF GAS HYDRATES IN MODERN ENERGY: FROM THEORY TO PRACTICE

A. V. Vasilchenko¹

Supervisor: *E. V. Tsigankova²*

^{1,2}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

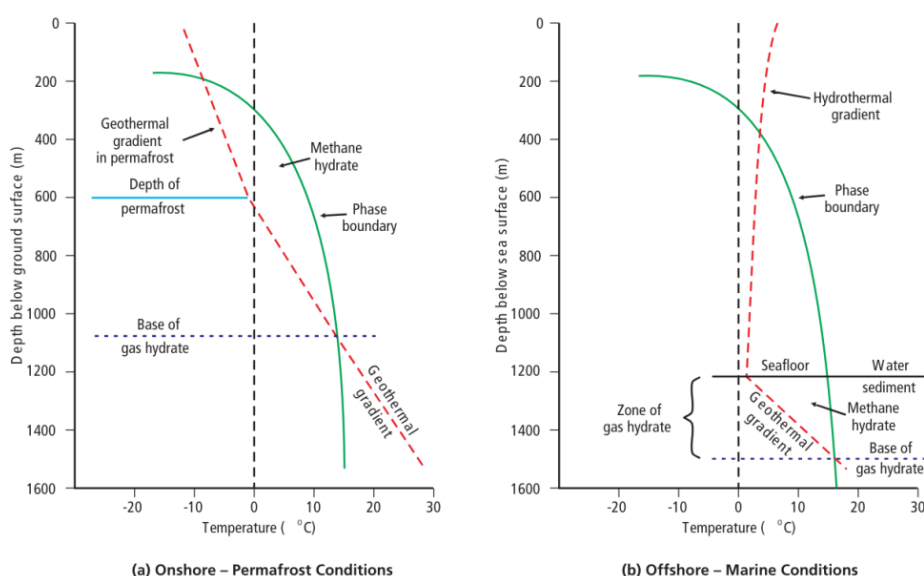
In the quest for sustainable and clean energy sources, the oil and gas industry faces a paradox of gas hydrates. These ice-like substances, composed of water and natural gas, hold the promise of vast energy reserves.

Gas hydrates are ice-like solid compounds that naturally form (or can be formed) under certain conditions of pressure and temperature (P–T) within a gas/water mixture where water molecules hydrogen bond together forming a crystalline lattice and are known as hydrates or clathrates (terms are used interchangeably).

Hydrogen is a clean energy carrier, and its storage in gas hydrates is gaining attention due to the high energy density and the potential for large-scale storage. Gas hydrates can store hydrogen at much lower pressures compared to traditional high-pressure gas cylinders, making it safer and more efficient. One cubic meter of gas hydrates contains approximately 160 cubic meters of methane or 120-140 meters of hydrogen in its gaseous form.

Transporting gas in the form of gas hydrates can potentially be economically more favorable. The transportation of liquefied natural gas (LNG) in tankers is associated with high energy costs because it requires maintaining steady cryogenic temperatures. Moreover, there is a high gas explosion hazard associated with LNG. In contrast, gas hydrates can be transported under milder conditions of temperature and pressure, which can reduce the risk and cost associated with transportation. Additionally, the volume reduction when gas is converted to hydrates means that more gas can be transported per shipment, potentially leading to cost savings in shipping and handling.

However, their extraction poses significant technological and environmental challenges.

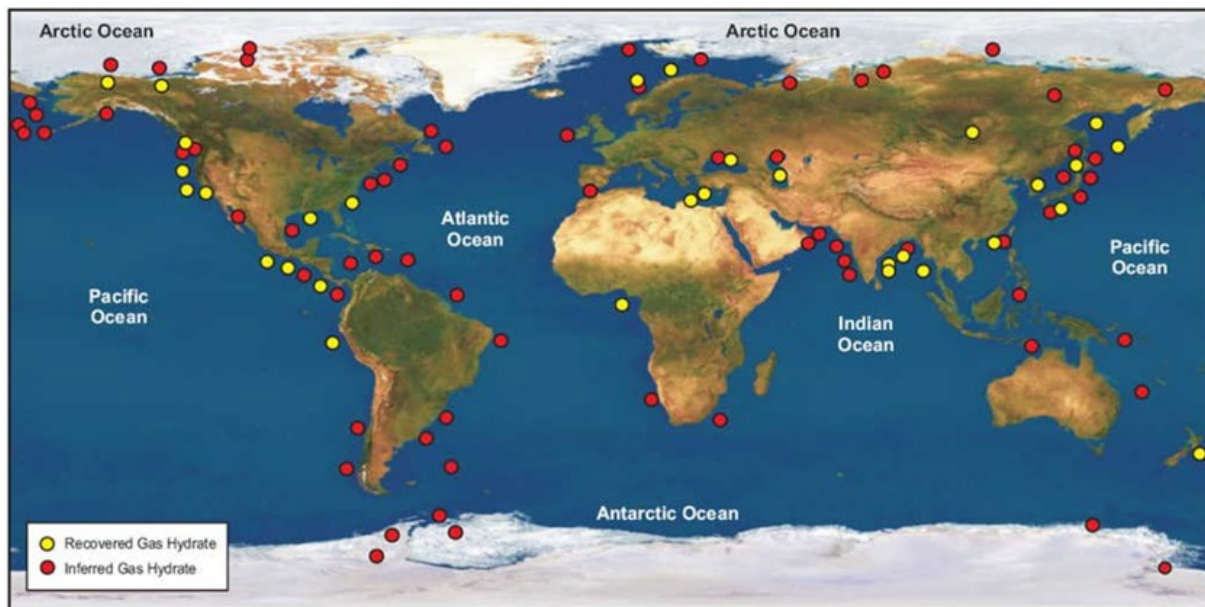


Gas hydrates are very sensitive to changes of pressure and temperature (P–T). Drilling through gas hydrate formations can lead to their dissociation, resulting in changes in well temperatures, pore pressures, and stresses, which in turn can lead to plastic deformation and instability of the well.

One of the biggest technological challenges is the difficulty of detecting gas hydrates using seismic methods, which are a primary tool in the oil & gas industry.

The production of gas from hydrate structures leads to the destruction of the solid structure, creating challenges when drilling into these formations.

The increase in temperature, which can be caused by a hot drill bit, warm drilling fluids, or subsequently by the rise of high-temperature formation fluids through the well, as well as the addition of hydrate inhibitors to drilling solutions (to prevent the formation of hydrates in the well or drill string in case of a gas kick), can change the chemical composition of pore fluids in the sediments.



Politically, gas hydrates are at the center of a complex scenario. As a new source of natural gas, they could alter geopolitical dynamics, especially in regions like the Arctic, where vast reserves are believed to exist, or Africa, where small poor countries may gain access to potentially large reserves of natural gas. The ownership and extraction rights of these resources can lead to political disputes, as nations may vie for control over these untapped reserves.

However, the environmental implications of gas hydrates are a cause for concern. As the planet warms, the potential thawing of these hydrates could release large quantities of methane (a potent greenhouse gas) into the atmosphere, exacerbating climate change. The delicate balance of extracting gas hydrates without triggering environmental repercussions is a subject of intense study and debate.

In conclusion, while gas hydrates hold the promise of being a more efficient and potentially safer method of transporting gas, contributing to energy security, they also pose environmental risks and political challenges that must be carefully navigated. The future of gas hydrates as an energy resource hinges on technological advancements, responsible management, and international cooperation.

References

1. <https://gefira.org/en/2017/08/23/methane-clathrates-another-revolution-in-the-gas-industry-in-the-making>.
2. <https://cca-reports.ca/reports/energy-from-gas-hydrates-assessing-the-opportunities-and-challenges-for-canada>.
3. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/6/2866>.
4. <https://doi.org/10.3390/en16062866>.
5. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4614-3348-4_37.
6. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-16-4505-1_9.
7. https://mdpi-res.com/d_attachment/energies/energies-16-02866/article_deploy/energies-16-02866-with-cover.pdf?version=1679868124.
8. https://mdpi-res.com/d_attachment/energies/energies-16-02866/article_deploy/energies-16-02866.pdf?version=1679303677.
9. <https://doi.org/10.3390/en16062866>.
10. <https://phys.org/news/2024-03-geologists-evidence-gas-hydrates-manila.html>.
11. <https://geology.com/articles/methane-hydrates>.
12. <https://www.energy.gov/fecm/gas-hydrates>.
13. <https://oilandgasoverview.com/challenges-facing-the-oil-and-gas-industry-and-how-to-solve-them>.
14. <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/oil-and-gas-industry-outlook.html>.

CALCULATION OF LOADS ON THE DERRICK HOIST SYSTEM USING THEORETICAL MECHANICS METHODS FOR OIL AND GAS INDUSTRY AND THE MINING INDUSTRY

A. A. Karpov¹, A. V. Zubkov², E. M. Gubanova³

Supervisors: T. G. Kalinovskaya⁴, A. I. Bogdanova⁵, M. V. Savelyeva⁶

^{1, 2, 3, 4, 5, 6}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Every year the volume of gas and oil production in Russia is growing and drilling is an integral part of the mineral extraction process. A special rig is used to drill deep wells for oil or gas. A drilling rig is a whole complex of equipment, each part of which performs its own function in the technological process. A drilling derrick is a structure in the form of a truss made of metal structures designed for lowering and lifting operations of the drill string or components of the rig. The most widely used in the designs of modern drilling rigs are mast double-supported derricks [1].

An important and responsible process during installation or dismantling of the derrick is its raising or lowering. The derrick lifting device is «a frame with a bypass roller, one side of which is attached by rope «reins» to the gantry posts, the other side – to the hook of the mounted hoist system. The second bypass roller is located on the edge of the rotor platform on the side of the drilling winch» [2].

During lifting or lowering, if loads are incorrectly calculated or equipment for derrick installation is incorrectly selected, the hoist system of the lowering device may be subjected to loads exceeding the strength of the hoist ropes. In such cases emergency situations may occur. Therefore, the purpose of our study was the application of the laws of theoretical mechanics and the calculation of kinematic and force parameters of the equipment of the lowering device. They are related to each other by nonlinear relationships; therefore, this study is of interest. As the main task, we had to determine the optimal combination of these parameters.

For calculations we used the method of theoretical mechanics, where the motion of the derrick during lifting and lowering is described by the differential equation of rotational motion of the body [3]. The derrick of height l rotates under the action of the tension force of the rope T , fixed at a distance c from the axis of rotation and

moving uniformly at speed u .

Differential equations of rotation of the tower, according to the scheme shown in Fig. 1, are as follows:
at lowering

$$I_y \varepsilon = m_y (\bar{F}_k^e) = mg \frac{l}{2} \sin \varphi - Tc \cos \varphi, \quad (1)$$

at lifting

$$I_y \varepsilon = m_y (\bar{F}_k^e) = -mg \frac{l}{2} \sin \varphi + Tc \cos \varphi, \quad (2)$$

where, $I_y = ml^2/3$ – moment of inertia of the tower relative to the y -axis of rotation y .

In the research, we use the method proposed in [3] applications to determine the angular velocity of the tower through the analysis of the velocities of the movement of the point B

of the rope attachment to the tower. Hence, here is the dependence on the speed of the rope and the angle from which the rope tension force is expressed:

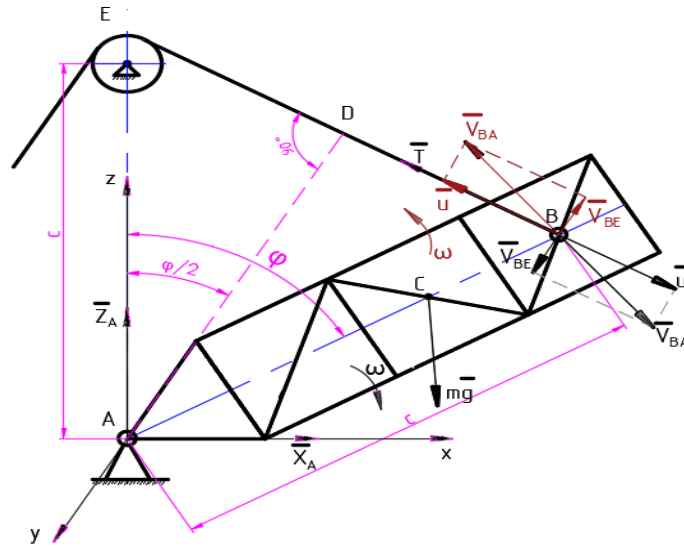


Fig. 1. Calculation scheme of derrick lifting/descent

$$T = \frac{ml}{c} \left[g \pm \frac{lu^2}{6c^2 \cos^4(\frac{\varphi}{2})} \right] \sin(\frac{\varphi}{2}), \quad (3)$$

In (1), the sign «-» corresponds to lowering, and the sign «+» refers to lifting of the derrick. Analysis of equation (3) shows that in the process of lowering the derrick there is a case when at a certain speed of rope movement u the rope tension force T decreases to zero (the expression in square brackets turns to zero). In the operation of the lowering and lifting the device, there is a situation when in the process of lowering the tower when the rope is fed at high speed, the rope tension is weakened. To avoid such cases, the speed of rope feeding when lowering the tower is limited by the condition:

$$u \leq u_{max} = c \sqrt{\frac{1,5g}{l}}, \quad (4)$$

According to the obtained dependences, we calculated the maximum speed of rope feeding and the force of its tension in the process of raising and lowering the derrick for the real drilling rig UM-45/225-R.

The calculation showed that when lowering the derrick the maximum speed of rope feeding was 22.2 m/s for $c = 40$ m and 25 m/s for $c = 45$ m. Fig. 2 (a,b) shows the graphs of the change in the tension force of the hoist rope in the process of lowering and raising the derrick.

Calculations of the rope tension forces at lowering the tower (Fig. 2, a) showed that at the maximum speed of the rope feed u_{max} at the inclination of the tower below 30° to the horizon there is a sharp weakening of the rope. With decreasing speed, the effect of weakening disappears. And the tension forces smoothly increase until the complete lowering of the tower. It can also be noted that the loads on the hoist rope increase significantly with decreasing distance from the rope attachment point to the derrick rotation axis (Fig. 2, b) and practically do not depend on the rope speed in the zone of speeds up to 5 m/s both at lifting and lowering of the derrick.

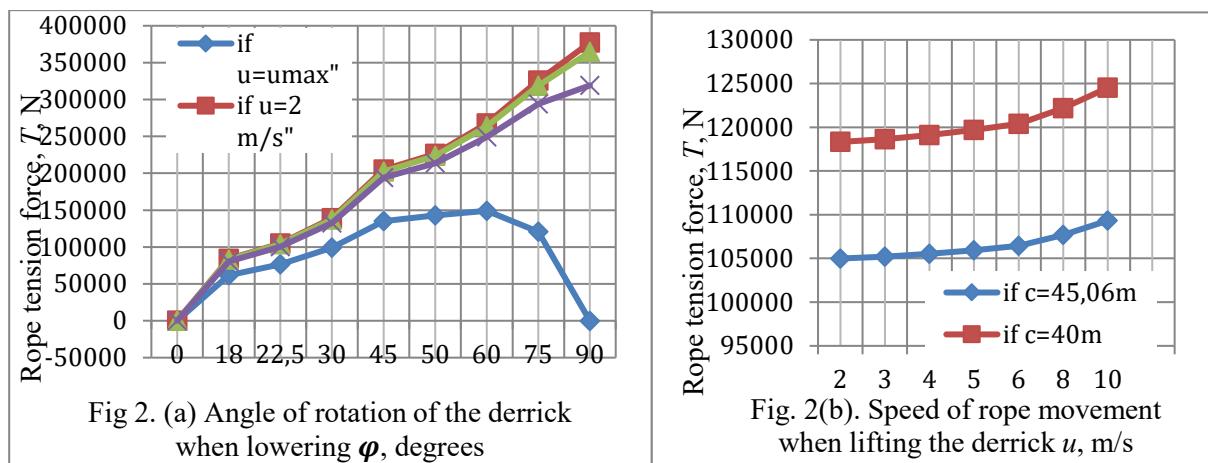


Fig. 2. Dependences of the rope tension force

References

1. Kolesnikov I. V. Research of the lifting process of the A-shaped derricks of drilling rigs and the optimal design of their lifting mechanisms: Cand. Sci. (Techn.) Dissertation: 05.02.13. Moscow, 2004. 161 c.
2. Installation and operation of the drilling equipment: textbook / M.A. Samokhvalov // Tomsk Polytechnic University. Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University, 2010. 312 c.
3. Perevalov V. S. Collection of solutions to problems in theoretical mechanics with examples from mining engineering and technology. P. 3. Dynamics / V.S., Perevalov G.A. Dobroborsky, L.M. Liansberg [and others]. Moscow: Moscow State Mining University Publishing House, 2000. 272 c.

THE WHO, WHAT, WHEN, WHERE AND WHY OF VOLUNTEER TRAINING DRILLS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

N. A. Kovalyunas¹

Supervisors: *A. A. Ryabinin², T. S. Galich³*

^{1, 2, 3}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

The Why

Oil production facilities are considered to be a fire-prone zones due to potentially explosive materials, highly flammable and combustible liquids, radioactive substances, complex electrical equipment, hot surfaces and machinery, welding and cutting operations. All of the mentioned introduce a risk of fire and explosion that should be minimized in order to avoid subsequent injuries, loss of life, immense destruction of infrastructure and property, let alone potential damage to ecosystems. Therefore, adopting fire safety measures is paramount and imperative in the oil and gas industry.

Such primary measures as performing regular fire inspections, developing evacuation routes, implementing safety policies and regulations, installing alarms and sprinkles, mass notification systems, implementing dangerous gas monitoring systems turned out to be efficient when it comes to ensuring safety. However, in a petrochemical-rich environment fire safety officers are still concerned with what to do in the event of a fire before a fire brigade arrives.

Fire emergency response volunteer team (VRT) is offered to complement preventative measures. Designating trained personnel as a part of a response team in situ helps to provide efficient coordination during a fire outbreak. Thus, the article shed light on what a fire emergency response volunteer team is, and how volunteer training drills are conducted. This information might presumably be of practical value to those who are going to work in the oil and gas industry, especially to shift employees.

The Who & What

Fire emergency response volunteer team (*VRT*) also is known in Russia as a fire emergency response volunteer brigade. According to the Federal Law 100-FZ, Article 10, dated May 6, 2011 “On Voluntary Fire protection”, any volunteer team consists of persons who are over 18 years old, and satisfy medical requirements and standards to be able to perform the following *duties*:

- to prevent fires: identify vulnerable areas, improperly stored materials, broken equipment, buildup of flammable substances;
- to extinguish fires: be able to use fire suppression tools and equipment, know how to operate and use them properly;
- to carry out emergency response and rescue operations: warn and evacuate employees to designated evacuation zones, be aware of escape routes [1].

According to GOST 58853-2020 “Production services. Volunteer fire department. General requirements”, volunteer teams perform the following *functions*:

- carrying out volunteer patrols;

- conducting fire prevention awareness campaigns;
- conducting training of volunteer personnel;
- submitting proposals for improving legal acts on fire safety;
- submitting proposals to add information about voluntary firefighters and public associations of fire protection to the register as well as to exclude information from the register list;
- establishing effective communication with PR and mass media [2].

The When & Where

Fire emergency response volunteer team won't be able to control a fire outbreak without knowing how to handle fire suppression means and operate personal protective equipment. Volunteer fire drills are introduced to familiarize volunteer teams with appropriate course of actions and teach a team cooperation in case of a fire incident. Before running a fire drill, the following stages should be taken into consideration

Training (for scheduled fire drills): this stage is highly important to consolidate skilled of a simulated fire suppression.

Monitoring and testing (for "live" fire drills): this stage is introduced to monitor on-duty volunteer fire patrols and examine their skills to extinguish fires at oil and gas facilities.

Such fire drills usually occur twice per shift and help personnel to deal with various emergencies that may arise in the workplace.

To illustrate how exactly a volunteer fire drill is performed, let us consider a case of a simulated tank farm fire. According to the background note (see Table 1), depressurization of the oil tank flap resulted in oil leakage and subsequent ignition. The area of 30 square meters was in fire.

Table 1

The background note for a simulated tank farm fire

Cause of a fire	Depressurization of the oil tank flap
Consequences	Oil leakage Ignition
Fire spread	30 square meters

In the Table 2, you can see the timeline for a possible scenario of a fire drill at a refinery, which takes just 18 minutes.

Table 2

A fire drill scenario at a refinery: a simulated tank farm fire [3]

10:10	The mechanic is notified about the fire incident.
10:11	The mechanic notifies the fire department and applies primary means of fire extinguishing.
10:13	An operator 1 reports to on-site fire department of a refinery. On site-fire department activates an automatic fire suppression system and follows an emergency plan
10:13	A fire engine arrives from the depot.
10:15	A fire engine arrives at the fire scene.
10:16	5 members of a fire emergency response volunteer team arrive at the fire scene.
10:24	Two hose lines are laid to the scene of the fire. 2 foam generators are used supply foam and put out the fire.
10:25	Foam is still being supplied.
10:26	The fire is fully contained.
10:28	Automatic fire suppression system have worked in a regular mode. Fire is extinguished.

To conclude, conducting regular and effective volunteer fire drills may contribute to the control of a real-time fire outbreak before a fire brigade arrives at a fire scene.

For a successful implementation of volunteer fire drill, the following plan has been devised:

1. Defining the topic of the drill;
2. Instructing of the head of the volunteer drill:
 - choosing the means of fire suppression and appropriate extinguishing agents
 - determining possible material and technical resources and the State fire services involved;
 - creating a plan or a diagram of the involved resources for a fire drill.
3. Coming up with the scenario for the drill.

References

1. Federal Law 100-FZ, “On Voluntary Fire protection” [Electronic resource]. 2011. Access mode: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_113763/
2. GOST 58853-2020 “Production services. Volunteer fire department. General requirements” [Electronic resource]. 2020. Access mode: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293721/4293721370.pdf>
3. Regulations on the organization of firefighting training at facilities of JSC “Transneft” [Electronic resource]. 2019. Access mode: <https://pozhpriekt.ru/nsis/TexReg/or-transneft/or-03.100.30-ktn-071-06.htm>.

THE USE OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY IN OIL FIELDS

A. I. Kurkina¹

Supervisor: *K. A. Melnichenko²*

^{1,2}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

The aim of the study is to evaluate the feasibility of applying polymer flooding, non-stationary water flooding on selected areas. Currently, the tasks of implementing new oil production technologies that can significantly increase oil recovery from already developed reservoirs, where extracting significant remaining oil reserves using traditional methods is no longer feasible, are relevant. The average ultimate oil recovery from reservoirs in various countries and regions ranges from 25 to 40%. In Russia, polymer flooding technologies have been applied on an industrial scale at fields in the Samara region, the republics of Bashkortostan, Tatarstan, and Udmurtia, Western Siberia, the North Buzachinsky oil and gas-bearing region, and other oil-producing regions of the country. The need to increase the efficiency of oil field development is also present in numerous sites around the world: the USA, Canada, China, France, India, Indonesia, Venezuela, Germany, Brazil, Argentina.

Usually, during field exploitation using the water flooding method, breakthrough of water into production wells is observed even with a small production rate (not exceeding 10%) of recoverable reserves. Typically, polymer flooding is applied in cases of unfavorable mobility ratios during water flooding or in heterogeneous reservoirs, where injecting polymer can help reduce water mobility in high-permeability zones, supporting the displacement of oil from low-permeability zones.

Let's consider the methods currently being used to improve oil recovery:

Thermal methods include in-situ combustion, displacement of oil with hot water, and cyclic steam stimulation. The advantages lie in effectively reducing the viscosity of the oil and increasing oil recovery from hard-to-recover reserves, as well as the ability to utilize geological conditions. The disadvantages include the need for high energy input to create and maintain high temperatures in the reservoir, and the possibility of environmental pollution.

Gas methods involve injecting air into the reservoir, using hydrocarbon gas for reservoir stimulation, and injecting carbon dioxide into the reservoir. The advantages include improving oil recovery and being more environmentally friendly compared to thermal methods. The drawbacks include high costs of gas injection and maintaining gas pressure in the reservoir, potential changes in the geological structure of the reservoir, and the explosive nature of some gases.

Chemical methods involve displacing oil with surfactant solutions, polymer solutions, and alkaline/acid solutions. The advantages include improving the interaction between oil and reservoir rocks, high selectivity allowing precise targeting of oil and increasing its recovery, and application without significant changes in the extraction process. The disadvantages include high economic costs of chemical agents, negative environmental impacts without proper process control leading to deposit formation and reservoir contamination.

After reviewing the advantages and disadvantages of the aforementioned EOR techniques, I propose to enhance the chemical method by using polymer flooding with the addi-

tion of nanoparticles through a reservoir pressure maintenance system. Polymer flooding is used in cases of unfavorable mobility ratios during water flooding or in heterogeneous reservoirs, where polymer injection can help reduce water mobility in high-permeability zones, aiding in displacing oil from low-permeability zones.

What is the main principle of operation? The polymer, in our case polyacrylamide (The advantages of polyacrylamide non-ionic derivatives compared to other types of uncharged polymers are the high hydrophilicity of polyacrylamide, commercial availability of the starting acrylamide), eliminates high-permeability zones of the reservoir, while silica dioxide nanoparticles (SiO_2) have a washing effect, improving the wettability of rocks by reducing the oil contact angle.

An important element in my proposed solution is the contact angle. The value of the contact angle indicates the degree of intermolecular interaction between liquid particles and the solid surface. The contact angle is the angle formed by tangent planes to the interfacial surfaces bounding the wetting liquid, and the apex of the angle lies on the interface between three phases.

A low contact angle allows for easier and more efficient displacement of oil from a porous medium.

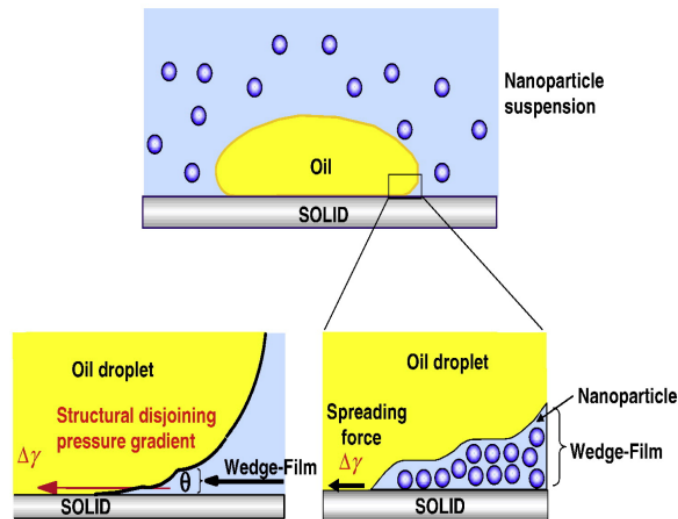


Fig. 1. Wedge film enclosing nanoparticles, showing a structural wedging pressure gradient

Let's try to describe this method. The injection of this nanosuspension will occur cyclically, that is, injection will first occur, and further delivery of reagents using water to the displacement front. As a result, we will get an alignment of the pickup profile and the displacement of oil will take place more evenly.

I will cite a number of advantages of polymer flooding using silicon dioxide nanoparticles in comparison with other methods:

Increased oil recovery:

The combination of polymers and nanoparticles helps to increase the oil recovery rate. This is achieved by reducing the marginal angle of oil wetting and increasing the permeability of the reservoir in the oil phase.

Reducing polymer retention:

Nanoparticles can reduce the problems associated with the adsorption and retention of polymers in the formation rocks. This leads to a more sustainable and cost-effective polymer flooding process.

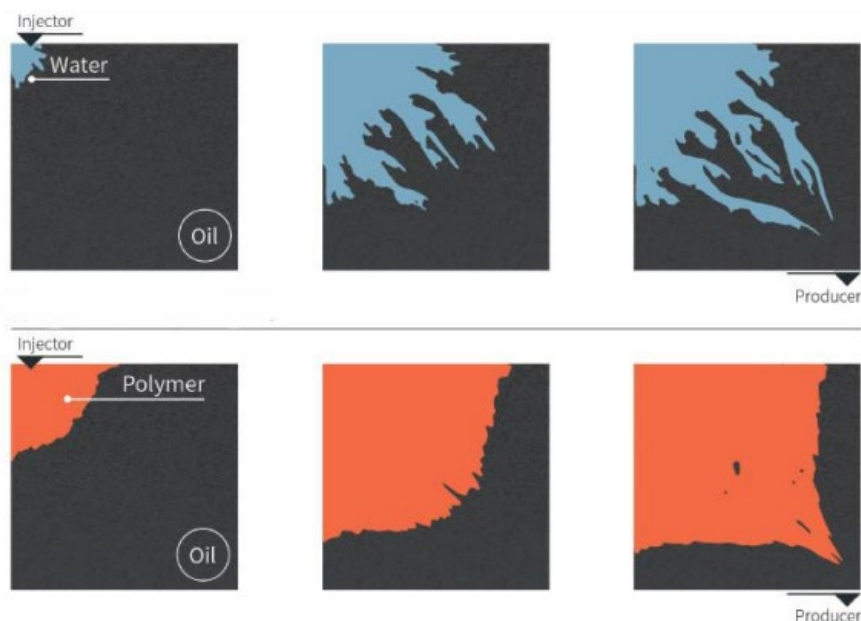


Fig. 2. The principle of polymer flooding

Reduction of water production:

Polymer flooding with nanoparticles helps to minimize water production by controlling its mobility.

Compatibility with existing infrastructure:

Polymer flooding using nanoparticles can also often be integrated into existing oilfield infrastructure without significant changes. This adaptability facilitates the implementation of this method of enhanced oil recovery in existing fields.

What effect do nanoparticles have on oil recovery?

Increasing the coverage area:

Nanoparticles increase the viscosity of the injected liquid into the reservoir. This ensures a more efficient displacement of oil, reaching areas of the reservoir that can be missed using traditional methods.

Reduction of interfacial tension and stability of the emulsion:

Nanoparticles irreversibly adsorb the fluid interface, reducing the surface tension, which leads to stabilization of fluids, and reduces the coefficient of mobility between the displacing and displaced fluids.

We will evaluate the effectiveness of this MUN in the North Buzachinsk oil and gas region.

The assessment of technological efficiency is carried out by comparing the operational indicators of oil-producing facilities (wells, sites) obtained as a result of the application of the polymer flooding method with the indicators of the basic version, which would be characteristic of this facility. All data on wells are taken from open sources. In this paper, I made a forecast for the next 10 years. Graph 1 shows the change in the oil recovery intensity coefficient for the period from 2019 to 2033. The Exlec program was used to calculate the data.

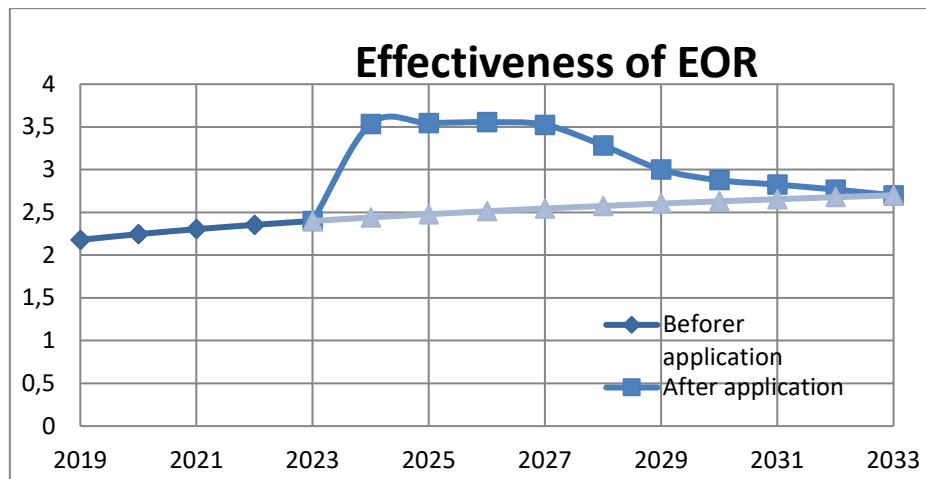


Fig. 3. Evaluation of effectiveness of EOR

I have made calculations to assess economic efficiency, we will take into account the costs of purchasing reagents, equipment, and labor.

Let's take into account that oil trim should be about 20% of V_{core} , let's take V_{pore} for 500,000 m³, which means.

$$V_{Trim} = V_{core} * 0,2 = 500\ 000 * 0,2 = 100\ 000\ m^3, \quad (1)$$

is the volume of the calculated edge.

Let's assume a solution with a density of $\rho = 1150\ g/m^3$, let's take the ratio of the viscosities of oil and polymer

$$\frac{\mu_o}{\mu_p} = 0,7, \quad (2)$$

The polymer content is 0.05% by weight and the nanoparticle content is 0.1% by weight of the entire trim.

- weight of the entire trim

$$m_{trim} = 1.15\ kg/m^3 * 100,000\ m^3 = 115,000\ kg, \quad (3)$$

- weight of the polymer

$$m_p = 115,000\ kg * 0.05 = 5750\ kg, \quad (4)$$

- price per polymer

$$400\ P/kg * 5750\ kg = 2,300,000\ P, \quad (5)$$

- the mass of nanoparticles

$$m_n = 115,000\ kg * 0.1 = 11,500\ kg, \quad (6)$$

- price for nanoparticles

$$m_{trim} = 1.15\ kg/m^3 * 100,000\ m^3 = 115,000\ kg, \quad (7)$$

We have accepted the volume of the injected rim of 100,000 m³, for this volume we will need 5,750 kg of polymer and 11,500 kg of nanoparticles, which will cost 9,800,000 P.

The cost of the necessary equipment: Given that the polymer solution must be pumped with a plunger or piston pump, we take into account the average cost of such a device, as well as the cost of containers in which the solution will be mixed – 500 000 P.

We estimated the cost of the necessary equipment at 500 000 P.

The cost of carrying out geological and technical measures (GTM).

The remuneration of the crew is calculated taking into account the determination of the intake capacity of the injection well, i.e. from the time for which this GTM will be carried out. Since there is no specific data on the properties of the formation in open sources, it is not possible to calculate the pick-up rate, and therefore it is impossible to calculate the exact time for which the GTM will be carried out.

Let's take as a basis the salary of one worker per month -50,000 ₺.

The costs should also include taxes that the company is obliged to pay after the sale of products

The use of nanopolymer flooding is one of the most cost-effective and cost-effective methods of increasing oil recovery under these conditions. Additives of even a small amount of nanoparticles make it possible to radically change the wettability characteristics of rocks, thereby contributing to an increase in oil recovery, and polymers act as a reliable link to strengthen the porosity of rocks. Despite the fact that innovative nanoparticles have not been studied so much experimentally, we believe that this area is the future of the oil and gas industry.

References

1. Sun Y., Donghae Y., Shi, Wu H., Cao V., He V. & Xi T. Properties of Nanofluids and Their Applications in Enhanced Oil Recovery: a Comprehensive Review. Energy & Fuels. 2020.
2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primeneniye-nanochastits-v-neftedobyche-tyazheloy-i-bituminoznoy-nefti/viewer>.
3. URL: <https://journals.ioffe.ru/articles/viewPDF/50425>.

STUDY OF THE SURFACE-ACTIVE PROPERTIES OF HUMATES

A. M. Sapegina¹, V. S. Perevalova²

Supervisor: *K. A. Melnichenko³*

^{1, 2, 3}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

The aim of this work is to study the surface-active properties of humates, that affect the dispersion and wettability of oil.

The objectives of this qualification work are:

- analysis of scientific literature on the subject of research;
- research of surface-active properties of humates;

Relevance: the increasing environmental impact of oil and petroleum products associated with the risks of oil spills during its production, storage and transportation of oil and petroleum products due to man-made accidents and natural emergencies.

The experimental part

2.1 Object of research

Humates – ammonium salts of humic acids – were obtained from peat by barometric method. The technology used, when raw material is subjected to greater degradation, increases the availability of humic acids to physico-chemical processes.

2.2 Research methods

2.2.1 Study of surface-active properties of humates

The surface-active properties of humates affecting the dispersion and wettability of oil were evaluated by the maximum bubble pressure method (Rebinder method). This method is based on measuring the pressure required for the formation of a bubble on the capillary section, and allows you to compare the surface tension of the test solution with the reference liquid (water). Thus, the study allowed us to assess the ability of humates to influence surface phenomena in oil systems.

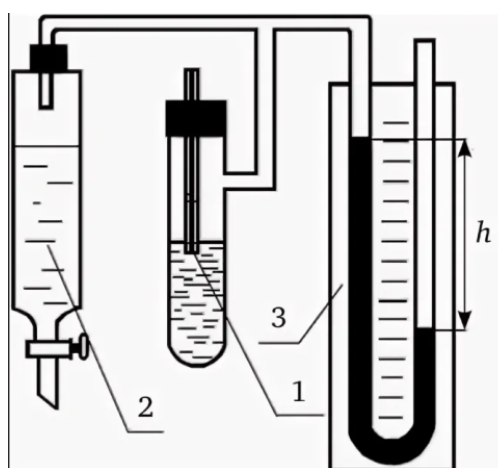


Fig. 1. Diagram of a device for determining surface tension by the method of maximum pressure of a gas bubble: 1 – a vessel with a capillary, 2 – a water aspirator; 3 – a liquid pressure gauge

The test liquid is poured into the vessel 1. A glass tube with a capillary tip passes through the stopper of the vessel. To create a vacuum in the vessel 1, a water aspirator 2 is used. The vacuum value is measured by the level difference in the liquid pressure gauge 3, in which toluene serves as the pressure gauge liquid. This device allows you to determine the surface tension at the liquid / gas interface with an accuracy of 0.2÷-0.5%.

The value of the surface tension of the test solution σ is calculated by the equation:

$$\sigma = 72,75 \frac{\Delta h_i}{\Delta h_0}, \quad (1)$$

where $i=1, 2, \dots, n$ (i is the number of the test solution); h_0 is the difference in toluene levels in the pressure gauge knees for a standard liquid; Δh_i is the difference in toluene levels in the pressure gauge knees for the i -th test solution.

As a standard liquid, distilled water is taken, the exact value of the surface tension of which is known for a wide range of temperatures. At 20°C for water $\sigma_0 = 72.75 \text{ MJ/m}^2$ (72.75 erg/cm²). Thus, the work is reduced to determining the pressure gauge readings (h_0) for a standard liquid (distilled water) and the test solution (h_i).

From the humate solution, aqueous and water-salt (sea salt concentration 3.5%) humate solutions were prepared with the following concentrations of 0.1-1.5% wt% in increments of 0.1 wt%. The samples were thermostated to a temperature of 25 C.

A solution with a known concentration was placed in a vessel with a capillary immersed in liquid. An aspirator was used to create a vacuum by forcing air bubbles to pass through the capillary. At the moment of bubble separation, the maximum pressure drop was recorded, which depended on the surface tension of the solution. Measurements were performed several times for each solution and water for comparison.

The main advantages of using surfactants in relation to oil pollution of water environments are that they have the ability to stabilize various dispersed systems and form stable emulsions (such as water-oil or oil-water).

Oil was used as a model deposit.

Experiments were performed in both fresh and salt (sea) water. Fresh water of the Yenisei River (water intake was carried out in the water area of Tatyshev Island near the cable-stayed bridge in Krasnoyarsk). Sea salt was used for modeling sea water (the salt concentration in water is 3.5%).

Evaluation of surface-active properties of humates.

To assess the surface-active properties of humates, we used the method of determining surface tension by bubble separation (P. A. Rebinder), which was mentioned above.

From the humate solution, aqueous and water-salt (sea salt concentration 3.5 wt %) humate solutions were prepared with the following concentrations of 0.1-1.5 wt % in increments of 0.1 wt%. The samples were thermostated to a temperature of 25 C.

Based on the results obtained, a graph of dependence $\sigma = f(C)$ is constructed. Since all measurements were carried out at a constant temperature, the resulting curve is called the surface tension isotherm. The results of studying the surface activity of humate solutions at the surfactant/air interface are shown in Figure 2.

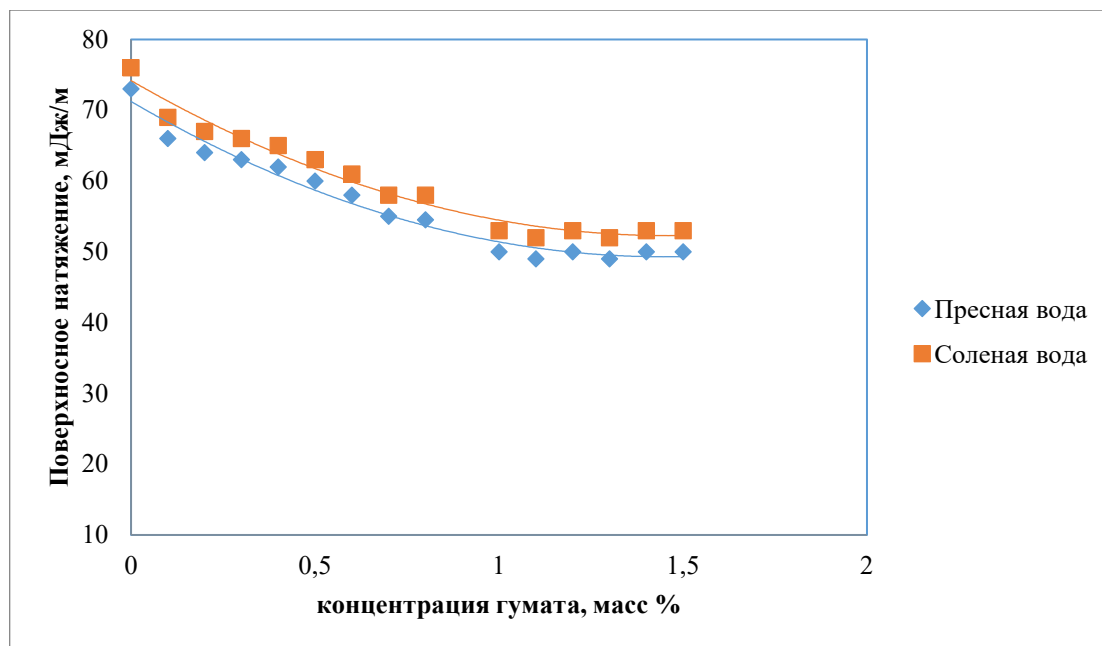


Fig. 2. Surface tension isotherm of humate solution

The obtained dependences indicate that humates have surface-active properties and reduce the surface tension index. And can be used as oil dispersants in water systems.

Conclusion

Based on the conducted studies, the following conclusion can be drawn

It is shown that humate solutions have surface-active properties, with a humate content in water of 1 % by weight. the surface tension of aqueous solutions is reduced by 30 % in fresh water and by 25 % in salt water.

References

1. Meritsidi I. A., Ivanovskiy V. A., Prokhorov A. N. et al. Technique and technologies of localization and elimination of oil and petroleum product spills : Handbook. Saint Petersburg: NPO Professional Publ., 2008. 824 p. (in Russian)
2. Guidelines for the elimination of oil spills on the seas, rivers and lakes, ed.CJSC "TSNIIMF", St. Petersburg, 2002, 344 p..
3. Application of dispersants for oil spill treatment : [technical information document]. Canterbury: ITORF, 2011. 11 p.
4. Orlov D. S. Soil chemistry. Moscow: MSU Publishing House, 1992. 259 p.
5. Orlov D. S. Properties and functions of humic substances, in Humic substances in the biosphere, Moscow : Nauka Publ., 1993. 298 p. (in Russian)
6. Kulikova N. A. Protective effect of humic substances in relation to plants in water and soil environments under abiotic stresses: dis.... doct. biol. Russian Academy of Sciences: 03.00.16, 03.00.27 / Natalia Aleksandrovna Kulikova; Lomonosov Moscow State University, Moscow, 2008. 302 p.
7. Grechishcheva N. Y. Khimicheskie nauki [Chemical sciences] // Investigation of the stabilizing ability of humic-clay complexes in relation to oil pollution of water environments: collection of scientific works / Moscow State University. Moscow, 2017, pp. 133–145.

LONG-TERM MONITORING OF PERMAFROST DEGRADATION IN KRASNOYARSK REGION: A REVIEW OF METHODS

E. I. Putintseva¹

Supervisor: *T. S. Galich²*

^{1,2} Siberian Federal University, Krasnoyarsk

The article is devoted to a critical review of methods for monitoring of permafrost degradation in the Krasnoyarsk region. Permafrost is perennially frozen ground, consisted of a naturally occurring material with a temperature colder than 0 °C continuously for two or more years. Mainly, permafrost is found in Alaska, Russia and Canada [4]. Permafrost degradation or permafrost thaw is a naturally or artificially caused decrease in the thickness or extent of permafrost, which occurs over decades to centuries [5]. An unfrozen zone within permafrost is known as talik.

Why thawing permafrost matters

Thawing permafrost covers more than 60% of Russia. When permafrost melts, the ground is no longer solid. Therefore, unstable ground begins to sway and collapse posing a serious threat to cities and critical oil and gas infrastructure, let alone the environmental damage to the area [10].

The Krasnoyarsk region is a promising territory for hydrocarbon production. For instance, Rosneft is planning to develop the region [6]. Since the northern part of the Krasnoyarsk region is covered by permafrost (about 65 %) thaw settlement and further permafrost degradation may presumably decrease the ability of permafrost to support a load and seriously affect the performance of structures constructed in permafrost regions. The estimated damage is likely to reach 10.5 billion rubles per year and this is just the tip of the iceberg [7]. Coping with permafrost collapse and restoring environmental and infrastructure damage might be long lasting and cost intensive. Therefore, it is highly significant to monitor permafrost degradation and be able to mitigate its impact.

Today, the development and implementation of a versatile approach for permafrost monitoring is first concern. Such systems should be able to monitor data, transmit the data and forecast climate-induced changes of permafrost, as well as predict quantitative risks.

The existing methods for permafrost monitoring

In the present article, we have analyzed the following methods for permafrost monitoring:

1. land surveying;
2. vibrothermography;
3. geophysical method;
4. thermometric method.

Land surveying, vibrothermography and geophysical methods are related to geotechnical monitoring. Each method has its limitations conditioned by the geology of the area, system and programming limits, capital and operational expenditures.

Land surveying helps to establish corners, lines, boundaries of land [3]. The method is cheap, simple and fast but not suitable to predict permafrost degradation since it doesn't account for the underground changes. If visible changes have been already seen, it is too late to take any action. The construction is already in danger.

Vibrothermography is used to measure only the terrain dynamics [9]. If vibrations are too strong, structures are at risk of collapsing. This method also can take into account harmless vibrations, for example from equipment. To interpret all the data received and separate the necessary vibrations from the useless, we need too many specialists, time and high-precision equipment.

Geophysical seismic method is used to create vibrations and measure the time of reflected wave from the rocks [8]. It might shed light on to what extent the rock thawed or frozen. However, this method is site-dependent because it may confuse talik with another type of rock. Geologists usually use this method to find places where the rock is changing, but during permafrost monitoring, we need to spend more time determining whether the rock has changed or whether it is the same rock, but frozen or thawed. The idea of *thermometric method* is the measurement or estimation of temperatures at which geologic processes take place. [1]. Such method can demonstrate the density of the distribution of permafrost. Thermometric method includes the drilling of the boreholes, arranging thermometric wells, creation of monitoring points, measurement of permafrost temperature at different depths, creation of core repository of soil frozen samples and data transmission to special permafrost observation stations [2].

To conclude, vibrothermography and geophysical method are much more accurate in calculations, but require an individual approach and depend on many external conditions. Due to its generality, the method might be employed for permafrost monitoring as versatile and more suitable for long-term monitoring.

References

1. A Guide to Thermistor Strings [Electronic resource]. 2003. URL: <https://www.beadedstream.com/a-guide-to-thermistor-strings>.
2. FIRST SET OF PERMAFROST MONITORING SYSTEM STARTS WORKING IN RUSSIA [Electronic resource]. 2023. URL: <https://www.rgo.ru/en/article/first-set-permafrost-monitoring-system-starts-working-russia>.
3. Land Survey [Electronic resource]. URL: <https://study.com/academy/lesson/what-is-a-land-survey-definition-types.html>.
4. Permafrost [Electronic resource]. 2024. URL: <https://www.britannica.com/science/permafrost>.
5. Permafrost Loss [Electronic resource]. 2021. URL: <https://www.undrr.org/understanding-disaster-risk/terminology/hips/en0021>.
6. Rosneft in the region [Electronic resource]. 2020. URL: https://vostokoil.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Vostochnaja_Sibir/vostokoil.
7. Scenario assessment of expected damage from permafrost degradation [Electronic resource]. 2023. URL: <https://ecfor.ru/publication/otsenka-ozhidaemogo-ushherba-ot-degradatsii-mnogoletnej-merzloty>.
8. Seismic Methods [Electronic resource]. 2003. URL: <https://archive.epa.gov/esd/archive-geophysics/web/html/index-10.html>.
9. Vibrothermographic Inspection of Composites [Electronic resource]. 2021. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1944/14/9/2436>.
10. Why Russia's thawing permafrost is a global problem [Electronic resource]. 2022. URL: <https://www.npr.org/2022/01/22/1075108299/why-russias-thawing-permafrost-is-a-global-problem#:~:text=That's%20dangerous%20for%20Russia%20because,like%20buildings%20and%20oil%20pipelines>.

MICROBIOLOGICAL METHODS OF INCREASING OIL EXTRACTION

*V. O. Rotaenko*¹

Supervisor: *E. V. Tsigankova*²

^{1,2}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

The oil and gas industry plays a crucial role in the global economy, providing energy resources that power various sectors. However, the industry is facing modern challenges that require innovative solutions to ensure sustainable production and meet growing energy demands. One of the emerging trends in the industry is the use of microbiological methods to increase oil recovery from reservoirs.

As you know, existing technologies allow you to extract at best only half of the oil contained in the fields. In this regard, there is now a noticeable increase in interest in finding ways and means to increase secondary oil production. One of these few methods is the microbiological method. Microbiological methods of enhanced oil recovery attract attention for their high efficiency and safety for the environment. Unlike chemical reagents that lose their activity as a result of dilution with reservoir waters, microorganisms are capable of self-development, i.e. reproduction and enhancement of biochemical activity depending on the physico-chemical conditions of the environment.

Microbiological methods involve harnessing the power of microorganisms to enhance oil recovery processes. These methods offer a sustainable and environmentally friendly alternative to traditional techniques, such as chemical flooding and water injection. Microorganisms can help mobilize trapped oil in reservoirs by altering the properties of the reservoir rock and fluids.

Currently, the following main directions of development and application of microbiological technologies in the oil industry are widely known:

1. increasing oil recovery;
2. stimulation of wells;
3. purification of soil and water from oil pollution;
4. cleaning (inhibition) of downhole equipment;
5. purification (inhibition) of salt deposits in downhole equipment and pipelines.

One of the key microbiological methods used in oil recovery is microbial enhanced oil recovery (MEOR). MEOR involves the injection of specially selected microorganisms into the reservoir to stimulate oil production. These microorganisms can produce surfactants, biosurfactants, and other metabolites that reduce the interfacial tension between oil and water, making it easier to extract oil from reservoirs.

Another microbiological method gaining traction in the industry is biopolymer flooding. Biopolymers are large molecules produced by microorganisms that can improve the sweep efficiency of injected fluids in reservoirs. By increasing the viscosity of the injected fluid, biopolymers can help displace trapped oil and improve overall oil recovery rates.

Microbiological methods offer several advantages over traditional techniques in the oil and gas industry.

1. increasing the productivity of oil fields;
2. increase in total oil production and the effective life of wells and fields;
3. reduction of the water content in the reservoir fluid;
4. splitting of structural aromatic rings;
5. cleavage of structural phenolic rings;
6. conversion of sulphur-containing organic compounds;
7. reduction of the concentration of metallic trace elements;
8. emulsification of crude oil.

They are cost-effective, environmentally friendly, and can be applied in a wide range of reservoir conditions. Additionally, these methods have the potential to increase oil recovery rates by up to 20%, making them an attractive option for operators looking to maximize production from existing reservoirs.

In conclusion, microbiological methods are playing an increasingly important role in addressing modern issues in the oil and gas industry, such as declining production rates and increasing environmental concerns. By harnessing the power of microorganisms, operators can unlock new opportunities for increasing oil recovery from reservoirs in a sustainable and efficient manner. As technology continues to advance, microbiological methods are likely to become an integral part of the industry's efforts to meet future energy demands while minimizing environmental impact.

References

1. Kosachuk G. P., Sagitova D. Z., Titova T. N. Methods of enhancing oil recovery in reservoirs. "Gas Industry" (Moscow), N004 6.4.2005.
2. Ibatullin R. R., Khisamov R. S., Kandaurova G. F. et al. Application of modern microbiological technologies for enhanced oil recovery at the facilities of Leninogorskneft NGDU // Oil Industry. 2005. N 7. P. 42–45.
3. Samsonova A., Makareevich A. Microbiological methods for enhancing secondary oil recovery. "Petrochemical Complex". No. 1, 2009.
4. Sharaouva A. B., Nurshahanova L. K., Tulesheva G. Application of microbiological methods for enhancing oil recovery and intensifying oil production // Young Scientist. 2014. N 8 (67). P. 307–309. URL: <https://moluch.ru/archive/67/11072>.

ACID TUNNELING AS A WAY TO INTENSIFY OIL PRODUCTION IN CARBONATE RESERVOIRS

V. A. Sobetskis¹

Supervisor: *K. A. Melnichenko²*

^{1,2}Siberian Federal University, Krasnoyarsk

Acid tunneling technology is used to improve oil production from carbonate formations in open vertical and horizontal wells. The overview discusses the features, limitations, and benefits of this technology in enhancing oil recovery globally.

Introduction

The operation of wells can lead to reduced permeability due to clogging of pores in the bottom-hole zone, resulting in decreased flow rates. This colmatation issue has led to over 10% of wells being idle and 16% with lower than optimal flow rates, causing significant losses in profits. Research will explore the benefits and drawbacks of using acid tunneling technology to improve oil production at the Kuyumbinsky field.

1. General information about the deposit

The Kuyumbinskoye oil and gas field is located within the Krasnoyarsk Territory, in the southern part of the Evenki district, on the territory of Baykitsky and partially Boguchansky districts. It is part of the Yurubchen-Tokhonsk oil and gas accumulation area.

2. Description of the technological process of acid tunneling

Creation of extended lateral trunks in the productive interval using the natural properties of carbonate rocks.

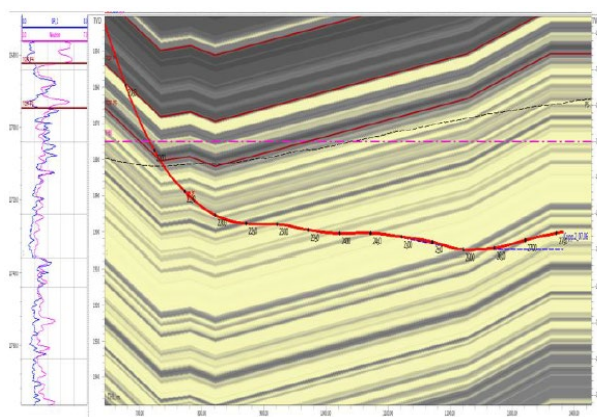


Fig. 1. Acid jet drilling

Extended lateral trunks are created in carbonate rocks using acid injection through a nozzle lowered into the well. The nozzle dissolves part of the formation, forming a tunnel that can reach up to 30 meters in length. Acid solutions of different concentrations are used depending on the desired outcome, with an average consumption of 0.1 m³ of acid per meter

of tunnel. This method can be used on both carbonate and terrigenous reservoirs with the proper selection of acid.

3. Bench tests of the technology: a research method based on the data of ООО «ФракДжет-Волга»

For the study, we use a cable inclinometer to continuously measure the azimuth, zenith angle of the well and the angle of position of the body of the downhole device relative to the magnetic meridian and the apsidal plane of the well. IT is USED for inclinometric studies of unsettled strongly sloping and horizontal sections of the trunk of oil and gas wells filled with a non-magnetic flushing liquid.

Data (based on ООО «ФракДжет-Волга»):

Material	Execution
Recording	48-150 hours
Angles	Zenith / Azimuth
Temperature	-200 to +1300 C
Pressure	700 atm
HCI	>20%
Work offline and online. Transmission of information via GIS cable	

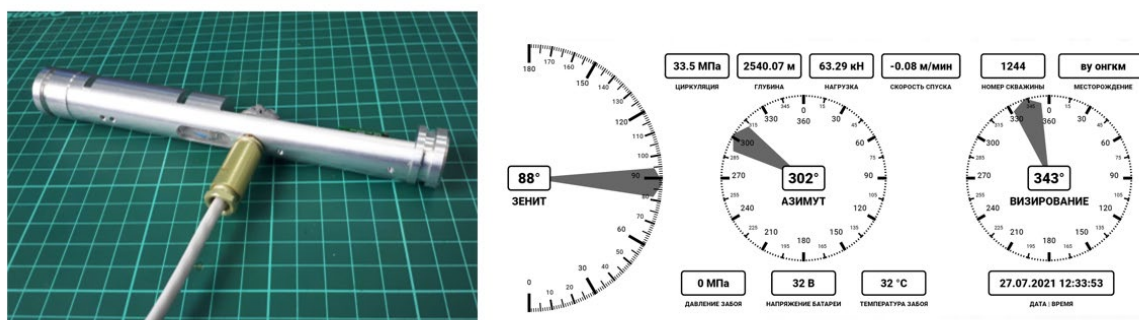


Fig. 2. Cable inclinometer, upgrade

The study identified the following benefits of the technology:

KSB+GMB – without changing the tubing elevator
The team without the involvement of additional equipment
Several side barrels at one time
Processing of remote reservoir zones
Increasing the drainage area
Increasing the diameter of the productive zone
The ability to work through the ZBS
Channel length up to 100 m
Diameter 60 – 100 mm

Disadvantages:

The open trunk
Preferably a carbonate acid-soluble collector

According to the company, it can be concluded that this technology can be used at the Kuyumbinskoye field.

4. Application of acid tunneling technology in deposits with carbonate reservoirs of Rosneft

As part of achieving the planned targets at the Yurubcheno-Tokhonskoye field in 2020, it was decided to perform hydrodynamic modeling of the well operation, where the ZBS was performed, however, to supplement it with acid tunneling. The average debit well No. 580 was selected as the observed one.

According to the available data, the filtration-capacitance properties and the saturation map in the area under consideration were correlated. The model is adapted to the history of wells on the site. 6 side channels were placed on the horizontal section.

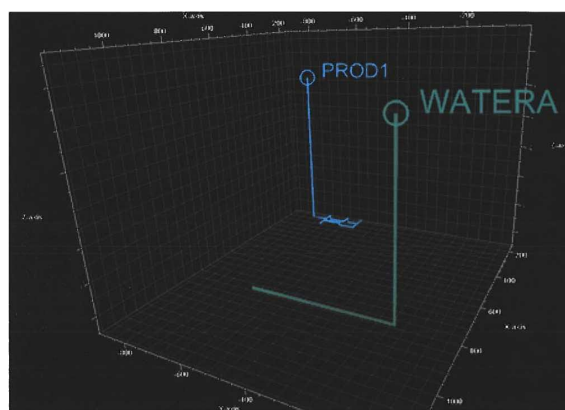


Fig. 3. The structure of wells in the initial implementation of the Yurubcheno-Tokhonskoye field site model

Further, various implementations were created in order to identify optimistic and pessimistic possible options. As a result, more than 180 implementations were created, in which parameters such as the length of the side trunks, the distance between the side trunks, the angle of inclination of the side trunks, and their mutual spatial arrangement changed.

Based on the results of the conducted modeling for the Yurubcheno-Tokhonskoye field, the following conclusions can be drawn:

The average oil flow rate of sq. No.580 for 2020 during acid tunneling, with the most optimistic option, is 67% higher than the current average flow rate after the ZBS; with the most pessimistic option, it is 21% more; on average, it is 42%;



Fig. 4. Dynamics of production of well No. 580 before and after the ZBS, supplemented by acid tunneling.

As a result of the simulation, as expected, it turned out that acid tunneling on a carbonate reservoir gives a greater percentage increase in production than on a terrigenous one.

5. Calculation of the acid tunneling method and its economic effect

Let's make a calculation: For the specified conditions, the acid concentration for primary treatments is 8-10%. Let's take 10%.

The amount of acid consumed per 1m of layer thickness for sandstones is 0.4 – 0.6 m3, we accept 0.5 m3. In this case, the total volume of the working acid solution will be $0.5 \times 20 = 10$ m3.

According to the data, 3890 kg of 27.5% HCl and 6.6 m3 of water are required to prepare 10 m3 of 20% working hydrochloric acid solution.

$$Wk = \frac{AxW(B-z)}{Bz(A-x)},$$

where A and B are numerical coefficients; x and z are concentrations of the working hydrochloric acid solution and commercial hydrochloric acid, respectively; W is the volume of the working acid solution equal to 10 m3

In our case, for 10% hydrochloric acid, the numerical coefficient A = 214, and for 27% the coefficient B = 226; x is the 10% concentration of hydrochloric acid solution; z is the 27.5% concentration of commercial acid; W = 10 m3 is the volume of the working acid solution, then

$$Wk = \frac{214 \cdot 10 \cdot 10(226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5(214 - 10)} = 3,333 m^3$$

Acid tunneling was carried out – and as a result, we received an additional 1,600 tons of extracted oil.

The cost estimate of the additionally extracted oil is calculated: $PT = C1T * Q$, where C1T is the cost of one ton of oil, which is 2857 rubles; AQ is additionally extracted oil, tons.

$$PT = 2857 * 1600 = 4571 \text{ thousand rubles.}$$

The operating costs of the additionally extracted oil are determined by the following formula: $33 = P1T * Q$, where P1T is the operating cost of producing one ton of oil, which is 435.45 rubles.

$$33 = 435,45 * 1600 = 696,72 \text{ тыс. руб.}$$

The economic effect is an excess of the cost estimate of the results from the introduction of acid tunneling over the cost estimate.

The economic effect of the introduction of COEX systems is determined by the formula:

$$\Xi = PT - 3KT,$$

where E is the economic effect of KT; RT – cost assessment of the results of CT, RUB.; WKT – total cost of CT, rub

$$3 = 4571840 - 55766,97 = 4516073,03 \text{ rub}$$

6. The potential application of acid tunneling at the Kuyumbinskoye field

The deposits of the Kuyumbinsky and Yurubcheno-Tokhomsky deposits are controlled by the same block systems, limited by large faults of various kinematics, mainly of a shear nature and forming a fractured space of productive Riphean rocks.

The fractured reservoirs of the Kuyumbinsky and Yurubcheno-Tokhomskoye fields are maximally similar fractured massifs with a complex structure of the fractured space consisting of clusters of corridor open cracks in the north-eastern direction.

Analyzing the data considered, it can be concluded that the deposits are by their nature one system, and this gives reason to assume that the successful application of acid tunneling technology at the Yurubcheno-Tokhomskoye field could also be successfully applied to the carbonate rocks of the Kuyumbinsky field. The production rates for individual wells could increase 3-6 times, which would entail a quick payback and further profit at the field.

References

1. Alvarado V., Manrik E. Methods of increasing oil recovery. Planning and application strategies. M. : Premium Engineering LLC, 2011. 244 p.
2. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Increase in oil recovery by surfactant compositions. N. : Nauka, 1995/
3. Arustamov E.A. Life safety 10th ed., reprint. and additional. M. : Publishing house "Dashkov and Co.", 2006. 476 p
4. Babalyan G. A. The use of carbonized water to increase oil recovery. M. : Nedra, 1976. 144 p.
5. Balint V., Ban A., Doleshan S. The use of carbon dioxide in oil production. M. : Nedra, 1977. 240 p.
6. Boyko V. S. Development and exploitation of oil fields. M., Nedra, 1990.
7. Gimatudinov Sh. K. Development and operation of oil, gas and gas condensate fields. M. : Nedra, 1988.
8. Surguchev M. G. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. M., Nedra, 1985. 308 p.
9. Khisamutdinov N. I., Ibragimov G. Z., Telin A. G. Experience of increasing oil recovery by alternating injection of carbon dioxide and water, m Issue 6. M. : VNIIOENG, 1986. 64 p.
10. Cheremisin N. A. The physical foundations of improving the efficiency of the development of granular reservoirs, Oil Industry. 2002. No. 8. Pp. 38–42.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОЙ КОНСТРУКЦИИ ГАЗООТВОДА ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ГТУ-16 «УФА» С ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ АЛ-31СТ

О.О. Филалеев¹, Н.Г. Солошенко²

^{1, 2} Сибирский федеральный университет, Красноярск

Основной проблемой газотурбинных двигателей, работающих в стационарных условиях, в отличие от газотурбинных двигателей, установленных на летательных аппаратах, является отсутствие естественного обдува двигателя набегающим потоком воздуха и нахождение в условиях укрытия. В сфере работы с газоперекачивающими агрегатами и газотурбинными установками, в частности, существует множество разработок, направленных на совершенствование охлаждения горячих элементов газотурбинных двигателей: сопловых и рабочих лопаток турбин, охлаждения камеры сгорания, а также охлаждения корпуса двигателя. Разработок, направленных на конструктивное совершенствование газоотвода – элемента выпускного тракта ГТУ, гораздо меньше. Применяемые в настоящее время на компрессорных станциях теплоизоляционные материалы, которые устанавливаются на газоотводы, решают проблему теплоизлучения в неполной мере.

Разработанная и изготовленная на базе ООО «Инновационные инжиниринговые технологии» блочная быстросъемная теплоизоляция (БСТИ) [1; 2] является инновационным видом теплоизоляции, которая осуществляет защиту газотурбинной установки (ГТУ) и окружающего отсека от теплоизлучения, преследует следующие цели:

- повышение безопасности при эксплуатации;
- обеспечение возможности оперативного доступа к сварным соединениям, деталям корпуса и маркировочным табличкам для их осмотра, контроля состояния и ремонта при выводе в ремонт ГПА остановке газотурбинного двигателя АЛ-31СТ;
- сокращение продолжительности монтажных (демонтажных) работ при изготовлении и ремонте изделия;
- уменьшение транспортных габаритов изделия (при наличии такой необходимости);
- создание изделия, отвечающего современному уровню развития техники.

Целью исследования являлось численное и экспериментальное исследование теплофизических и эксплуатационных свойств разработанной БСТИ для конструкции газоотвода газотурбинной установки ГТУ-16 «УФА» с газотурбинным приводом АЛ-31СТ.

На первом этапе исследований выполнялось моделирование условий испытаний в модулях CFX и Steady-StateThermal программного пакета ANSYS, который позволил выполнить следующие задачи.

1. Осуществить анализ вариантов защитных блочных съемных изоляций и их конструктива от тепла, шума, инфра и ультразвука на энергетических объектах.
2. Рассчитать коэффициент теплоотдачи от выхлопных газов к корпусу газоотвода и от наружной стенки короба с теплоизоляцией к воздуху в КИТ.

3. Создать численную модель и произвести расчёт свойств теплоизоляции БСТИ для конструкции газоотвода газотурбинной установки ГТУ-16 «УФА» с газотурбинным приводом АЛ-31СТ.

На рис. 1 представлена 3D-модель наружной поверхности газоотвода с БСТИ и на рис. 2 конечно-элементная сетка для расчёта в Steady-State Thermal.

После создания модели газоотвода с БСТИ и задания граничных условий был произведён расчёт для получения необходимых результатов, представленных на рис. 2.

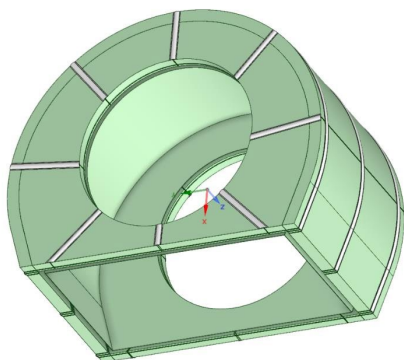


Рис. 1. Модель газоотвода ГТД АЛ-31СТ со смонтированным на нем БСТИ

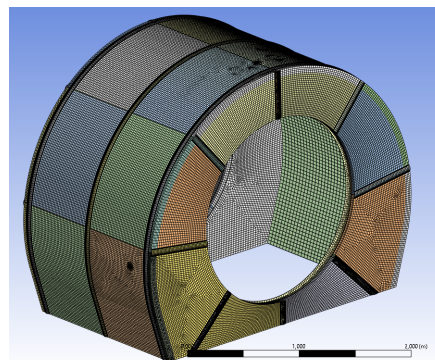


Рис. 2. Конечно-элементная сетка

Как показали численные расчеты (см. рис. 3), температура на поверхности теплоизоляционного мата составила 58 °С. Средняя температура на поверхностях пластин, закрывающих области стыков двух коробов (места образования тепловых мостов), находилась в районе 63–65 °С. В местах стыка четырех коробов имелись локальные области с температурой 80–90 °С.

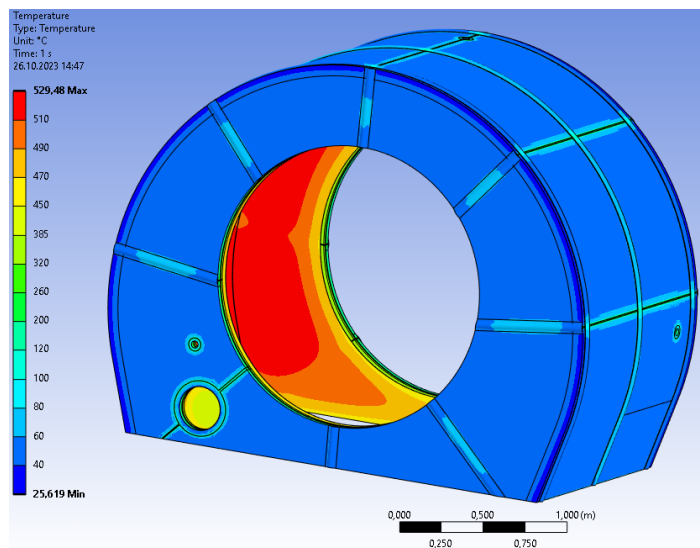


Рис. 3. Результаты численного расчёта

По результатам численного расчета было принято решение объединить существующие панели теплоизоляции БСТИ, что позволило снизить их количество с 28 до 14 панелей, что составляет 50 %. Вместе с тем объединение блоков БСТИ привело к уменьшению количества тепловых мостов, а также к значительному сокращению количества деталей и сборочных единиц.

С целью подтверждения адекватности численных расчётов на втором этапе исследований был создан экспериментальный стенд газоотвода ГТД АЛ-31СТ, на который было установлено и пронумеровано четырнадцать блоков БСТИ (рис. 4).



Рис. 4. Экспериментальный стенд газоотвода ГТД АЛ-31СТ со смонтированным на нём БСТИ

Нагрев внутреннего объема макета газоотвода производился карбидокремневыми нагревателями $RR\ 25 \times 400 \times 1200\text{ мм}$, $R = 0,87\ \text{Ом}$ в количестве 3 шт., соединенных последовательно для работы с электропитанием 210–230. Контроль изменения температуры внутреннего объема экспериментального стенда газоотвода производилось термодпарой ТРИД ТП103-8/305...600/М20S27-ХА-И-А. Фиксация изменения температуры внутреннего объема экспериментального стенда газоотвода в назначенных точках производилось с применением одноканального измерителя-регулятора ТРМ1. Фиксация изменения температуры в контрольных точках на наружной поверхности блоков БСТИ производился с применением инфракрасного бесконтактного промышленного термометра MESTEK ir02c.

В проверочных численных расчетах для построения модели, температура внутреннего объема макета газоотвода была принята $467,8\ ^\circ\text{C}$, в экспериментальных исследованиях, указанная температура составила $458,83\ ^\circ\text{C}$.

Сравнительный анализ средних расчетных температур на поверхности блоков БСТИ, полученных в результате эксперимента на стенде газоотвода и численных расчетов, приведен в табл. 1.

Таблица 1

Номер блока БСТИ	Средняя расчетная температура стендового эксперимента, $^\circ\text{C}$	Численные расчеты, $^\circ\text{C}$
1	45,91	45,98
2	45,90	46,08
3	45,73	46,08
4	45,73	45,92
5	45,52	45,06
6	45,53	45,90
7	45,72	45,86
8	45,72	45,82
9	45,54	45,33
10	45,54	45,40

11	45,98	45,57
12	45,53	44,91
13	45,53	43,47
14	45,89	44,62

Таким образом, результаты экспериментальных исследований подтвердили адекватность теплофизических результатов, полученных в численных расчетах.

Список источников

1. Филалеев О. О., Шерматов Д. Н. Применение быстросъемной теплоизоляции (бсти) на газоотводе и элементах выходного тракта газоперекачивающего агрегата // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, Уфа, 17–18 апреля 2023 года. Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. С. 486.
2. Патент № 2793033 С1 Российская Федерация, МПК F16L 59/10. быстросъемная тепло-, вибро-, шумоизоляция : № 2022118435 : заявл. 06.07.2022 : опубл. 28.03.2023 / Н. Г. Солошенко, Н. А. Буцкий, М. С. Кирьянов, Э. В. Нургалиев.
3. Иноземцев А. А., Сандрацкий В. Л. Газотурбинные двигатели. М. : ОАО «Авиадвигатель», 2006. 1214 с.
4. СТО Газпром 5.33–2005 «Теплоизоляция измерительных трубопроводов в газоизмерительных станциях» / ОАО «Газпром». 2005. 50 с.
5. Вальгер С. А. Основы работы в Ansys 17 / ДМК, 2017. 210 с.

Научное издание

НЕФТЯНАЯ СМЕНА ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО!

Материалы X Всероссийской научно-практической конференции

Красноярск, 2–3 мая 2024 г.

Корректор *З. В. Малькова*
Компьютерная верстка *И. В. Гревцовой*

Подписано в печать 05.12.2025. Печать плоская
Формат 60×84/8. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 25,0
Тираж 100 экз. Заказ № 25554

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru

[illegible]

[illegible]