

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Сибирский федеральный университет

# МОЛОДАЯ НЕФТЬ

Материалы Всероссийской молодежной научно-технической конференции  
нефтегазовой отрасли

Красноярск, 13 апреля 2019 г.

Электронное издание



Красноярск  
СФУ  
2019

УДК 622.276(082)  
ББК 33.36я43  
М754

*Ответственный за выпуск* Агровиченко Дарья Валентиновна

М754 **Молодая нефть** : материалы Всерос. молодеж. науч.-практ. конф. нефтегазовой отрасли. Красноярск, 13 апреля 2019 г. [Электронный ресурс] / отв. за вып. Д. В. Агровиченко. – Электрон. дан. (6,1 Мб). – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2019. – Электрон. опт. диск. (CD-Rom). – Систем. требования : PC не ниже класса Pentium I ; 128 Mb Ram ; Windows 98/XP/7 ; Adobe Reader v 8.0 и выше. – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-7638-4136-7

Включены научные исследования, посвященные актуальным проблемам поиска, разведки и бурения нефтяных и газовых скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, эксплуатации машин и оборудования нефтегазового комплекса, а также подготовки, переработки, транспортировки и хранения нефти и газа, экологии, промышленной и пожарной безопасности, ресурсосбережения и энергоэффективности.

Предназначены для студентов, аспирантов, преподавателей, молодых ученых и практиков, занимающихся вопросами нефтегазовой отрасли.

*Ответственность за аутентичность и точность цитат, имен и иных сведений, а также за соблюдение законов об интеллектуальной собственности несут авторы публикуемых материалов.*

**УДК 622.276(082)**  
**ББК 33.36я43**

ISBN 978-5-7638-4136-7

© Сибирский федеральный  
университет, 2019

*Электронное научное издание*

Корректор *Я.Н. Лысь*  
Компьютерная верстка *А.А. Быковой*

Подписано в свет 20.06.2019. Заказ № 8454  
Тиражируется на машиночитаемых носителях

Библиотечно-издательский комплекс  
Сибирского федерального университета  
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а  
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>  
E-mail: [publishing\\_house@sfu-kras.ru](mailto:publishing_house@sfu-kras.ru)

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПОИСК, РАЗВЕДКА И БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....</b>	<b>9</b>
Б.Е. Андреев	
КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЗОНЫ АНГАРСКИХ СКЛАДОВ.....	10
Н.В. Кузнецов, П.С. Карпушкин	
ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗНОФАЦИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАСЕЕВСКОЙ СЕРИИ (ЮГО-ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ) .....	11
А.В. Потапов	
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ПОДВОДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЯ .....	13
А.И. Маковская, Е.Е. Костяшина	
ЭФФЕКТ НАБЛЮДАТЕЛЯ: ОПЫТ.....	14
Х.Н. Роибов	
СНИЖЕНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТ ПАДЕНИЯ ПОСТОРОННИХ ПРЕДМЕТОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА KATCH KAN.....	16
А.О. Устюжанин	
ИССЛЕДОВАНИЕ, РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ .....	18
Н.А. Шокиров	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД .....	20
А.И. Позднякова	
ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНОГО ФАМЕНА КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	21
Е.Е. Белозеров	
ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ЭТАПАХ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	23
О.И. Бойков	
ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАВЕРНОВО-ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ ПРЕДЕЛЬНО НИЗКОЙ ПОРИСТОСТИ.....	25
М.А. Голиков	
ПОСТРОЕНИЕ 1D-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОРОД ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ .....	28
А.В. Коротышева	
ПРИМЕНЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НА ПЛАСТ ЯК-III-VII.....	30

А.А. Леонова, Д.А. Локшин	
ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ТИПИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА.....	32
А.А. Мельник	
ВЫЯВЛЕНИЕ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ РАССЕЯННЫХ ВОЛН ПО ГАУССОВЫМ ПУЧКАМ.....	34
М.А. Пирожкова, О.А. Петрусь	
СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ ЗОН .....	37
Г.С. Пустынский	
АНАЛИЗ КРИВЫХ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ НАСЫЩЕНИЯ .....	39
К.А. Тихонова	
СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ И ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РИФЕЙСКОГО ВОЗРАСТА ОДНОЙ ИЗ ПЛОЩАДЕЙ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ.....	41
К.В. Юркина	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НА ЛОДОЧНОМ НГКМ.....	42
Д.В. Шаплов, К.О. Матросов	
ВЛИЯНИЕ МАГМАТИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ.....	45
<b>РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....</b>	<b>48</b>
И.С. Караульный	
БОРЬБА СО СКОПИВШЕЙСЯ ВОДОЙ НА ЗАБОЕ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	49
А.В. Шамков	
ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕГРАДАЦИИ ПОДАЧИ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ.....	51
А.В. Шамков	
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДПОЛЕТНОГО СОСТОЯНИЯ УЭЦН ПРИ ГИДРОАБРАЗИВНОМ ИЗНОСЕ ГАЗОСЕПАРАТОВОВ МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ.....	53
А.В. Шамков	
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ .....	55
Д.Д. Моргачёв, Г.Г. Хмаладзе	
ПРОГНОЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	57

Р.Р. Билалов, К.А. Горидько	
ИССЛЕДОВАНИЕ КОНИЧЕСКОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	59
Д.В. Каравский, В.А. Полянский	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	61
Н.С. Кравченко	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ.....	63
А.В. Дрокин, А.Н. Рысьева	
АНАЛИЗ ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И ВЫРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КУЮМБИНСКОГО НГКМ ...	65
Я.А. Лупандин	
РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ.....	68
М.М. Пылаева	
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТВЕРДЫХ ПОКРЫТИЙ В ПОДПОЛЬЯХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ.....	70
Т.А. Спивак	
РЕАЛИЗАЦИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ .....	72
<b>МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА.....</b>	<b>75</b>
И.В. Мартиров	
ДИНАМИЧЕСКАЯ ДЕПРЕССИЯ НА ПЛАСТ С ПОМОЩЬЮ ФЕРРОМАГНИТНОЙ ЖИДКОСТИ .....	76
Е.А Жерноклюев, К.А. Князев	
СПОСОБЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАГРУЗОЧНЫХ И СКОРОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОДШИПНИКОВ .....	77
Л.В. Бараблин	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРУБКИ РАНКЕ В ДООЧИСТКЕ ПОПУТНОГО ГАЗА .....	80
В.А. Морозова	
ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНОЙ ЖИДКОСТИ В ДЕМПИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВАХ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН.....	81
Р.С. Шалауров	
УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОЙ ЗАПРЕССОВКИ ТРУБ В ТРУБНУЮ РЕШЕТКУ .....	83
Р.В. Подолинчук, К.А. Башмур	
ГАШЕНИЕ ПУЛЬСАЦИЙ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ .....	86

Д.В. Гутче .....	88
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ .....	88
А.Е. Корнеев	
РЕАКТОР ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОЛУЧЕНИЕМ НАНОВОЛОКНИСТОГО УГЛЕРОДНОГО МАТЕРИАЛА И ВОДОРОДА .....	90
С.С. Сапожников	
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УСТЬЕВОГО ПОДОГРЕВА СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ.....	94
В.В. Богачев	
ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНЫХ МЕТОДОВ ГАШЕНИЯ КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА .....	96
М.П. Сержантова	
АВТОМАТИЗАЦИЯ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ.....	98
<b>ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА .....</b>	<b>101</b>
Т.Е. Родионов	
РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЛЕДЕНЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ .....	102
КОМБИНИРОВАННЫМ СПОСОБОМ .....	102
Н.В. Грунин	
МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ .....	104
С.В. Зенченко	
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ ФОРМЫ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ КРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	107
А.Ю. Козаков	
ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ УЗЛОВ КОНТРОЛЯ КОРРОЗИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ .....	110
В.Ф. Самойленко	
СИСТЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	112
С.В. Петренко	
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ ФОСФОЛИПИДОВ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ .....	114
Д.Е. Матюха	
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА АППРОКСИМАЦИОННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАПОРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ПО ИСТОРИЧЕСКИМ БАЗАМ ДАННЫХ СДКУ .....	116

<b>ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА.....</b>	<b>118</b>
Т.Н. Нефедьева, С.Ю. Романовский	
ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РЕАКТОРА ПРОЦЕССА ТЕРМОРАСТВОРЕНИЯ УГЛЯ .....	119
Д.В. Волощенко, Е.А. Симонова	
ИЗМЕНЕНИЕ ВЯЗКОСТИ СЫРОЙ НЕФТИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ .....	120
К.А. Баклашкина	
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО СПОСОБА_ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ .....	122
Д.А. Мельников	
ИЗУЧЕНИЕ ДЕЭМУЛЬГИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ_ВЫСОКОДИСПЕРСНОГО ПОРОШКА НИТРИДА АЛЮМИНИЯ.....	125
С.К. Апресян	
ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВОЙ АППАРАТ ДЛЯ ТОНКОЙ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА .....	127
Г.В. Зайков	
МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА. ПЕРЕВОД НА ДУАЛФОРМИНГ .....	129
С.А. Наумова	
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАТИОНОВ ЛАНТАНА НА СТРУКТУРНЫЕ СВОЙСТВА КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ВОЛЬФРАМИРОВАННОГО ДИОКСИДА ЦИРКОНИЯ .....	131
В.А. Фомов	
РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ ВНОВЬ МОДЕЛИРУЕМЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ.....	133
Е.И. Старостина	
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ_ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАБУХАНИЯ ГЛИН .....	135
Abdul Rahman, Alexander Tretyakov	
DEVELOPMENT OF PHOSPHOLIPID-BASED CORROSION INHIBITING COMPOSITION .....	137
Vladimir A. Safin, Sergei U. Romanovskiy, Tatyana N. Nefedeva, Dina V. Atitanova, Anna S. Kazakova	
STUDING OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF LIGHT FRACTURE OF THERMAL COAL DISSOLUTION PROCESS.....	139

<b>ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ .....</b>	<b>142</b>
А.О. Алексеева	
ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ФАКЕЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА .....	143
А.Р. Квеско	
ИССЛЕДОВАНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ В ПРИАРКТИЧЕСКИХ ЗОНАХ СРЕДНЕЙ СИБИРИ.....	145
М.О. Борисов	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАНОЧАСТИЦ МАГНЕТИТА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ .....	147
А.С. Харыбина, А.К. Юмашева	
ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ФОН ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ.....	149
Д.А. Крутых	
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ КОМПАНИИ РОСНЕФТЬ .....	150
Т.С. Бадрак	
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРОГНОЗА ОПЕРАТИВНОЙ ОБСТАНОВКИ ПРИ ПОЖАРЕ НА ОБЪЕКТЕ С МАССОВЫМ ПРЕБЫВАНИЕМ ЛЮДЕЙ НА ПРИМЕРЕ БОЛЬШОГО КОНЦЕРТНОГО ЗАЛА Г. КРАСНОЯРСК.....	153
Д.А. Липчинский	
СНИЖЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕКУПЕРАТИВНЫХ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ.....	154
В.И. Пачковский, Н.А. Гуров	
ГЕОЛОКАЦИОННЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДА.....	156
А.В. Меньшикова	
ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВОГО ШЛАМА ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА ОБЪЕКТОВ ЛОДОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	158
А.С. Савич	
ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ.....	160

# **ПОИСК, РАЗВЕДКА И БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

---

УДК 553.98

**Б.Е. Андреев**

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических наук, профессор **О.В. Постникова**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## **КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЗОНЫ АНГАРСКИХ СКЛАДОВ**

Основная промышленная нефтегазоносность в пределах юга Сибирской платформы связана с отложениями рифея, венда и кембрия. Одной из отличительных особенностей этих отложений является высокая степень их вторичной преобразованности, которая во многом определяет их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

Отложения мошакловской свиты представлены преимущественно пестроцветными песчано-алевритовыми и алевро-глинистыми разностями, в меньшей степени карбонатными и сульфатными отложениями [1]. В мошакловское время процессы седиментации осуществлялись в пределах аллювиально-дельтовой равнины и в условиях мелководноморского бассейна. Выявленные в разрезах гравийно-песчаные, песчаные и алевро-песчаные тела представлены в основном прибрежно-морскими барами, заполнением русел временных водотоков, малыми аккумулятивными формами.

Пустотное пространство в этих породах зачастую бывает сильно изменено вторичными преобразованиями. При этом распределение прослоев со сильной степенью вторичной преобразованности весьма неоднородно. Так, например, в разрезе одной из скважин в отложениях мошакловской свиты отмечаются прослои с сильно уплотненными породами, в которых значения ФЕС крайне низкие и составляют 1–2 %. Обломочная часть этих пород сильно изменена, на границе между обломками отмечаются характерные зубчато-клиновидные, конформные и инкорпорационные контакты. Некоторые обломочные зерна характеризуются наличием следов пластической деформации. Процессы уплотнения и корродирования обломочных зерен сопряжены с аутигенным минералообразованием в пустотном пространстве. Аутигенный кварц представлен несколькими генерациями, встречаются аутигенные калиевые полевые шпаты, аутигенные слюды со следами вращающегося в обломочные зерна. На заключительных стадиях пустотное пространство пород было залечено аутигенными карбонатными и сульфатными минералами.

Наиболее интенсивные вторичные преобразования пород характерны для песчаных прослоев с изначально высокими значениями ФЕС. Эти прослои, как правило, приурочены к верхним частям регрессивных циклитов мошакловской свиты. В средних и отчасти нижних частях циклитов интенсивность вторичных преобразований алевро-песчаных и песчаных пород не столь значительная. При этом наиболее интенсивно преобразованные породы отмечаются в пределах скважины, расположенной в зоне, граничащей с Енисейским покровно-складчатый пояс. Наименее изменены оказались породы из скважины, наиболее удаленной от складчатого пояса.

Не менее существенную роль в фильтрационно-емкостной системе играет трещиноватость вендских терригенных отложений. Значительная по своей протяженности система субвертикальных трещин была выявлена в пределах бортовой зоны Иркинеево-Чадобецкого палеорифта. Эти трещины частично минерализованы, их раскрытость иногда составляет более 7–8 мм. Система трещин, соединяющая тонкие коллекторские поровые прослои, образует сложную фильтрационно-емкостную систему в этой зоне.

### Список литературы

1. Прогноз распространения коллекторов мошаконской свиты венда в пределах юго-западной окраины Сибирской платформы / О.В. Постникова, В.В. Пошибаев, О.А. Антипова [и др.] // Экспозиция. Нефть. Газ. 2017. № 4 (57). С. 14–18.

УДК 553.98

**Н.В. Кузнецов, П.С. Карпушкин**

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических наук, профессор **О.В. Постникова**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗНОФАЦИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАСЕЕВСКОЙ СЕРИИ (ЮГО-ЗАПАДНАЯ ЧАСТЬ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

В последнее время в пределах юга Сибирской платформы скважинами глубокого бурения были вскрыты мощные терригенные толщи рифея – венда, в которых были получены притоки УВ и открыты такие месторождения, как Абаканское, Имбинское, Ильбокичское и др. Основная промышленная газоносность связана с отложениями тасеевской серии. Отложения тасеевской серии отличаются изменчивостью литологического состава, стратиграфического объема, мощности, что затрудняет прогнозирование распространения пород-коллекторов [1]. В этой связи проведение детальных литологических исследований является весьма актуальным.

Целью работы является литологическая характеристика разнофациальных отложений тасеевской серии.

В работе был использован обширный фактический материал, который включал в себя керн и данные ГИС. Были проведены седиментологические исследования керна, изучены образцы с помощью оптической микроскопии.

В стратиграфическом отношении отложения тасеевской серии залегают с угловым несогласием на разновозрастных отложениях рифея [2]. В строении тасеевской серии выделяется три свиты (снизу-вверх): алешинская, чистяковская, мошаконская.

Отложения алешинской свиты представлены плохо сортированными мелкообломочными гравелитами, разнотерными песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Характерными ли-

тологическими особенностями песчаников и гравелитов алешинской свиты являются преимущественно грубообломочный состав, крайне низкая степень сортировки и окатанности обломков, смешанный состав со значительным содержанием (более 20–25 %) обломков метаморфических пород и вулканогенно-осадочного материала. Для пород характерны текстуры, типичные для фаций временных потоков (косослоистые, градационные, наклоннослоистые, оползания). Отложения алешинской свиты сформировались в континентальных условиях в обстановках зон развития временных потоков, возникавших в процессе таяния ледниковых покровов.

Залегающие выше по разрезу отложения чистяковской свиты представлены преимущественно разномелкозернистыми и среднелкозернистыми песчаниками, алевролитами, доломитами песчаными, комковато-сгустковыми, доломитами глинистыми, аргиллитами. Для терригенных пород чистяковской свиты характерна средняя степень окатанности и сортировки обломочных частиц. Обломочные зерна имеют преимущественно кварц-полевошпатовый состав. В породах преобладают пологоволнистослоистые, линзовидные текстуры. Значительно реже встречаются массивные, неяснослоистые текстуры.

Формирование отложений чистяковской свиты происходило в условиях трансгрессии мелководно-морского бассейна, располагавшегося на западной периферии Сибирского кратона.

Отложения мошаконской свиты представлены пестроцветными терригенными и терригенно-карбонатными отложениями – песчаниками разномелкозернистыми, средне-мелкозернистыми, алевролитами, аргиллитами, доломитами [3]. Для этих отложений характерны косослоистые, линзовиднослоистые, пологоволнистослоистые и текстуры биотурбации. Терригенные отложения мошаконской свиты отличаются различной степенью окатанности и сортировки. Песчаники имеют преимущественно кварц-полевошпатовый состав с незначительным содержанием обломков глинистых сланцев и других метаморфических пород.

Формирование отложений мошаконской свиты в гидродинамически различных переходных от морских к континентальным обстановкам осадконакопления.

Распределение пород-коллекторов определяется литолого-фациальными условиями формирования и направлением вторичных изменений, в том числе трещиноватостью. В различных структурных зонах выделяются порово-трещинный, трещинно-поровый и поровый типы коллектора.

### Список литературы

1. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин и [др.]. Новосибирск: Изд-во СО РАН, «Гео», 2005. 428 с.
2. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 8. С. 851–862.
3. Прогноз распространения коллекторов мошаконской свиты венда в пределах юго-западной окраины Сибирской платформы / О.В. Постникова, В.В. Пошибаев, О.А. Антипова [и др.] // Экспозиция. Нефть. Газ. 2017. № 4 (57). С. 14–18.

УДК 622.245

**А.В. Потапов**Научный руководитель – доктор технических наук **Г.С. Оганов***Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»*

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ПОДВОДНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ УСТЬЯ**

На весь цикл эксплуатации морских скважин, который, как правило, составляет порядка 30 лет, важными факторами являются качество и надежность крепления. Наличие толщи воды, расположение устья скважины на морском дне делают процесс цементирования специфичным и требуют особых подходов с учетом значительной стоимости строительства морских скважин, сложности осуществления ремонтных работ, уникальности применяемых технических средств.

В работе используются фактические данные по цементированию морских скважин с подводным расположением устья, пробуренных на месторождениях в Охотском и Карском морях Российской Федерации. При анализе проектных и фактических режимных параметров цементирования и результатов интерпретации геофизических исследований скважин по определению качества цементирования выявлены определенные условия и несоответствия.

Рассмотрены способы улучшения процесса цементирования [1–3].

Приведена модель движения цементного раствора в обсадной колонне.

По планам организаций Российской Федерации, в частности ПАО «Газпром», планируется продолжить бурение разведочных и эксплуатационных скважин с подводным расположением устья. Положения, приведенные в данной работе, будут способствовать улучшению качества цементирования. Дальнейшие работы могут быть направлены на исследования химических составов цементных растворов.

### **Список литературы**

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебник. Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. 539 с.
2. Лихущин А.М. Гидродинамические методы предупреждения осложнений при бурении и цементировании скважин в неустойчивых породах: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.15. М., 2012. 314 с.
3. Ашрафьян М.О., Нижник А.Е. Об условиях движения технологических жидкостей при цементировании скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2008. № 10. С. 32–33.

УДК 165.501

**А.И. Маковская, Е.Е. Костяшина**

Научный руководитель: кандидат физико-математических наук, доцент **А.Б. Фёдоров**  
*Сибирский федеральный университет*

**ЭФФЕКТ НАБЛЮДАТЕЛЯ: ОПЫТ**

Известна проблема объективного восприятия мира. Эксперимент совсем без участия наблюдателя представляется проблематичным. Выводы любого эксперимента в результате анализируются человеком. Некоторые исследователи предлагают заменить слово «наблюдатель» словом «участник» [1].

Один из самых интересных аспектов – решение, какой вопрос задать миру. Любое наблюдение включает в себя выбор того, что мы намерены наблюдать. Получается, что такие понятия, как «выбор» и «свободная воля», становятся частью формируемого события. В этом случае: «Можно предположить, что где-то там существует объективный мир, независимый от нас?» Если мир действительно ведет себя независимо от того, как мы смотрим на него, что будет означать «реальность» на самом деле?

Сотрудники Корнеллского университета в 1986 году исследовали влияние изотопов лития на крыс и обнаружили отличия в поведении крыс, получавших изотопы лития-6 и лития-7 [2].

Наше мировоззрение различает естествознание и человечество, мир измеримого и мир недоказуемых понятий. Но действительность – это все, что действует, а не все, что действует, измеримо. Память и информация играют значительную роль в воде, и они создают мост из нематериального в материальный мир [3]. Авторы исследовали закономерности, которые появляются в капле воды после испарения воды, и фотографируют их в темноте с использованием полевого микроскопа с увеличением от 40 до 400. Исследования в области биорезонанса приводят профессора Крёплина к изучению воды как основного элемента в организме. Понимание того, как вода собирает и транспортирует информацию, рассматривалось как важный шаг для выяснения сложного поведения наших органов и их реакции на внешние агенты. Вода «отмечает» внешние воздействия, которые на нее накладывали. Внешние факторы, которым мы подвержены, будь то музыка, электромагнитное излучение, ультразвук, рентгеновские или химические вещества, – все это оказывает влияние на структуру воды в наших клетках, которую можно увидеть под микроскопом (рис. 1).

На рис. 1 видна повторяемость результатов для каждого испытуемого и существенные отличия образцов между ними.

Наше исследование нацелено на верификацию опытов Бернда Крёплина, Регины К. Хеншель и их команды. Поскольку, как выше отмечалось, цели в эксперименте имеют широкий диапазон, мы исследовали «чистую воду».

На фотографиях, сделанных с помощью электронного фотоаппарата, присутствуют различия на снимках двух испытуемых (рис. 2–3). Следует отметить, что использованная техника позволяет заметить различия на уровне шума (загрязнений). Для наглядности результатов требуется более тонкая оптическая технология.

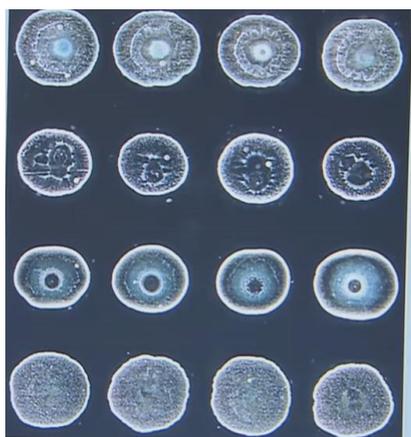


Рис. 1. Высохшие капли четырех испытуемых

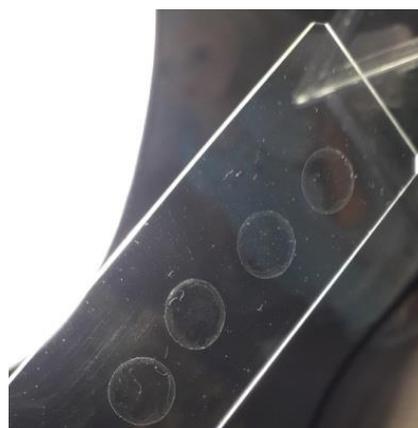


Рис. 2. Первая испытуемая



Рис. 3. Вторая испытуемая

Значимость предпринятых наблюдений распространяется на вопросы исследований коллекторов, пород, вмещающих природные флюиды.

### Список литературы

1. Менский М.Б. Сознание и квантовая механика. Фрязино: Век 2, 2011. 320 с.
2. Казютинский В.В. Метавселенная, пространство, время. М.: РАН. Ин-т филос., 2013. 141 с.
3. Bernd Kröplin. The memory and secrets of water // Water Conference 2016. URL: [www.waterconf.org](http://www.waterconf.org).

УДК 622.244

**Х.Н. Роибов**

Научный руководитель – начальник геологического отдела **В.В. Обьедков**  
*Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение»*

## СНИЖЕНИЕ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТ ПАДЕНИЯ ПОСТОРОННИХ ПРЕДМЕТОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА KATCH KAN

В связи с тем, что бурение – это технологически сложный вид работ с большим количеством основных и вспомогательных материалов и оборудования, возникает большее количество объектов инцидентов. В зависимости от объекта выделяются следующие группы инцидентов:

1. Инциденты с элементами бурильной колонны.
2. Обрыв бурильных труб.
3. Инциденты с долотами.
4. Прихваты бурильных и обсадных колонн.
5. Инциденты с обсадной колонной и элементами ее оснастки.
6. Инциденты с геофизическими приборами.
7. Падение в скважину посторонних предметов.

Проведем сравнительный анализ частоты происшествий, связанных с падением в скважину посторонних предметов, за период работы ВСФ ООО «РН-Бурение» с 2013 по 2018 г. После проведения анализа аварийности получены следующие показатели. В данный анализ включены все учитываемые инциденты за период с 2013 по 2018 г.

Таблица

Аварии, связанные с падением посторонних предметов,  
 по ВСФ ООО «РН-Бурение» за период с 2013 по 2018 г.

Год	Число аварий
2013	2
2014	1
2015	1
2016	4
2017	4
2018	5
Итого	17

Более наглядно представлено на графике.

Возьмем устройство компании Katch Kan, предназначенное для предотвращения попадания в скважину посторонних предметов.

Оно предназначено для очистки труб, поднимаемых из скважины, от промывочных жидкостей, бурового раствора, нефти, а также для перекрытия устья скважины при проведении спуска-подъема труб с целью предотвращения падения в скважину посторонних предметов.



График. Частота инцидентов в ВСФ ЦЦЦ «РН-Бурение» за период с 2013 по 2018 г.

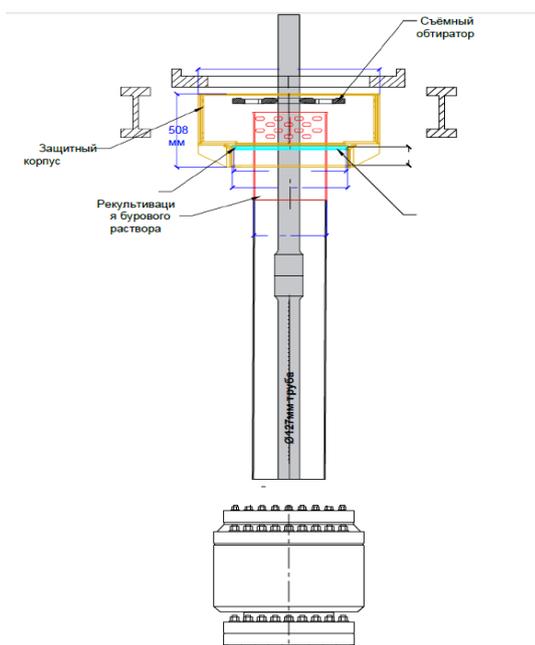


Рисунок. Устройство для предотвращения попадания в скважину посторонних предметов

Устройство включает в себя:

1. Верхний поддон.
2. Рециркуляции бурового раствора.
3. Съёмный обтиратель [1–4].

#### Список литературы

1. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. М., 1987.
2. Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях. URL: <http://geo.ekonoom.ru/v-g-abaturov-burenie-v-slojnih-geologicheskikh-usloviyah.html>.
3. Щепетов О.А. Системная классификация аварий в бурении. URL: [http://vestnik.astu.org/content/userimages/file/upr\\_2\\_2009/05.pdf](http://vestnik.astu.org/content/userimages/file/upr_2_2009/05.pdf).
4. Ваганов Ю.В., Гейхман М.Г., Дмитрук В.В. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин. URL: <http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-oslozhneniya-i-avarii-pri-ekspluatatsii-i-remonte-skvazhin.pdf>.

УДК 622.244.49

**А.О. Устюжанин**

Научный руководитель – старший преподаватель **Е.В. Аверкина**  
*Иркутский национальный исследовательский технический университет*

## **ИССЛЕДОВАНИЕ, РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Иркутская область, входящая в состав Восточной Сибири, насчитывает более 20 месторождений нефти и газа. Большинство из них приурочено к Непско-Ботуобинской антиклизе (НБА), в частности такие, как Ярактинское, Марковское, Даниловское, Ичёдинское, а также к Ангаро-Ленской ступени (Ковыктинское месторождение). При бурении под техническую и эксплуатационную колонны встречаются соленосные породы вендского и кембрийского периодов.

В пределах НБА в осадочной толще довольно отчетливо выделяются три гидрогеологические формации: подсолевая, соленосная (галогенная) и надсолевая, в которых по классификации Е.В. Пиннекера, основанной на степени минерализации (г/л), можно выделить следующие типы рассолов: слабые – до 150, крепкие – 150–320, весьма крепкие – 320–500, предельно насыщенные – более 500 [1].

Притоки предельно концентрированных рассолов были получены практически на всех разведочных площадях юга Иркутской области, что в некоторых случаях привело к авариям и дополнительным затратам при их ликвидации [2]. В настоящее время с целью достижения устойчивости ствола скважины, а также исключения кавернообразования применяют полимерный соленасыщенный буровой раствор (ПСБР). В зависимости от горно-геологических условий состав и свойства буровых растворов подбираются индивидуально для каждого месторождения, но основными компонентами данного раствора остаются минерализованный раствор хлорида натрия, крахмал, биополимер, ПАЦ, каустическая сода.

Значительные затраты на приобретение и транспортировку многотоннажных объемов поваренной соли, дефицит технической воды при заложении скважин вдали от стабильных источников водоснабжения послужили стимулом для исследовательской работы по использованию местных природных рассолов (рапов) хлоридно-натриево (калиево)магниево-кальциевого типа (минерализация до 560 кг/м<sup>3</sup>) в качестве дисперсионной среды [3].

В ходе проведенной работы приготавливались полимерные соленасыщенные растворы на основе рассолов Ярактинского, Ичёдинского и Даниловского месторождений. Для получения раствора, подходящего под требования используемого ПСБР, приготавливались растворы с различными концентрациями компонентов, в различном порядке добавления в раствор. С целью определения характера взаимодействия компонентов раствора друг относительно друга замерялись свойства раствора (реологические, структурно-механические и фильтрационные) на различных этапах приготовления.

Главным вопросом в изучении данной тематики является взаимодействие реагентов раствора с исходным высокоминерализованным рассолом, который в своем составе в разном

количественном соотношении содержит хлориды, бромиды, сульфаты, карбонаты и гидрокарбонаты, а также катионы натрия, калия, кальция, магния, лития, стронция и рубидия. Дальнейшая работа по данной тематике также требует изучения коррозионного воздействия предлагаемого раствора на буровое оборудование. В таблице представлено сравнение одного из оптимальных растворов на основе рассола и применяемого ПСБР.

Таблица

Сравнение полимерных соленасыщенных растворов

Параметр	Применяемый ПСБР	Раствор на основе рассола Ичѣдинского месторождения
Плотность $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	1,20–1,25	1,22
Условная вязкость, с	45–50	65,0
Показатель кислотности pH	8–10	8,0
Пластическая вязкость (ПВ), мПа·с	≤30	27,7
Динамическое напряжение сдвига (ДНС), дПа	≥70	117,0
Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа·1/10 мин	≥24/≥38	19/31 (после суточного отстоя – 27/51)
Водоотдача, см <sup>3</sup> / 30 мин	≤4	2,8

Данная разработка позволит снизить затраты на реагенты раствора вследствие снижения количества реагентов, а также использования уже имеющегося рассола вместо рассола хлорида натрия на технической воде (в среднем для 1 м<sup>3</sup> раствора требуется 260–300 кг NaCl). Также прогнозируется снижение времени на приготовление раствора в процессе строительства скважины, а также на обработку и ликвидацию осложнений и аварий.

### Список литературы

1. Елимова В.В. Рассолы Ярактинской группы месторождений, Иркутск // Строение литосферы и геодинамика. Иркутск: Изд-во Ин-та земной коры Сиб. отд-ния РАН, 2017. С. 87–88.
2. Кузьмин С.Б., Вахромеев А.Г. Геологические исследования на Лено-Ангарском плато. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2003. 122 с.
3. Буровой раствор на основе природного рассола / В.В. Казанский, О.Б. Сукманский, О.А. Брагина [и др.] // Нефтяное хозяйство. 1998. № 11. С. 8–10.

УДК 622.245.42

**Н.А. Шокиров**

Научный руководитель – доцент, кандидат технических наук, доцент **А.Л. Неверов**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

Актуальность проблемы заключается, в том, что разработка месторождений Сибири затруднена не только из-за сурового климата, но и в первую очередь из-за сложных геологических условий строительства скважин, содержащих горные породы с низкими отрицательными температурами, многолетнемерзлых пород (ММП). Температура ММП варьируется в диапазоне от 0 до минус 9 °С и распространяется до глубины 500 м.

Из-за растепления и оттаивания сцементированных льдом в процессе цементирования скважин возникают трудности крепления скважин. Известные специальные тампонажные цементы (белитоалюминатные, быстротвердеющие, безгипсовые и др.), а также гипсоцементные тампонажные смеси зарубежных фирм («Пермафрост») недостаточно эффективны, характеризуются повышенным водоотстоем, низкой прочностью и низкой водостойкостью, усадкой или деструкцией цементного камня из-за перекристаллизации термодинамических неустойчивых гидратных фаз, а также повышенным тепловыделением [3].

Уже долгое время опыт строительства скважин в районах вечной мерзлоты свидетельствует, что наличие многолетнемерзлой породы (ММП) в геологическом разрезе обуславливает возникновение специфических осложнений и аварий. Например, из 446 скважин, пробуренных на нефтегазоконденсатные месторождения Уренгойское, в 46,5 % выявлены межколонные давления, в частности, в работе показано плохое качество крепления обсадных колонн на всех месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча»: Четвертичная-Тибейса-линская верхняя (песчано-глинистая) свита – в скважинах цемент за колонной отсутствует (73,49 %), плохое сцепление цементного камня с колонной (30,465 %) [2].

Гидратацией цементного раствора называют сложный физико-химический процесс, основанный на взаимодействии клинкерных составляющих цемента и воды, который сначала приводит к образованию густой пластичной массы, а затем к потере пластичности и твердению.

Ниже представлено химическое описание процесса схватывания на примере алита (1) и алюмината (2) как одних из наиболее распространенных фаз клинкера [1]:



Цель работы: повышение качества и эффективности цементирования в условиях вечной мерзлоты на основе разработки и внедрения эффективных тампонажных материалов с низкими теплофизическими свойствами и повышенной прочностью.

Задачи исследования:

- анализ горно-криологического состояний месторождений в районах вечной мерзлоты;
- изучение технологических и геологических факторов, влияющих на цементирование скважин в условиях многолетнемерзлых пород;
- оценка влияния теплофизических свойств цементного раствора на многолетнемерзлые породы (ММП);
- разработка и внедрение рецептуры цементного раствора для низкотемпературных условий цементирования скважин.

Технической задачей является создание безусадочного тампонажного цемента для низкотемпературных скважин с регулируемыми сроками схватывания, повышенной прочностью при изгибе, повышенной сцепляемостью со стенкой скважин и с низкими значениями теплопроводности.

### Список литературы

1. Андреева Н.А. Химия цемента и вяжущих веществ: учеб. пособие. СПб.: СПбГАСУ, 2011. 67 с.
2. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром» / А.И. Гриценко, И.В. Кулигин, Р.А. Ивакин, В.Г. Григулецкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 4. С. 9.
3. Nelson E.B. Well Cementing. Schlumberger Dowell. Netherlands, 1990. P. 1515.

УДК 553.98

**А.И. Позднякова**

Научный руководитель – доктор геолого-минералогических наук, профессор **А.В. Лобусев**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## **ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНОГО ФАМЕНА КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

Территория Самарской области обладает на сегодняшний день достаточно истощенной ресурсной базой нефтяных месторождений. Важной проблемой оптимизации современного геолого-разведочного процесса является прогноз перспективных объектов добычи нефти и газа с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что способно обеспечить повышение эффективности нефтедобычи.

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) представляет собой систему впадин, которая сформировалась в результате некомпенсированных погружений в позднедевонскую эпоху и последующего заполнения образованных впадин более молодыми нижнекаменноугольными отложениями. Данная структура занимает большую часть Самарской области.

В пределах ККСП, как и на всей территории Самарской области, традиционно перспективными с точки зрения нефтеносности, но часто высокопроницаемыми за счет трещиноватости и кавернозности считаются карбонатные отложения фаменского яруса. Одной из причин такой оценки является локальное распространение глинистых пород малевского горизонта турнейского яруса, которые выполняют роль пород-покрышек. Там, где малевский горизонт присутствует, иногда отмечается нефтеносность отложений верхней части фаменского яруса (заволжский горизонт, нефтеносный пласт Дл). Так, несколько месторождений, приуроченных к юго-западной части Бузулукской впадины в зоне, граничащей с Жигулевско-Пугачевским сводом, имеют промышленные залежи нефти в заволжском горизонте (Софинско-Дзержинское, Колыванское).

В пределах ККСП выделяют осевую и внешние прибортовые зоны, различные по толщинам стратиграфических подразделений, заполняющих структуру. В осевой зоне ККСП отмечается сокращение толщин фаменско-турнейских карбонатных отложений и увеличение терригенных визейских образований. Толщина карбонатов фаменского яруса в осевой зоне составляет 20–30 м, тогда как в бортовых зонах – 500 м и более [1].

Таким образом, осевая зона ККСП не рассматривалась как перспективная для поисков нефти в отношении девонских карбонатных отложений, так как отложения в данной зоне имеют наименьшую толщину, а также отмечается замещение плотными глинистыми породами. Кроме того, лишь небольшое количество месторождений, содержащих залежи нефти в карбонатах девона, приурочено к бортовым зонам центральной и северной области ККСП, значительно большее их количество открыто в бортовых зонах южной и юго-восточной части ККСП. Поисковые работы планировались и осуществлялись в основном в соответствии с этими представлениями, т.е. центральная и северная области ККСП оказывались вне зоны интереса.

Однако в 1986 г. в северо-западной части осевой зоны ККСП (Мелекесская впадина, осевая часть Усть-Черемшанского прогиба) было открыто Булатовское месторождение с рифовыми залежами в фаменском и франском ярусах, в 2006 г. – небольшие залежи на Ольховском и Киселевском месторождениях, также тектонически приуроченных к осевой зоне. Открытие высокопродуктивных рифовых залежей фаменского яруса в пределах Западного купола Южно-Орловского месторождения в 2008 г. и Приразломного месторождения в центральной области осевой зоны ККСП в 2017 г. привело к изменению общепринятой картины.

Как известно, с рифами часто связаны высокодебитные месторождения, разработка которых представляется весьма рентабельной из-за высокой плотности запасов по сравнению с различными залежами пластово-сводового типа. По состоянию на 01.05.2013 г. дебиты скв. 32 и 30 Южно-Орловского месторождения составляли соответственно 505 и 230 т/сут.

В настоящий момент в связи с открытием данных залежей планируемые работы на территории ККСП Самарской области пересматриваются с целью выявления аналогичных перспективных объектов добычи нефти. Представляется уместным особое внимание уделять проведению сейсморазведочных работ и применению современных методов сейсморазведки, позволяющих не только выявлять рифовые тела, но и прогнозировать распространение коллекторов с улучшенными ФЕС, способных обеспечить рентабельную разработку месторождений.

Вместе с тем необходимо помнить, что наличие органических построек не может гарантировать их нефтегазоносность. Известны многочисленные погребенные рифы, не содержащие залежей нефти и газа.

### Список литературы

1. Потемкин Г.Н. Особенности геологического строения и оптимизация нефтегазового потенциала девонских терригенных отложений южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. 25 с.

УДК 550.31

**Е.Е. Белозеров**

Научный руководитель – ведущий геофизик **Е.В. Мезенцев**

*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ЭТАПАХ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С помощью методов конечно-разностного моделирования были синтезированы сейсмотрассы, сформированы наборы сейсмограмм, имитирующих результаты полевых сейсморазведочных данных, полученных на Куюмбинском ЛУ. Для модели был выбран шаг ПВ и ПП, равный 50 м, шаг ОГТ – 25 м, доминирующая частота, равная 30 Гц, в качестве входной скоростной модели были использованы интервальные скорости, полученные по данным ВСП с Куюмбинского ЛУ. В скоростной модели на глубине 2000 м присутствует антиклинальная структура с размерами по латерали порядка 750 м.

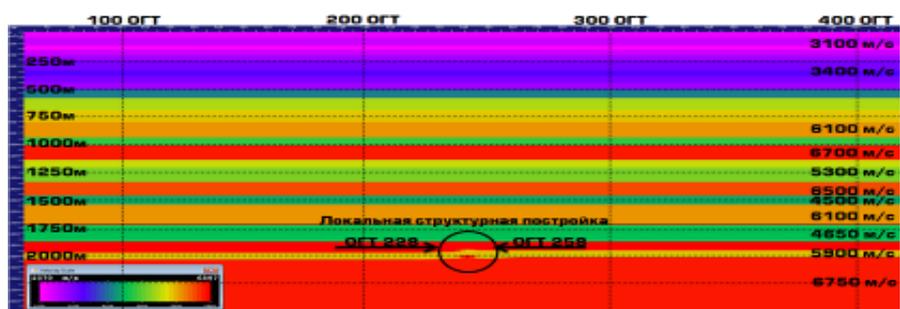


Рис. 1. Начальная модель интервальных скоростей в глубинной области по данным ВСП Куюмбинского ЛУ со структурной постройкой на нижней границе

По сейсмограммам, полученным по модели по данным ВСП, была выполнена временная миграция Кирхгоффа, затем осуществлено суммирование. На полученном временном разрезе исследуемый элемент повторяет собой форму, заложенную в скоростной модели. Приходим к выводу, что в идеальных поверхностных условиях возможно выделение малоразмерных и малоамплитудных структурных объектов.

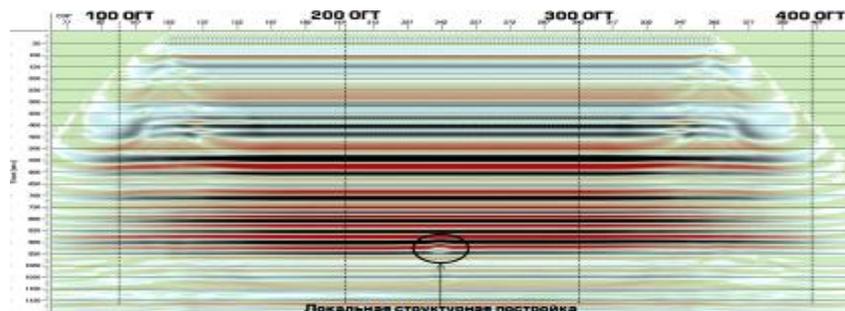


Рис. 2. Временной разрез после миграции по начальной скоростной модели по данным ВСП Куюмбинского ЛУ со структурной постройкой на нижней границе

Предположим, что поверхностные условия ВЧР неидеальны и осложнены скоростной неоднородностью. Над исследуемой структурой была смоделирована неоднородность ВЧР мощностью в 250 м и интервальной скоростью 2500 м/с.

Для компенсации влияния ВЧР во временной разрез была введена статическая поправка, которая рассчитана методом сейсмической томографии. Несмотря на корректный учет искажающего влияния ВЧР, исследуемый объект в такой геологической ситуации уже не выделяется четко на разрезе после миграции.

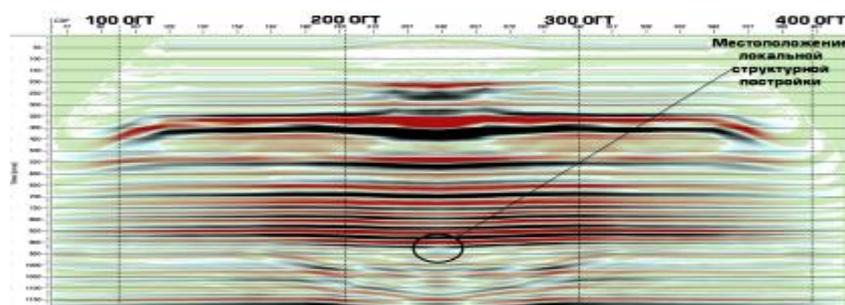


Рис. 3. Временной разрез после миграции по усложненной модели интервальных скоростей после учета влияния ВЧР

Далее был смоделирован случай наличия высокоскоростной неоднородности в ВЧР. Над исследуемой структурой смоделировали неоднородность ВЧР мощностью в 250 м и интервальной скоростью 4000 м/с.

Для компенсации влияния ВЧР в разрез ввели статическую поправку. Исследуемый объект также не выделяется четко на разрезе после миграции.

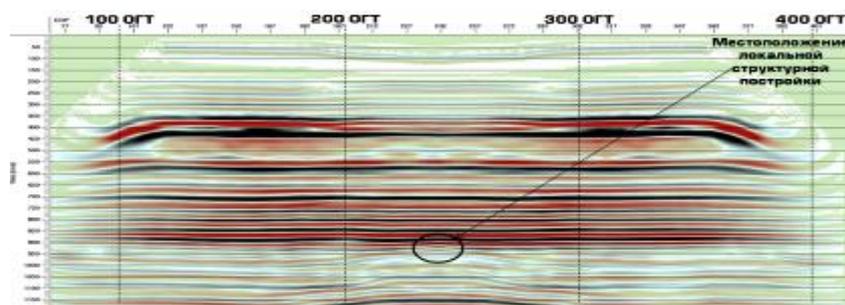


Рис. 4. Временной разрез после миграции по усложненной модели интервальных скоростей после учета влияния ВЧР

Далее выполнили сравнение мигрированных разрезов, полученных по осложненным высокоскоростными неоднородностями моделям с наличием исследуемой структуры и при ее отсутствии. Сформировали скоростную модель с той же неоднородностью в ВЧР, но при этом не имеющую исследуемую структуру. Полученный разрез показал, что результат практически не отличается от полученного по модели с той же неоднородностью в ВЧР, но с включенной в него структурой.

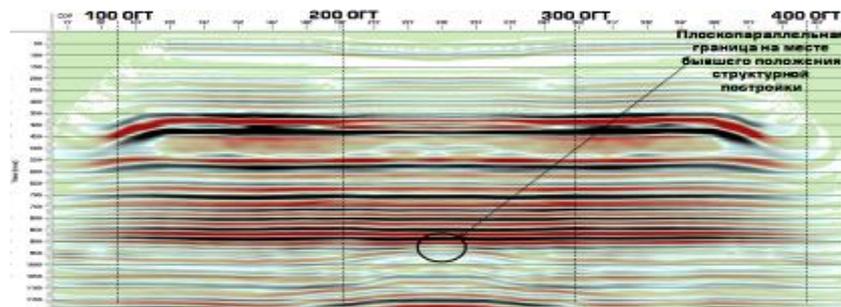


Рис. 5. Временной разрез после миграции и учета влияния ВЧР

Выводы: на участках аномальных зон в ВЧР после процедур компенсирования искажающего влияния ВЧР не удается восстановить исходную волновую картину.

УДК 550.8.013

**О.И. Бойков**

Научный руководитель – заведующий сектором **А.А. Осипенко**  
«РН-КрасноярскНИПИнефть»

## **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАВЕРНОВО-ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ ПРЕДЕЛЬНО НИЗКОЙ ПОРИСТОСТИ**

В работе рассмотрен новый подход разделения пустотного пространства на составляющие в условиях экстремально низкой пористости, сопоставимой с погрешностью определения пористости стандартными методами ГИС. В основе разделения лежат данные специальных методов ГИС (широкополосная акустика и пластовые микросканеры).

Объектом исследования является Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) нефтегазоносности. Продуктивные горизонты приурочены к карбонатным отложениям рифейского возраста с преимущественно каверново-трещинным типом коллектора. Отличительной особенностью коллекторов является их низкая пустотность порядка 0,5–5,0 % и практически непроницаемая матрица. Трещины играют основную роль в фильтрации флюидов, а интервалы выщелачивания и каверны – в эффективной емкости коллектора.

Методика определения  $K_{\Pi}^{\text{общ}}$  по данным ГИС представляет наименее дискуссионную часть данной работы, по мнению сторонних экспертов, и сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с учетом трехкомпонентной минералогической модели (доломит, кварц, глина) и пористости [1]. Так как в изучаемом разрезе встречаются почти все типы пустотного пространства – трещины, каверны, непроницаемая матрица, микрокаверны и микротрещины, – общая пустотность в рамках рассматриваемой модели может быть выражена следующим образом:

$$K_{\Pi}^{\text{общ}} = K_{\Pi}^{\text{м}} + K_{\Pi}^{\text{макротр}} + K_{\Pi}^{\text{выщ}} + K_{\Pi}^{\text{микротр}} + K_{\Pi}^{\text{кав}}.$$

Для расчета эффективной пустотности используется модель электропроводности из предположений [1]. Эффективная пустотность ( $K_{\Pi}^{\text{м}}$ ) определяется соответственно:

$$K_{\Pi}^{\text{эфф}} = K_{\Pi}^{\text{общ}} - K_{\Pi}^{\text{м}}.$$

Для разделения эффективной пустотности на каверновую и трещинную составляющие в работе [2] предложено использовать данные широкополосной акустики (АКШ). Физической основой выделения зон повышенной трещиноватости по величине динамических параметров поперечных (AS; S) волн является повышенная чувствительность параметров этих волн к увеличению фильтрационной способности горных пород. Для чисто трещиноватого коллектора максимальная когерентность должна характеризовать нетрещиноватые интервалы либо интервалы с закрытой трещиноватостью, средняя когерентность может быть связана с рассеянной трещиноватостью, минимальная – с наличием сети открытых, потенциально продуктивных трещин. Для каверново-трещинных типов коллекторов амплитуду когерентности поперечной волны необходимо ослаблять введением поправки, учитывающей влияние каверновой емкости. Таким образом, уточненная (по влиянию каверновой емкости) кривая когерентности поперечной волны, нормализованная в масштабе пористости, позволяет выделить часть пустотного пространства, отвечающего за пустотность открытых макротрещин. Для разделение эффективной пустотности на каверновую и трещинную составляющие использовалось уравнение следующего вида:

$$\begin{vmatrix} C_1 & C_2 \\ C_3 & C_4 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} K_{\Pi}^{\text{тр}} \\ K_{\Pi}^{\text{кав}} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} AS \\ K_{\Pi}^{\text{эфф}} \end{vmatrix},$$

где  $K_{\Pi}^{\text{тр}}$  – коэффициент пустотности трещин;  $K_{\Pi}^{\text{кав}}$  – коэффициент пустотности каверн;  $K_{\Pi}^{\text{эфф}}$  – коэффициент эффективной пустотности; AS – амплитуда когерентности S волны (пример прослеживания амплитуды приведен на рисунке;  $C_1, C_2, C_3, C_4$  – эмпирические коэффициенты).

Разделение пустотности трещин на микро- и макросоставляющие возможно только при наличии высокоразрешающих методов сканирования стенки скважин (UBI/FMI). Для расчетов были предложены уравнения следующего вида:

$$K_{\Pi}^{\text{макротр}} = \frac{\Pi_{\text{л}}^{\text{тр}} \cdot AS}{N};$$

$$K_{\Pi}^{\text{микротр}} = K_{\Pi}^{\text{тр}} - K_{\Pi}^{\text{макротр}}.$$

где  $K_{\Pi}^{\text{макр.тр}}$  – коэффициент пустотности макротрещин;  $K_{\Pi}^{\text{микр.тр}}$  – коэффициент пустотности микротрещин;  $\Pi_{\text{л}}^{\text{тр}}$  – плотность трещин;  $N$  – эмпирический коэффициент.

Для разделение общей каверновой пустотности на интервалы выщелачивания и разрозненные каверны были определены граничные значения пористости. Так, к зонам выщелачивания относятся интервалы с общей пористостью больше 6,5 %. Умеренная кавернозность (разрозненные каверны) характеризуются общей пористостью до 6,5 %.

Полученные результаты по разделению представлены в виде круговых диаграмм (рисунок). Отдельно по вертикальным скважинам (пилотные и разведочные) и эксплуатационным скважинам.

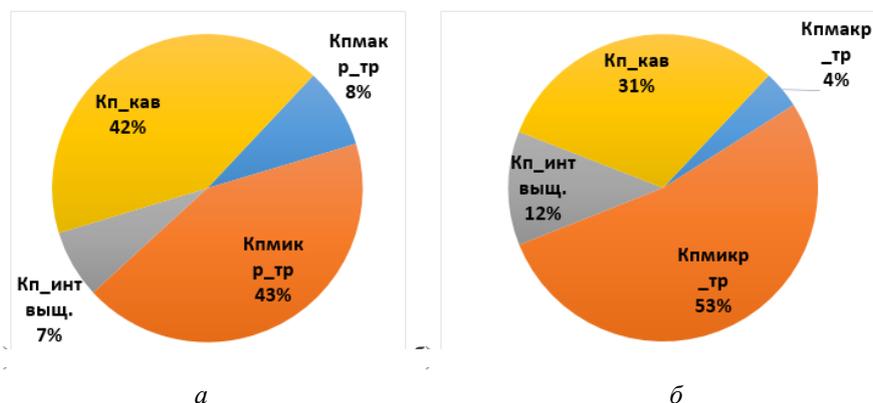


Рисунок. Объем пустотного пространства: а – эксплуатационные скважины в интервале открытого ствола; б – пилотные и разведочные скважины

На основе разработанного подхода по разделению пустотного пространства был выполнен расчет по всем скважинам с наиболее полным комплексом ГИС. Получена связь между пористостью макротрещин и коэффициентом начальной продуктивности. Для разделения общей каверновой пустотности на интервалы выщелачивания и разрозненные каверны были определены граничные значения пористости. К зонам выщелачивания относятся интервалы с общей пористостью больше 6,5 %. Умеренная кавернозность (разрозненные каверны) характеризуются общей пористостью до 6,5 %. Каверновая и трещинная составляющие эффективной пустотности в интервале открытого ствола эксплуатационных скважин делятся на 49 и 51 %, по вертикальным скважинам каверновая и трещинная составляющие эффективной пустотности – 43 и 57 % соответственно.

Дальнейшее направление развития данной работы мы видим в обосновании многокомпонентной петрофизической модели, в создании на ее основе модели двойной среды для целей корректного гидродинамического моделирования каверново-трещинного типа коллектора с обоснованием емкостных и фильтрационных свойств для каждого типа пустотного пространства.

### Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М. – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 259 с.
2. Осипенко А.А. Применение акустического каротажа и скважинных имиджеров для количественной оценки трещиноватости // Вестн. НК «Роснефть». 2015. Вып. 41. С. 4.

УДК 550.8.056

**М.А. Голиков**

Научные руководители: доктор физико-математических наук, профессор **В.М. Киселев**,  
начальник отдела **Д.В. Назаров**

*Сибирский федеральный университет, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## ПОСТРОЕНИЕ 1D-ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОРОД ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти и газа путем бурения горизонтальных скважин является одним из наиболее в настоящий момент перспективных направлений разработки месторождений со сложным геологическим строением. Основной проблемой при строительстве скважин является потеря устойчивости ствола скважины. Решение проблемы невозможно без геомеханического моделирования деформационных процессов. В области бурения скважин одной из задач геомеханики традиционно считается построение модели устойчивости ствола. Другой трудностью является то, что нет четких зависимостей и алгоритма для построения модели карбонатных отложений. Поэтому цель работы – определение связей и зависимостей упругих и прочностных параметров карбонатных пород. Существует ряд параметров, играющих ключевую роль в процессе построения геомеханической модели (таблица) [1].

Таблица

Параметры 1D-геомеханической модели

Параметр	Источник данных
Вертикальное напряжение	Значения объемной плотности горных пород, рассчитанной на основе анализа кернового материала или данных плотностного каротажа
Поровое давление	Прямые замеры давлений при помощи пластоиспытателя (MDT, DST). Данные ГИС (АК, ГГКп, УЭС). Данные 2D- и 3D-сейсморазведки. Вертикальное сейсмическое профилирование. Сводки по бурению
Минимальное горизонтальное напряжение (давление гидроразрыва)	ГРП, мини-ГРП, LOT, XLOT. Применение датчика затрубного давления (APWD). Сводки по бурению
Максимальное горизонтальное напряжение	Моделирование обрушений стенок скважины. Определение характера разрывных нарушений
Прочностные и упругие свойства горных пород (модуль Юнга, к-т Пуассона, предел прочности, сила сцепления, угол внутреннего трения)	Лабораторные исследования керна с построением паспорта прочности. Моделирование прочностных свойств по данным акустического каротажа с использованием эмпирических зависимостей

1. Оценка вертикального напряжения:

$$\sigma_v = g \int_0^h P b(z) dz,$$

где  $\sigma_v$  – давление геостатическое;  $g$  – ускорение свободного падения ( $9,8 \text{ м/с}^2$ );  $Pb(z)$  – объемная плотность,  $\text{г/см}^3$ ;  $Z$  – вертикальная глубина, м.

## 2. Оценка порового давления

Существуют различные методы оценки порового давления, такие как метод d-экспоненты, метод эквивалентных глубин и метод Итона [1].

$$\sigma_p = \sigma_v - (\sigma_v - \sigma_{pN}) \left( \frac{DT_N}{DT_0} \right)^x,$$

где  $\sigma_{pN}$  – нормальное поровое давление,  $\text{г/см}^3$ ;  $DT_0$  – замеренное интервальное время пробега продольной волны, мск/м;  $DT_N$  – нормальное интервальное время пробега продольной волны, мск/м;  $x$  – коэффициент Итона, безразмерная величина.

## 3. Определение упругих свойств

Соответственно,  $K$  (модуль объемного сжатия) и  $\mu$  (модуль сдвига) могут быть определены [2]:

$$E_{dynamic} = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}.$$

Динамический коэффициент Пуассона [1]:

$$\vartheta_{dynamic} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}.$$

Для определения связи между динамическим и статическим модулем Юнга существуют несколько эмпирических зависимостей: корреляция Мораля, корреляция Пламба – Брэдфорда [2].

В более простом выражении применяется модифицированная корреляция Мораля, представленная следующим уравнением:

$$E_s = (-2,21K_p + 0,965) \cdot E_d,$$

где  $K_p$  – коэффициент пористости.

Корреляция Мораля применяется только к терригенным породам.

### Корреляция Пламба – Брэдфорда [3]

Данная корреляция представлена следующим уравнением:

$$E_s = 0,0018 \cdot E_d^{2,7},$$

где  $E_d$  – динамический коэффициент Юнга.

## 4. Расчет прочностных свойств горных пород

$$\sigma_{сж} = \sigma_{сж0} (1 - \alpha P)^2,$$

где  $\alpha = 1,5-4$  – параметр формы порового пространства (постоянная Био);  $P$  – коэффициент пористости;  $\sigma_{сж0}$  – предел прочности минеральной фазы [4].

Результаты работы:

- 1) построена модель устойчивости ствола скважины;
- 2) установлено, что известные связи упругих и прочностных свойств подходят для карбонатных пород;
- 3) выявлено, что при превышении забойного давления на 10–14 % вероятность авто-ГРП стремится к 1.

### Список литературы

1. Предеин А., Клыков П. Построение геомеханической модели и расчет стабильности ствола скважины на примере одного из месторождений Пермского край. 2015. SPE-176736-RU.
2. Petroleum related rock mechanics / E. Fjær, R. M. Holt, P. Horsrud [et al.]. 2<sup>nd</sup> edition. Elsevier, 2008.
3. Zoback M.D. Reservoir geomechanics // Department of geophysics. Stanford University, 2007.
4. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра, 1984.

УДК 350.839

### А.В. Коротышева

Научный руководитель – главный инженер проекта  
по сейсмическому сопровождению месторождений **А.А. Козяев**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## ПРИМЕНЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НА ПЛАСТ ЯК-III-VII

На сегодняшний день разработка любого месторождения не может обойтись без сейсморазведки. Сейсморазведка приносит много полезной информации как в отношении геометрии, так и свойств пластов при построении модели месторождений. Средств решения задач изучения месторождений на основе сейсмических наблюдений в настоящее время достаточно много, и они продолжают развиваться.

Сложное геологическое строение пласта Як-III-VII исследуемого месторождения свидетельствует о том, что стандартные методы моделирования не работают, поэтому была необходимость в поиске новых методов для точного прогноза литологии.

Для повышения эффективности ввода новых скважин и зарезок бокового ствола на пласт Як-III-VI принято решение использовать сейсмический куб акустического импеданса, значения которого напрямую связаны с литологией и ФЕС резервуара.

Применение сейсмического куба АИ в сравнении с геологической моделью, построенной только по скважинным данным, имеет в первую очередь наличие достаточно детальной инфор-

мации о геологическом строении в каждой точке пространства. Также закономерная изменчивость геологического строения полностью удовлетворяет концептуальной модели аллювиальной системы.

В процесс разработки инструмента для прогноза свойств пласта Як-III-VII было выполнено петрофизическое обоснование сейсмической инверсии, которая позволила получить трехмерный тренд распространения коллектора.

**Сейсмическая инверсия.** Для расчета сейсмической инверсии были использованы 11 субвертикальных скважин с наилучшим комплексом ГИС, сейсмический куб с истинными амплитудами, после контроля качества.

Для получения куба АИ была совершена привязка скважин и отобран средний импульс, затем построена НЧМ по данным ГИС всех скважин, для которых выполнена привязка.

Представление о количественной связи между АИ по ГИС и по инверсии можно сформировать, опираясь на построенные кросс-плоты. Тесная связь ( $R = 0,9$ ) между АИ по ГИС и по сейсмическому кубу позволяет надеяться на подтверждение закономерностей, установленных при петрофизическом анализе по сейсмическим материалам.

**Сейсмогеологический мониторинг.** В результате сейсмической инверсии был получен куб АИ с высокой разрешающей способностью по вертикали, который используется для сейсмогеологического мониторинга для прогноза литологии и успешного заложения кандидатов на пласт Як-III-VII.

Рассмотрим на примере скважины 1 эффективность использования данных 3D-сейсмо-разведки для заложения ВНС на пласт Як-III-VII (рисунок). На разрезе (рисунок, а) представлена первоначальная проектная траектория скважины и фактическая траектория, определенная по результатам анализа сейсмических данных. Визуальный анализ данных РИГИС и куба АИ (рисунок, б) позволяет сделать вывод о полном совпадении прогнозного распространения коллектора пласта Як-III-VII и фактического, определенного после бурения скважины.

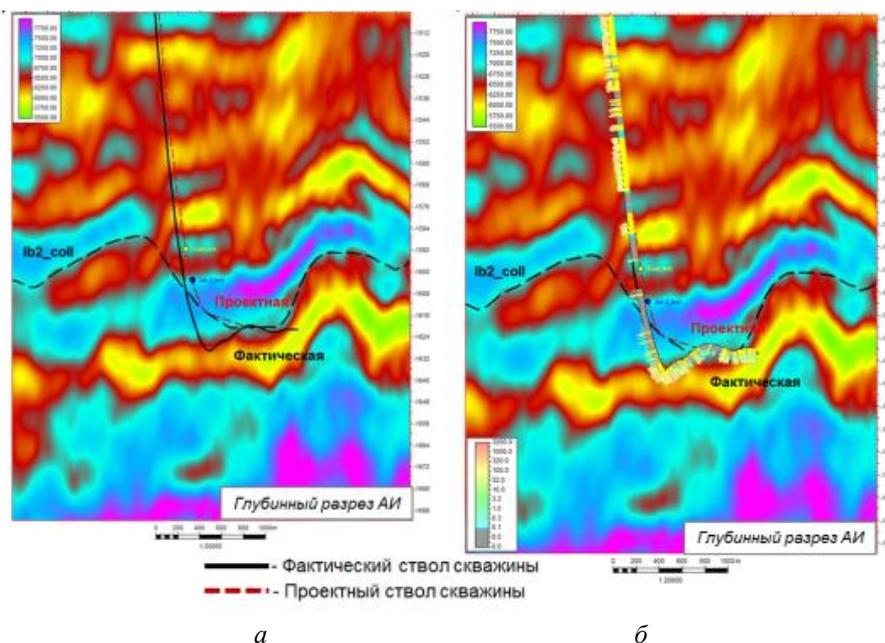


Рисунок. Разрез куба АИ через фактически пробуренную скважину:  
а – без нанесения РИГИС; б – с нанесением РИГИС

Исходя из приведенного анализа для скважины, фактически пробуренной, можно судить об эффективности использования данных 3D-сейсморазведки для заложения ВНС и ЗБС на пласт Як-III-VII Ванкорского месторождения.

После включения в производственный цикл сейсмогеологического мониторинга была пробурена 21 скважина, все скважины подтвердили прогноз коллектора и ФЕС.

Разработанный подход к прогнозу свойств пласта Як-III-VII при помощи сейсмического куба акустического импеданса имеет высокую подтверждаемость бурением. Эффективность используемого подхода полностью подтверждена бурением 21 горизонтальной скважины.

Использование метода прогноза свойств пласта Як-III-VII с помощью данных сейсморазведки 3D позволит снизить риски, связанные с неоднозначностью геологического строения пласта Як-III-VII как по вертикали, так и по латерали, тем самым значительно уменьшить процент скважин, которые вскрывают ухудшенные ФЕС.

УДК 550.8

**А.А. Леонова, Д.А. Локшин**

Научные руководители: доктор физико-математических наук, профессор **В.М. Киселев**,  
начальник отдела **Д.В. Назаров**

*Сибирский федеральный университет, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## **ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ТИПИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА**

Постепенно карбонатные месторождения занимают все большую часть в формировании ресурсного потенциала всего мира. Карбонатные породы можно охарактеризовать как уникальные по сложности осадочные отложения. Такие отложения характеризуются сложными геологическими и петрофизическими свойствами. Характерной чертой данных отложений является наличие вторичных пустот в общем объеме пустотного пространства, которое играет определяющую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов. К вторичной пустотности относятся «вновь образованная кавернозность» и трещиноватость.

Объектом исследования является нижнекембрийский карбонатный горизонт, расположенный в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО). Для исследуемых отложений характерно повсеместное засоление пород, изменчивость коллекторских свойств, сложная структура пустотного пространства и высокая кавернозность пород-коллекторов. Стоит отметить, что у данного объекта исследования развитой системы трещин не наблюдается.

Структура пустотного пространства и особенности фильтрации флюида в сложнопостроенных карбонатных коллекторах несут непосредственную информацию о емкости коллектора. Каверновая емкость является одним из основных компонентов эффективной пористости коллекторов на рассматриваемой территории. Наличие различной по размерам и типам вторичной пустотности в породе может приводить к сильному изменению проницаемости при равной величине общей пустотности [1].

Для определения коэффициента проницаемости горных пород по данным ГИС существует достаточно много подходов. Основная идея во всех подходах заключается в нахождении связи пористости и проницаемости с использованием керновых зависимостей. Однако при сопоставлении проницаемости с пористостью по данным керна на исследуемой территории прослеживается значительный разброс точек, связанный в большей степени со структурой пустотного пространства и его локальным засолением. Исходя из этого следует, что для достоверной оценки  $K_{пр}$  по данным ГИС необходим корректный учет вторичных преобразований, а именно – засоления и выщелачивания. В связи с чем необходимо разделять коллекторы по типу пустотного пространства, тем самым исключая искажающий фактор, связанный со структурной неоднородностью исследуемых отложений.

На сегодняшний день существует несколько методик для определения каверновой емкости, как по керновому материалу, так и по данным ГИС. Величину каверновой пористости пород по керну определяют с помощью рентгеновской компьютерной томографии (РКТ). Среди методов ГИС наибольшее распространение получила методика, предложенная В.М. Добрыниным [2].

Суть метода РКТ состоит в том, что рентгеновские лучи при прохождении сквозь горную породу теряют мощность пропорционально ее плотности и регистрируются приемником, составляя общие снимки уже на экране монитора. Результатом РКТ является трехмерное изображение образца, реконструированное из набора срезов. Данный метод позволяет, не разрушая сам образец, оценить характер пустотного пространства изучаемых пород [3].

По данным компьютерной томографии керна удалось определить степень влияния каверновой составляющей на ФЕС пород-коллекторов. С учетом имеющихся данных исследуемый разрез отнесен к третьему типу.

Поскольку далеко не всегда геологический разрез освещен данными РКТ, то необходимо научиться рассчитывать каверновую пористость по данным ГИС. Анализ каверновой емкости по данным ГИС осуществлялся с помощью методики В.М. Добрынина, которая основана на разделении пустот по величине объемной сжимаемости, что отражается на скорости распространения волн. Для более корректной оценки вторичной пористости по данным ГИС существующая методика была скорректирована с учетом некоторых особенностей исследуемых отложений, связанных с наличием зон интенсивного выщелачивания и заполнением пустот минералами галита и ангидрита [4].

Стоит отметить, что результаты по расчету каверновой емкости по данным РКТ и ГИС между собой достаточно хорошо согласуются.

Таким образом, используя выделенные зоны, был рассчитан коэффициент проницаемости. Полученные результаты сопоставимы с данными, полученными по керновому материалу (рисунок).

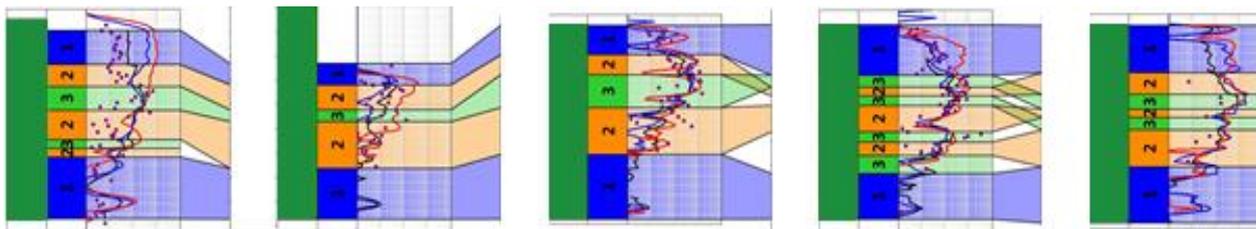


Рисунок. Сопоставление результатов расчета коэффициента проницаемости по ГИС с данными по kernовому материалу

**Вывод.** Исследуемые отложения характеризуются сложным геологическим строением и высокой изменчивостью ФЕС. Поэтому разделение пустотного пространства на типы является важнейшим этапом для корректной оценки коэффициента проницаемости. В рамках данной работы была проведена оценка доли каверновой емкости по данным ГИС с учетом особенностей исследуемых отложений, проведена типизация пустотного пространства по данным РКТ, а также предложена методика для корректной оценки коэффициента проницаемости по данным ГИС с учетом структурной неоднородности исследуемых отложений.

#### Список литературы

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999.
2. Недоливко Н.М. Исследования керна нефтегазовых скважин: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2006.
4. Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика: учебник для вузов. 2-е изд. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004.

УДК 550.0.052

**А.А. Мельник**

Научный руководитель – начальник отдела **Д.А. Петров**  
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

## ВЫЯВЛЕНИЕ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ РАССЕЯННЫХ ВОЛН ПО ГАУССОВЫМ ПУЧКАМ

Специалистами ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» разрабатывается новая технология выделения рассеянных сейсмических волн методом гауссовых пучков с целью выявления залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах.

Технология основана на специальной обработке сейсмических данных, позволяющей строить волновые изображения рассеивающих объектов геологической среды, таких как тектонические нарушения и зоны скопления микронеоднородностей (трещины, каверны и др.). Благодаря использованию метода гауссовых пучков обеспечивается максимально возможная разрешающая способность сейсмических изображений как по вертикали, так и по горизонтали [1].

Данная технология позволит повысить эффективность разведочного и эксплуатационного бурения на месторождениях со сложным геотектоническим строением. При этом появляется возможность снизить геологические риски, связанные с ранее не обнаруженными тектоническими нарушениями, изменяющими геометрию залежи, что непосредственно влияет на оценку запасов углеводородов и выбор системы разработки месторождения.

Применение методики выделения рассеянных волн методом гауссовых пучков к сейсмическим синтетическим данным, полученным по модели, включающим разлом, показало свою работоспособность (рис. 1) [2].



Рис. 1. Пример выделения разлома по рассеянным волнам методом гауссовых пучков

Для апробации на реальных данных выбран профиль МОГТ-2D на одном из месторождений Восточной Сибири (рис. 2). По данному профилю была проведена опытная обработка с использованием разработанной технологии (рис. 3).

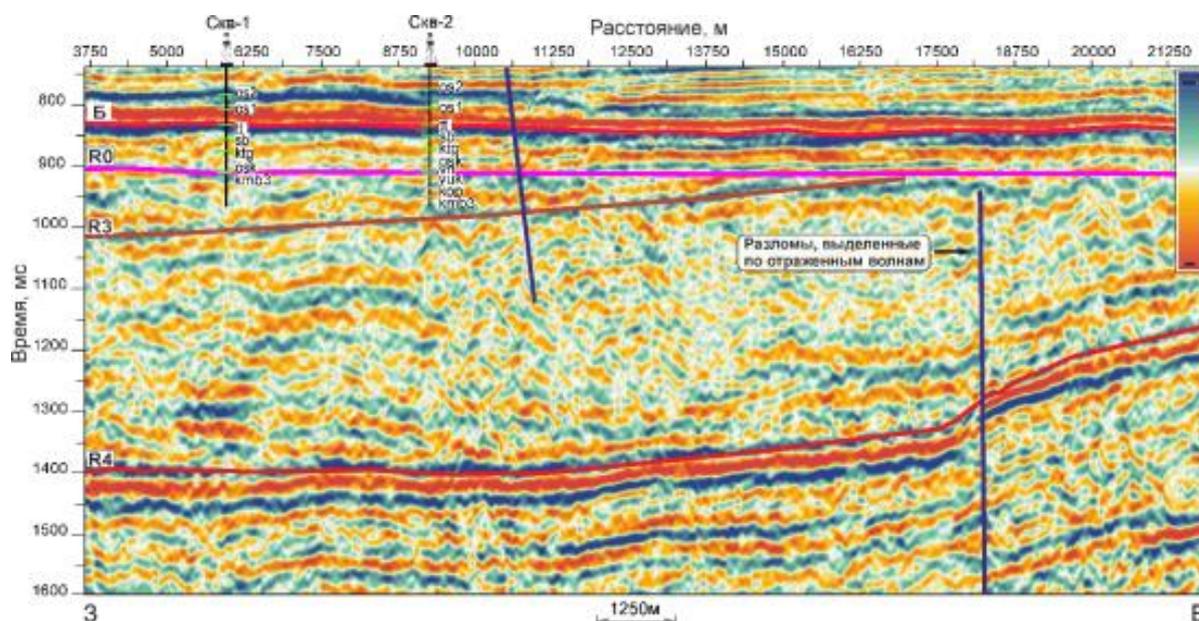


Рис. 2. Временной мигрированный разрез по профилю

Как и ожидалось, разрез гауссовых пучков высокочастотный и разрешенный, что соответствует теоретическим основам метода. Благодаря применению технологии, удалось локализовать зону повышенной энергии рассеяния, которая связана с пропущенным тектоническим нарушением. Данный разлом подтверждается результатами бурения, так как скважины вскрыли разновозрастные толщи рифея. Разломы, выделенные по отраженным волнам, также находят своё отображение в рассеянном поле. Полученный результат позволяет в значительной мере уточнить структурно-тектонический план месторождения.

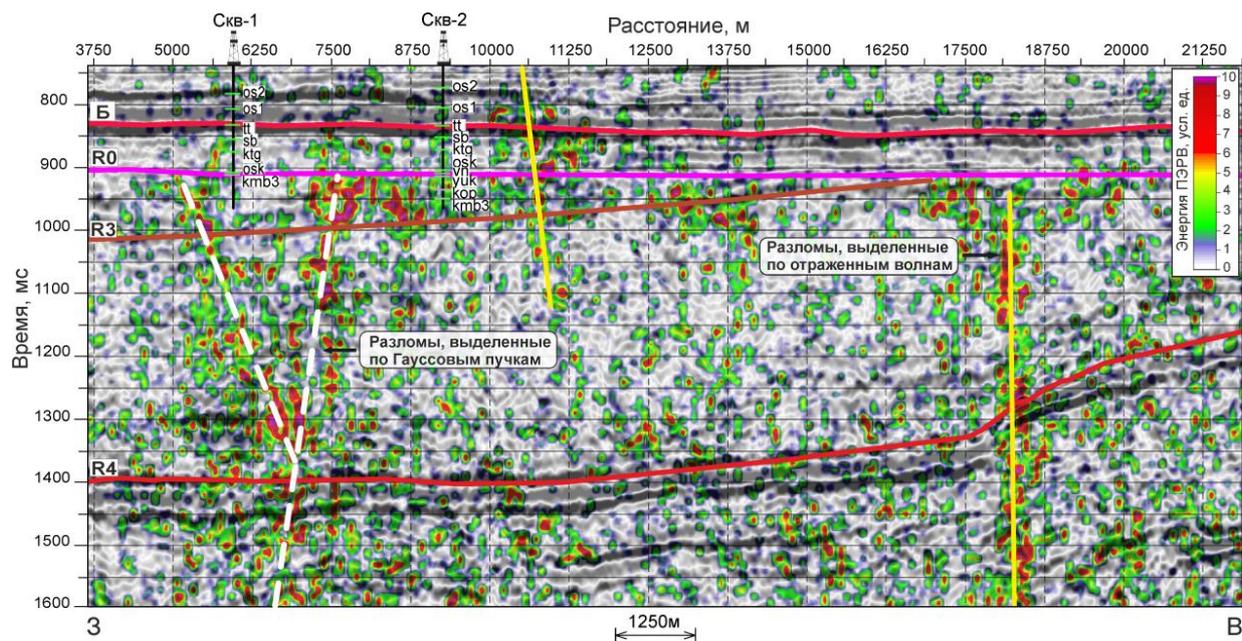


Рис. 3. Суперпозиция отраженных и рассеянных волн, выделенных методом гауссовых пучков

### Список литературы

1. Кутовенко М.П., Протасов М.И., Чеверда В.А. Использование гауссовых пучков для построения сейсмических изображений в истинных амплитудах по многокомпонентным данным // Технологии сейсморазведки. 2010. № 4. С. 3–13.
2. Выявление трещиновато-кавернозных коллекторов на основе интерпретации сейсмических рассеянных волн методом гауссовых пучков / Д.А. Петров [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 6–10.

УДК 550.8

**М.А. Пирожкова, О.А. Петрусь**

Научные руководители: главный инженер проекта по Иркутской области **Н.М. Дадакин**,  
начальник отдела **Д.В. Назаров**, главный специалист **Н.Ф. Каячев**,  
ведущий геофизик **И.М. Рычков**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## **СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ ЗОН**

Восточная Сибирь является одним из приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса. О ее перспективности свидетельствует открытие новых залежей и успешная разработка месторождений с получением промышленных притоков нефти и газа.

Отличительной особенностью месторождений, сложенных карбонатными коллекторами, является сложная структура порового пространства: наличие вторичной пористости, каверновой или трещинной составляющей. Установление связи между упругими параметрами, петрофизическими свойствами и геологическими процессами является важным этапом при прогнозе коллекторских свойств карбонатных пород по сейсмическим данным и требует междисциплинарного подхода с участием сейсмика, петрофизика и геолога.

Работа посвящена изучению сложнопостроенных карбонатных коллекторов площади, приуроченной к Непско-Ботуобинской антеклизе (НБА) Лено-Тунгусской НГП.

Основными продуктивными горизонтами в пределах центральной части НБА являются подсолевые карбонатные комплексы: нижний кембрий – осинский (пласты Б1 и Б2), усть-кутский (пласты Б3-4, Б5); преображенский (пласт Б12) и ербогаченский (пласт Б13). Они характеризуются сложным строением резервуаров и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов как за счет изменения литологии пород, так и вследствие локального засоления их порового пространства.

Главным на сегодняшний день поисковым признаком продуктивности карбонатного усть-кутского горизонта является наличие палеовыступов AR-PR фундамента с отсутствующими перекрывающими терригенными отложениями непской свиты (V). Данный критерий подтверждается полученными промышленными дебитами углеводородов в скважинах, пробуренных над положительными локальными структурами кристаллического фундамента [1].

В работе выполнено моделирование процесса образования и распространения зон с улучшенными ФЕС в карбонатном коллекторе тэтэрской свиты (V-С<sub>1</sub>) усть-кутского нефтегазоносного горизонта пласта Б5. Ведущая роль в формировании коллекторов с высокими ФЕС отводится геостатической элизионной водонапорной системе [2]. В представленном исследовании создана приближенная концептуальная модель формирования высокопродуктивных площадей над отдельными палеовыступами фундамента, чего ранее в работах не проводилось. На основе анализа оценен предполагаемый объем каверновой пустотности.

Проведена комплексная интерпретация геофизических исследований скважин (ГИС) с построением объемных минералогических моделей пласта. Подобрана эффективная модель среды (DEM) для изучаемых карбонатных отложений и выполнено петроупругое моделирование, позволяющее изучить влияние коллекторских параметров пород на упругие свойства [4]. По результатам анализа петроупругих связей определены критерии прогноза коллекторских свойств по сейсмическим данным [3].

На основе полученной в исследовании геологической модели сложнопостроенных карбонатных коллекторов проведен количественный прогноз свойств коллекторов в межскважинном пространстве, выделены зоны распространения коллекторов с улучшенными ФЕС (рисунок).

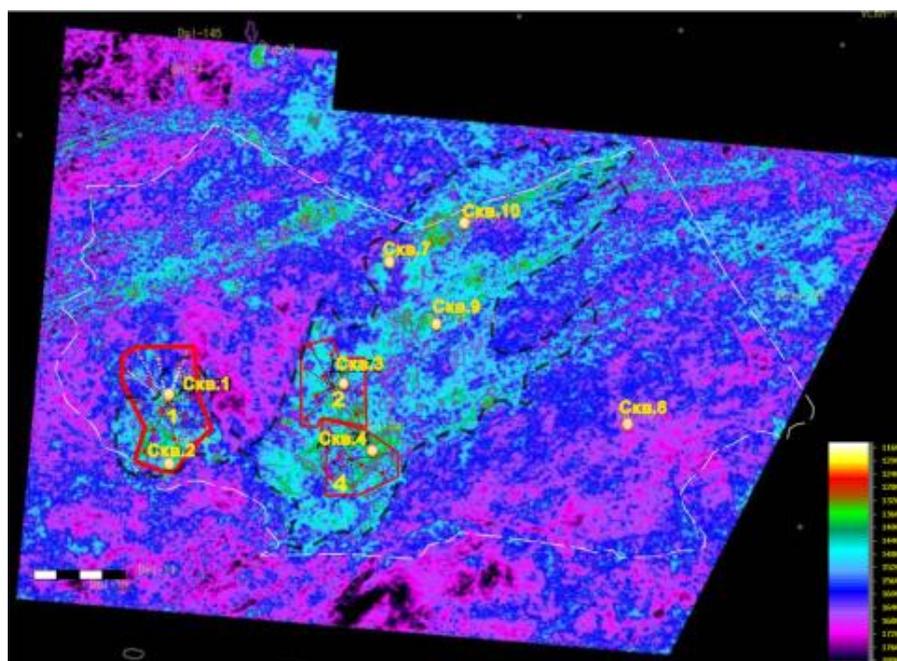


Рисунок. Перспективные области распространения высокопористых коллекторов по среднеквадратичным значениям импеданса в пласте Б5

Используя полученные в ходе работы результаты, можно оценить ресурсный потенциал залежей пласта Б5 на вновь приобретенных участках, пересмотреть запасы, которые сегодня стоят на государственном балансе, и уточнить схемы разработки месторождения.

### Список литературы

1. Каячев Н.Ф., Колесов В.А., Квачко С.К. Роль литогенеза в формировании зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами подсолевых карбонатных отложений венда и нижнего кембрия (Восточная Сибирь) // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15, № 20. С. 216–231.
2. Холодов В.Н. Осадочные бассейны, закономерности их формирования и принципы классификации. Сообщение 2. Осадочные породные бассейны // Литология и полезные ископаемые. 2010. № 3. С. 268–308.
3. Шубин А.В. Методика изучения сложнопостроенных природных резервуаров на основе петроупругого моделирования и инверсии сейсмических данных: дис. ... канд. геол.-минералог. наук. М., 2014. 105 с.

4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Second edition. Cambridge University Press, 2009. 511 p.

5. Yuanlin MENG, Hengdong ZHU, Xinning LI. Thermodynamic analyses of dolomite dissolution and prediction of the zones of secondary porosity: A case study of the tight tuffaceous dolomite reservoir of the second member, Permian Lucaogou Formation. Santanghu Basin. NW China. ELSEVIER. Petroleum Exploration and Development. 2014. P. 754–760.

УДК 550.8.056

**Г.С. Пустынский**

Научные руководители – доктор физико-математических наук, профессор **В.М. Киселев**,  
начальник отдела **Д.В. Назаров**

*Сибирский федеральный университет, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## АНАЛИЗ КРИВЫХ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ НАСЫЩЕНИЯ

**Цель работы:** построение капиллярной модели насыщения карбонатного коллектора.

**Объект исследования:** сложнопостроенный карбонатный коллектор Усть-Кутского горизонта одного из месторождений Восточной Сибири (пласт Б5).

На текущий момент нет однозначного ответа, какую модель использовать в случае гидрофобного карбонатного коллектора, в практике отечественной петрофизики данная проблема фактически не рассматривается. В данной работе использовалась классическая капиллярная модель Леверетта. Сущность методики построения модели переходной зоны по капиллярным данным заключается в следующем.

В процессе настройки каждая капиллярные кривые аппроксимируются и осредняются с помощью  $J$ -функции Леверетта.

$$J = \frac{P_k}{\sigma \cdot \cos\theta} \left( \frac{K_{пр}}{K_{п}} \right)^{1/2} = a \cdot (K_B)^{-b},$$

где  $J$  – значение функции Леверетта;  $P_k$  – капиллярное давление;  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости;  $K_{п}$  – коэффициент пористости;  $\sigma$  – поверхностное натяжение;  $\theta$  – краевой угол смачивания;  $a$  и  $b$  – аппроксимирующие коэффициенты.

Затем капиллярное давление трансформируется в высоту над зеркалом чистой воды (ВНЗЧВ) посредством выражения

$$P_k = (\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot h,$$

где  $\rho_B$  – плотность пластовой воды;  $\rho_H$  – плотность нефти;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $h$  – высота залежи.

$$\Delta H = \frac{P_K^{H-B}}{g(\rho_B - \rho_H)}$$

Уровень зеркала чистой воды (ЗЧВ) определяется по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Расчет  $J$ -функции Леверетта для пласта Б5:

$$J = 0,012S_w^{-2,711},$$

где  $S_w$  – коэффициент водонасыщенности.

Точность определения проницаемости оказывает существенное влияние на значение  $J$ -функции. При расчете проницаемости использовалась следующая доказанная эмпирическая зависимость:

$$K_{пр} = 10^{5,742 \cdot \lg(K_n) - 4,632}.$$

Далее производилась настройка модели переходной зоны и определение положения зеркала чистой воды:

$$J = \frac{\Delta\rho \cdot g \cdot (ЗЧВ - TVDSS) \cdot \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}}{v},$$

где  $\Delta\rho = \rho_B - \rho_H$ ; ЗЧВ – уровень зеркала чистой воды.

$$S_w = 0,193 \cdot J^{-0,369}.$$

Полученная таким образом модель переходной зоны позволяет определить водонасыщенность коллекторов способом, независимым от скважинной электрометрии.

Результаты работы:

- была построена капиллярная модель насыщения Леверетта для карбонатного коллектора;
- было определено положения ЗЧВ для пласта Б5 одного из месторождений Восточной Сибири, полученные данные не противоречат показаниям ГИС;
- осуществлено сравнение керновых данных, данных ГИС и капиллярной модели насыщения, свидетельствующие об их хорошей сходимости.

### Список литературы

1. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2009. 868 с.
2. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.
3. Беляков Е.О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин // PRОнефть. Вып. 1 (7). 2018.

УДК 552.54

**К.А. Тихонова**Научный руководитель – заведующий сектором **С.К. Квачко**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»***СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ И ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ  
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РИФЕЙСКОГО ВОЗРАСТА  
ОДНОЙ ИЗ ПЛОЩАДЕЙ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

Изучаемая площадь является уникальным объектом по своим геологическим характеристикам. Основные запасы углеводородов сосредоточены в карбонатных коллекторах каверново-трещинного типа рифейского возраста. Формирование такого коллектора обусловлено несколькими факторами, среди которых условия осадконакопления и преобразованность пород на разных стадиях литогенеза [1]. Первичные свойства пород изменены процессами доломитизации, перекристаллизации, пиритизации, стиллолитозации, сульфатизации, выщелачивания и окремнения.

Рассматриваемая тема актуальна, так как на изучаемой площади при добыче углеводородов возникают некоторые сложности. Проблемы выражаются в низкой скорости проходки, высокой степени износа породоразрушающего оборудования, снижении продуктивности скважин. Вышеперечисленные проблемы, вероятно, связаны с аутигенным образованием минералов. Для решения проблем в первую очередь необходимо понимать протекание постседиментационных процессов и уметь прогнозировать перспективные участки.

Цель данной работы – рассмотреть влияние постседиментационных процессов на добычу углеводородов, бурение скважин и коллекторские свойства.

В ходе работы был проведен литологический анализ горных пород, построены разрезы с вынесением интенсивности вторичных процессов (рисунок), рассмотрена возможность корректного выделения преобразованных интервалов по ГИС и возможность применения полученных данных.

В результате проведенной работы определено, что наибольшее положительное влияние на формирование коллекторских свойств оказал процесс выщелачивания. Рассматриваются несколько теорий кавернообразования. Присутствие образований различных форм кварц-халцедонового состава широко развито в пределах рассматриваемого интервала разреза и проявлено с разной интенсивностью. Процессы, обусловленные образованием ангидрита, проявлены в меньшей степени. В пределах площади изучаемая толща не всегда подвержена сульфатизации. Отмечается связь аутигенного минералообразования с процессами добычи углеводородов и изменением фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Рассмотрена возможность выделения преобразованных интервалов по ГИС, получена хорошая сходимость результатов, отмеченная при сопоставлении интервалов, выделенных по керну и по ГИС. В перспективе результаты проведенного исследования могут быть использованы при упругом моделировании свойств пород.

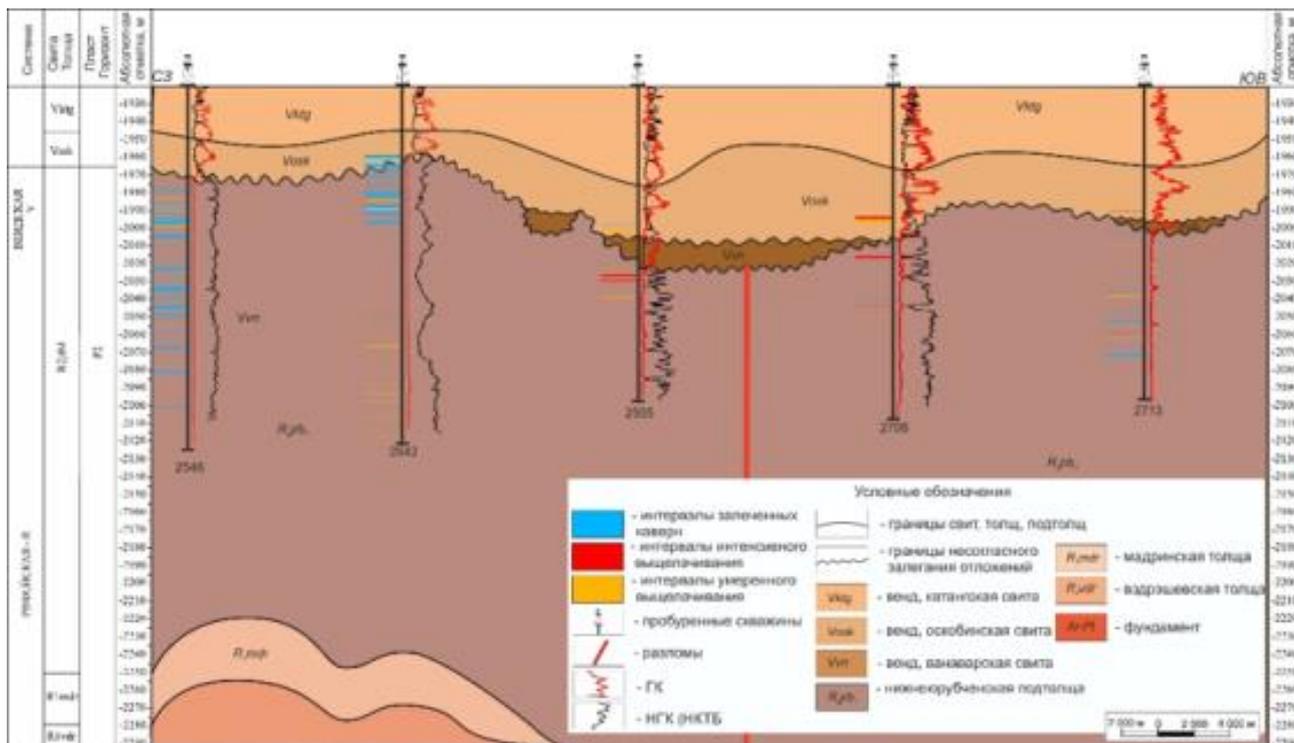


Рисунок. Геологический разрез с вынесением интервалов выщелачивания

### Список литературы

1. Вараксина И.В., Хабаров Е.М. Обстановки седиментации и постседиментационные изменения рифейских карбонатных отложений Куюмбинского месторождения // Геология нефти и газа. 2000. № 1. С. 28–36.

УДК 553.982.2

**К.В. Юркина**

Научный руководитель – главный специалист **А.А.Гребенюк**  
 ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ НА ЛОДОЧНОМ НГКМ

Рассматриваются отложения нижнеяковлевской подсвиты Лодочного НГКМ. Хорошее качество сейсморазведки МОГТ 3D позволяет применять различные сейсмические атрибуты для картирования зон с разными ФЭС. Бурение горизонтальных скважин на пласт Як-1 позволяет на качественном уровне провести сопоставление скважинных данных и сеймики.

Отложения нижнеяковлевской свиты формировались в условиях древней речной системы. Осадконакопление таких систем шло в условиях смены скоростей потока, изменения положения русел [1]. Все это привело к сложному распределению и формированию осадков. Пласт Як-1 является основным объектом разработки, в результате бурения новых скважин были выделены новые залежи с разным уровнем насыщения в соседних скважинах. Пласт Як-1 по скважинным данным разделяется на южную и три северных линзы (линза 1, линза 2 и линза 3, проиндексированные с юга на север).

Анализ сейсмических атрибутов позволит выделить песчаные тела и проследить границы их разобщения [2]. Между ГИС и данными среза куба акустического импеданса выявлена корреляционная связь, что говорит о возможности использования этого метода инверсии. На разрезе акустического импеданса песчаные линзы пласта проявляются в виде аномалий с низкими значениями. На рис. 1 видно, что в разрезе выделяются различные тела, имеющие четкие пространственные границы и различные ФЭС.

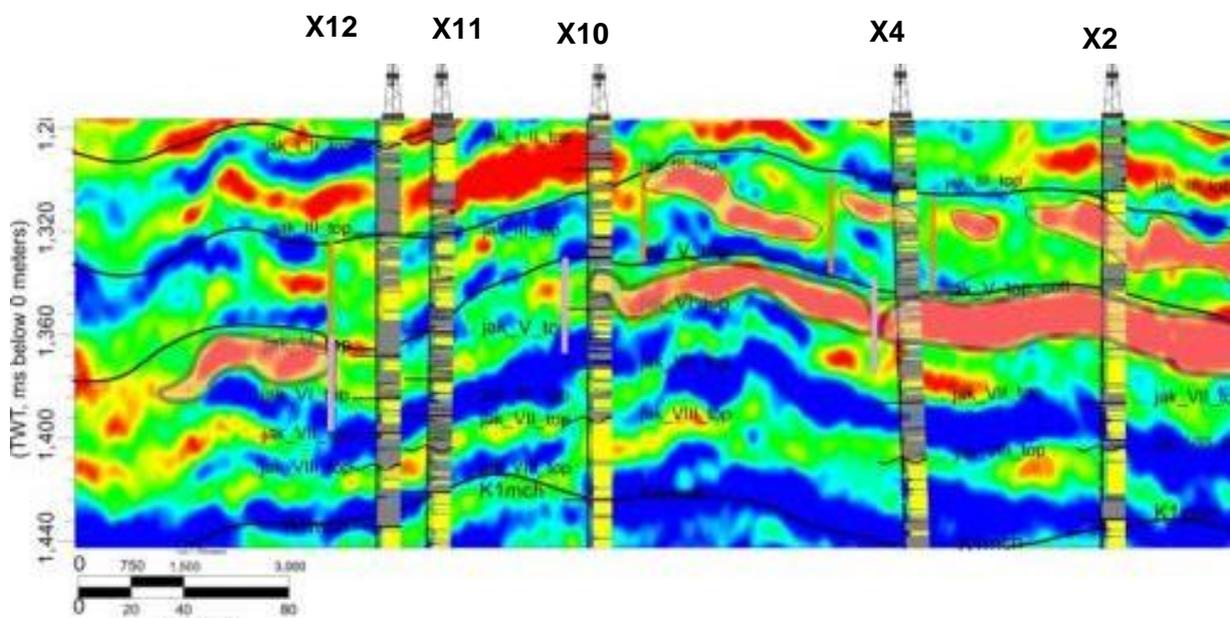


Рис. 1. Разрез куба акустического импеданса

Метод спектральной декомпозиции используется для выделения и подчеркивания извилистых русловых каналов. Метод RGB включает в себя цветовое суммирование, атрибутивный анализ, выделение контура русла и интерактивную классификацию сейсмофаций [3]. С геологической точки зрения разные цветовые аномалии можно связать с разными литологическими объектами. Зоны глинизации, ограничивающие продуктивные залежи, выделены по границам этих литологических объектов (рис. 2).

Результаты бурения горизонтальных эксплуатационных скважин подтвердили наличие условных линий разобщения коллектора в пласте Як-1 (рис. 3):

- зоны низкой энергии отраженных волн соответствуют глинам;
- выход из зоны повышенных значений соответствует вскрытию глинистого разреза;
- вход ГС в зону повышенных значений атрибута соответствует вскрытию песчаного тела.

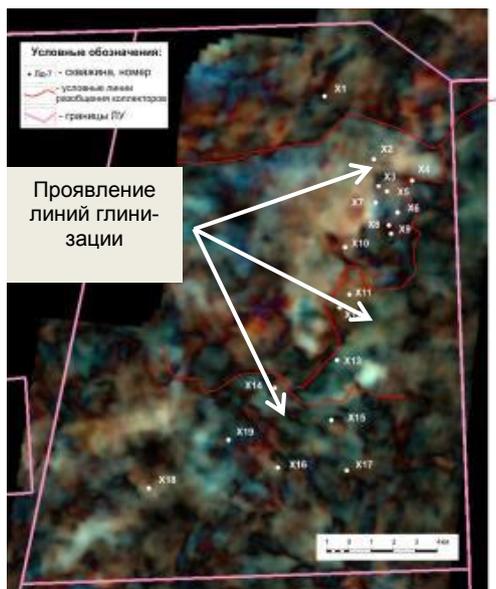


Рис. 2. Срез куба спектральной декомпозиции в средней части пласта Як-1

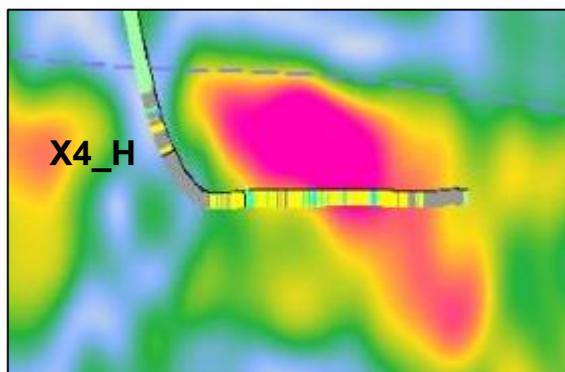


Рис. 3. Сходимость РИГИС и атрибута Envelope

В ходе выполнения работы было рассмотрено несколько атрибутов сейсморазведки, таких как акустическая инверсия, высокочастотная спектральная декомпозиция и атрибут огибающей трассы. По данным сейсмической инверсии были выделены зоны с наиболее высокими ФЭС. Метод спектральной декомпозиции позволил в плане проследить линии разобщения песчаных линз. При анализе куба атрибута огибающей трассы выявлено полное соответствие данным эксплуатационного бурения пилотного ствола X4\_H.

Сопоставление данных сейсморазведки фонда скважин показало необходимость пересмотра размещения сетки эксплуатационного бурения в связи с попаданием скважин в глинистые отложения. Выполнена оценка экономической эффективности проведенных работ.

### Список литературы

1. Ежова А.В. Литология: учебник. Томск: Том. политехн. ун-т, 2009. 336 с.
2. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 3–16.
3. Morozov P., Yadav N. Geological model of channel deposits based on results of spectral decomposition and interactive analysis of seismic data // EAGE.

УДК 550.8

**Д.В. Шаплов, К.О. Матросов**

Научный руководитель – кандидат геолого-минералогических наук, доцент **Л.И. Свиридов**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ВЛИЯНИЕ МАГМАТИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ**

По нефтегазогеологическому районированию Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) располагается в центре Байкитской нефтегазоносной области, входящей в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию, где большое влияние на данную территорию оказали процессы, связанные с образованием трапповых формаций и их непосредственное внедрение, а также сопутствующая этому активизация различных процессов, в том числе связанных с циркуляцией гидротерм по дизъюнктивным нарушениям и оперяющим зонам трещиноватости [1].

В тектоническом отношении ЮТЗ приурочена к Камовскому своду Байкитской антеклизы, осадочный чехол которой сложен верхнепротерозойскими и нижнепалеозойскими отложениями и разделяется на рифейский и венд-нижнепалеозойский структурные этажи. Рифейские образования представлены мощными карбонатными, терригенно-карбонатными и карбонатно-терригенными толщами общей мощностью до 4,5 км. На рифейских комплексах с разрывом залегают вендские образования, перекрытые кембрийскими отложениями. Особого внимания среди последних заслуживают породы соленосной усольской свиты, считающиеся мощным региональным флюидоупором Байкитской антеклизы.

Тип коллектора в рифейских отложениях кавернозно-трещиноватый, здесь встречаются зоны с аномально высокой проницаемостью. Ключом к пониманию этого явления, а также в целом прогноза зон нефтегазонакопления является механизм влияния магматизма, а также сопутствующих процессов активизации гидротермальных потоков на нефтегазоносность и коллекторские свойства венд-рифейского резервуара.

Максимум тектонической активизации региона приходится на конец позднего палеозоя – начало триаса, охватывая диапазон 220–190 млн лет [2]. Наиболее вероятная версия образования сибирских траппов была выдвинута Ф.Ю. Левинсоном-Лессингом, которая сводится к тому, что магма поступала в заранее подготовленные трещины-полости, а также подводящие каналы и заполняла их только под действием литостатического давления.

Практика геолого-разведочных работ показала, что наилучшие нефтегазонасыщенные коллекторы ЮТЗ приурочены к линейно-очаговым зонам аномальной трещиноватости. Продуктивная часть коллекторов таких резервуаров представлена доломитами, эффективный объем пустот которых обеспечен интенсивно развитыми вертикальными и субгоризонтальными трещинами. Причем наиболее типичной особенностью таких трещин является развитие по ним каверн выщелачивания [3]. Учитывая в целом широкое площадное распространение трещиноватости в карбонатных породах, одним из необходимых и важнейших условий возникновения УВ в рифей-вендских коллекторах ЮТЗ считают наличие в доломитах каверн.

Надо отметить, что зоны нефтегазонакопления носят очаговый характер, что говорит о том, что карбонатные породы, несмотря на появление кавернозности в результате гипергенных процессов, будучи выведенными на предвентскую дневную поверхность, в конечном итоге, при погружении, не дойдя до главной зоны нефтеобразования (2 000 м), во многом потеряли свой коллекторский потенциал. Соответственно очаги нефтегазонасыщения связаны уже с вторичными процессами кавернообразования, а именно с растворением, перекристаллизацией, метасоматическим замещением. Таким образом в периоды тектономагматической активизации Сибирской платформы приобретали широкое развитие гидротермальные процессы, за счет которых происходило интенсивное кавернообразование и развитие флюидодинамических систем, т.е. возникновение и миграция новых порций УВ из нефтематеринских толщ.

Магматические процессы фактически активизировали процессы фильтрации, что привело к значительному выщелачиванию рифейских карбонатов. Наибольшие пустоты появлялись в том числе в тех местах, где появились фильтрационные каналы, коридоры трещин, что способствовало вторичному кавернообразованию.

Непосредственное влияние самих интрузий связано с прорывом по вертикальным каналам потока магмы, который под высоким давлением раздвигал горные породы, вероятно, в тектонически ослабленных зонах, в результате чего происходило внедрение интрузивных тел вверх по разрезу. Наличие таких прорывов оказывает сильное боковое давление на окружающую породу. Поскольку рифейские доломиты непластичны, соответственно, в результате возникновения напряжений растрескиваются вблизи магматических тел, в частности, штоков.

Температура внедрения магмы свыше 1 300 °С приводила к быстрому нагреванию, а затем к резкому остыванию горных пород, вследствие чего происходило растрескивание карбонатных пород.

Совокупное воздействие выше перечисленных факторов способствовало образованию аномальных по проницаемости зон коллектора, т.е. с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Анализ сейсмического волнового поля позволяет выявлять интрузивные тела и другие геологические аномалии, которые способны помочь в более эффективной разработке месторождений, в частности рассматриваемой ЮТЗ, а также в предупреждении возможных аварийных ситуаций. Эффективным инструментом может служить анализ динамических характеристик, в частности спектральной декомпозиции, и структурных, а также когерентных атрибутов.

Практическая значимость, помимо прогноза зон эффективного нефтегазонакопления с высокими показателями ФЕС, заключается в том, что нужно с большим вниманием относиться к точкам заложения скважин, так как в случае бурения на подводящих каналах, которые могут слагаться столбообразными интрузивными телами, возможны аварийные ситуации, связанные с катастрофическим поглощением бурового раствора, а также выбросами газа, что подтверждено бурением в пределах ЮТЗ. В таких случаях нужно закладывать скважину наиболее оптимально, на границах подводящих каналов (например, слагаемых штоками), поскольку в этом случае мы сохраним повышенные ФЕС и предупредим возможные осложнения во время бурения. Особой проблемой может стать бурение пилотного ствола по интрузивному телу, сложенному долеритами, что повлечет дополнительные затраты ресурсов и времени.

**Список литературы**

1. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Гидротермальная природа кавернообразования венд-рифейских коллекторов Байкитской антеклизы – ключ к прогнозу зон нефтегазонакопления // Изв. Саратов. ун-та. Новая серия. Серия «Науки о Земле». 2006. С. 25–30.
2. Хоменко А. В. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность Тунгусского осадочного бассейна: автореф. дис. ... д-ра геол.-минералог. наук: 04.00.17. Новосибирск, 1997. 33 с.
3. Конторович А.Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1996. № 8. С.166–195.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

---

УДК 622.06

**И.С. Караульный***АО «Востсибнефтегаз»*

## **БОРЬБА СО СКОПИВШЕЙСЯ ВОДОЙ НА ЗАБОЕ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Для удаления воды с забоя предлагается использование пенообразующих составов на основе поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ).

При проведении доставки пенообразователя на забой, вспенивания и вызова притока используют спецтехнику. Благодаря существующей схеме обвязки устья скважины для вспенивания пенообразователя не требуется ижектор, для смешивания пенообразователя с азотом, поступающим с азотно-компрессорной станции (далее – АКС), и вспенивают состав ПАВ. К внешнему затрубному пространству (рисунок) подбивается цементирувочный агрегат (далее – ЦА-320) и опрессовывается на 1,5 давление затрубного пространства. К внутреннему затрубю через «куб» подбивается компрессор, на задвижку, располагающуюся вертикально от «куба», монтируется обратный клапан, к которому подбивают трубы от компрессора. В ЦА-320 заливают жидкий пенообразователь в объеме 1 м<sup>3</sup>, далее происходит остановка скважины, закрываются манифольдные задвижки. Остановка скважины происходит из-за наличия пусковых муфт на лифте НКТ, поскольку закачиваемое ПАВ не будет достигать забоя скважины и будет весь выходить через первую пусковую муфту обратно на устье. Далее опрессовывается и запускается АКС, одновременно открываются затрубные задвижки, кроме задвижки, смонтированной после «куба» на выкидную линию.

Происходит закачка пенообразователя совместно с азотом, пена, постепенно заполняя межтрубное пространство, движется к забою скважины, после прокачки пенообразователя прокачивается 200 л нефти для удаления и прокачки оставшегося пенообразователя в насосе агрегата. После прокачки агрегата внешний затруб закрывается и ЦА-320 отбивается от устья. АКС продолжает работать, чтобы протолкнуть пену азотом, при проведении операции отслеживаются устьевые параметры скважины для предотвращения роста давления выше давления опрессовки. Спустя время после доставки пенообразователя на забой скважина запускается в работу открытием манифольдных задвижек, АКС при этом продолжает работать, пока вода с забоя не будет вынесена в НСК и давление на устье скважины не будет соответствовать рабочему давлению, время проведения операции на одну скважину 1 час.

При проведении доставки пенообразователя на забой скважины при данном методе не требуется специальная техника. Операция проводится следующим образом.

На скважину устанавливается лубрикатор (рисунок), в который вводится пенообразователь при закрытой буферной задвижке. Далее лубрикатор опрессовывается на 1,5 рабочее давление. Для доставки пенообразующей шашки на забой требуется остановить скважину, закрыв манифольдную задвижку, оставив открытыми центральные задвижки, для остановки восходящего потока скважинной продукции с лифта НКТ.

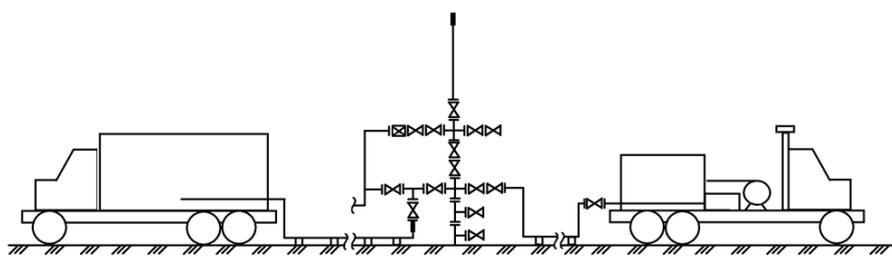


Рисунок. Типовая схема фонтанной арматуры при вводе жидкого пенообразователя

После остановки скважины открывается буферная задвижка, и шашка падает по лифту НКТ на забой. При проходе через буферную задвижку она закрывается. После попадания шашки на забой корпус шашки при взаимодействии с пластовой водой растворяется и ПАВ вступает в химическую реакцию с пластовой водой, выделяя газ и вспенивая воду на забое, тем самым облегчая плотность пластовой воды. После вступления в химическую реакцию скважина открывается манифольдными задвижками при закрытой буферной и открытыми центральными задвижками. Как только задвижки на скважине открываются, происходит рост депрессии на забое, пластовая вода в виде пены попадает в лифт НКТ и без затруднений из-за меньшей плотности состава выносится в нефтесборный коллектор (далее – НСК), тем самым освобождая забой от пластовой воды, после чего осложняющий фактор затруднения работы скважины ликвидирован.

Альтернативным методом является ввод твердых пенообразующих составов – это более быстрая доставка ПАВ на забой скважины, для выполнения мероприятий требуется меньше ресурсов. Также твердый пенообразователь дальше уходит в горизонт забоя скважины, данный метод уже превосходно зарекомендовал себя на газодобывающих скважинах, где скапливалась вода на забое, эффект других компаний показывает 100%-ный результат данного метода.

Из-за большого угла наклона скважины планируется применение шарообразных шашек, что предоставляется производителем.

Данный метод также косвенно предотвращает гидратообразование, актуальную проблему осложненного фонда, которая несет большие потери. Когда вода скапливается на забое во время работы скважины, порционно выносится вода с забоя и при обильном выделении газа происходит резкое снижение температуры продукции скважины и в связке с порционной водой образуется гидрат в лифте НКТ.

### Список литературы

1. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. М.: Недра, 1975. 264 с.
2. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ (И), 1999. 285 с.
3. Блажевич В.А., Уметбоев В.Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. М.: Недра, 1985. 208 с.
4. Кисловец Р.М., Митрофанов В.П., Тереньтьев В.В. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Пермь: ПермНИПИнефть, 1996. 142 с.
5. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. 2013.

УДК 622.276.054.23

**А.В. Шамков**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **А.В. Деньгаев**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## **ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕГРАДАЦИИ ПОДАЧИ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ**

Пескопроявление – наиболее распространенная проблема для формирования задачи управления осложнениями на истощенных месторождениях. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и часто выводящей скважины из эксплуатации. Отказы и снижение работоспособности насосного оборудования главным образом связаны с накоплением необратимых повреждений в их деталях, узлах и элементах [2]. Накопленный практический опыт позволяет утверждать, что эрозия (в виде «промыва») обычно возникает в зоне вихревого течения, а ее интенсивность зависит от концентрации, среднего размера и формы частиц механических примесей [1]. Другим не менее разрушительным видом абразивного износа является абразивное стирание сопряженных цилиндрических поверхностей [3]. Повреждение рабочего колеса в результате эрозионного износа приводит к снижению эксплуатационных показателей работы ЭЦН (подачи и напора), что, в свою очередь, приводит к ухудшению и осложнению ведения технологического процесса.

Актуальность настоящего исследования, в значительной степени, связана с недостаточной проработанностью вопросов в оценке скорости деградации энергетических и напорных характеристик насоса в условиях выноса механических примесей и, как следствие, оценки периода эффективной и безаварийной работы погружного оборудования.

Для исследования скорости деградации энергетических и напорных характеристик насоса в условиях выноса механических примесей на стенде в лаборатории РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены испытания двухсекционных насосных установок обычного и износостойкого исполнения, общий вид стенда которой показан на рисунке.

Каждый цикл испытаний проходил с получения напорной и энергетической характеристик компоновки (напор, потребляемая мощность, КПД в зависимости от подачи). Режимы работы компоновки изменяются в соответствии с показаниями датчика, установленного на выходе насоса. С каждым циклом характеристики компоновки будут меняться по мере износа внутренних органов насоса. В процессе эксперимента с интервалом 1 час замерялись следующие параметры: давление на входе в насос, давление на выходе из насоса, подача насоса по жидкости, температура рабочей смеси, потребляемая мощность компоновки. После завершения цикла испытаний установка промывается чистой водой от мехпримесей. В результате проведенных испытаний были получены напорноэнергетические характеристики для всей компоновки целиком и отдельно для каждой секции при различной степени износа внутренних органов ЭЦН.

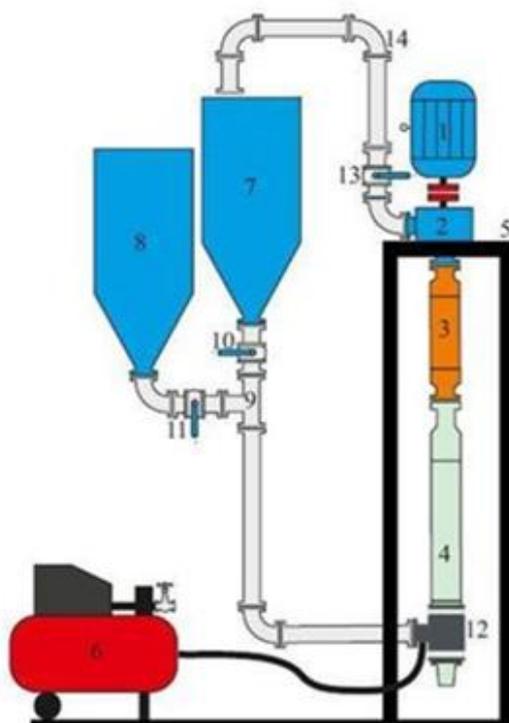


Рисунок. Схема экспериментальной установки для проведения исследований насосных сборок на износоустойчивость

Установка состоит из следующих основных элементов: электродвигатель 1; приёмный модуль 2; верхняя секция исследуемого насоса 3; станина 5; узел подвода рабочей смеси 12; нижняя секция исследуемого насоса 4; линия отвода рабочей смеси 14; бак (120 л) с рабочей смесью 7; компрессор 6; запорная арматура 10, 11 и 13; емкость для промывки 8.

На основании полученных экспериментальных данных можно определить:

- основные области насосного оборудования, в наибольшей степени подвергшиеся абразивному и эрозионному воздействию механическими примесями, а также преобладающий тип и характер износа для этих областей;
- влияние от наличия нескольких секций насоса на степень износа механическими частицами;
- характер влияния износа на основные характеристики погружного центробежного насоса.

### Список литературы

1. Мельниченко В.Е., Жданов А.С. Опыт работы оборудования УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 32–38.
2. Волков М.Г., Михайлов В.Г., Чермянин П.И. Применение имитационного моделирования для прогнозирования срока эксплуатации электроцентробежного насоса при интенсивном эрозионном износе // Науч.-техни. вестн. ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2015. № 2. С. 82–86.
3. Литвиненко К.В. Прогнозирование технического состояния УЭЦН в условиях интенсивного выноса мехпримесей: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2015. 257 с.

УДК 622.276.054.5

**А.В. Шамков**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **А.В. Деньгаев**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕПОЛЕТНОГО СОСТОЯНИЯ УЭЦН ПРИ ГИДРОАБРАЗИВНОМ ИЗНОСЕ ГАЗОСЕПАРАТОВОВ МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ

Технологии интенсификации нефтедобычи, широко применяемые в настоящее время, как правило, приводят к появлению в добываемой жидкости нерастворенного газа и абразивных частиц. В этом случае при применении газосепараторов (ГС) возникает проблема их гидроабразивного «перерезания» частицами абразива, которые прижимаются центробежными силами к внутренней поверхности корпуса устройства [3]. При проектировании центробежных ГС для таких условий добычи необходимо научиться использовать отличия механизмов сепарации газа и твердых частиц, чтобы сепарация газа не сопровождалась гидроабразивным разрушением корпуса.

Большинство имеющихся исследований и экспериментов в области изучения механических примесей в скважинном потоке направлены на увеличение МРП погружного оборудования [1; 2]. С этой позиции необходимо обосновать комплекс задач, необходимых для решения вопроса о обеспечении надежной и бесперебойной работы погружного оборудования.

В рамках исследования изучен механизм гидроабразивного износа, разрушения и промыва корпуса ГС, обусловленного эксплуатацией в скважине со средними значениями концентрации механических примесей и высокой обводненностью пластового флюида. Изучен вопрос динамики изменения ключевых параметров работы погружного оборудования при полете по ГС в период эксплуатации и разработана методика по определению его предполетного состояния. Выявлены основные зоны вихревых воздействий при разрушении гильзы и корпуса ГС (рис. 1).



Рис. 1. Износ корпуса и гильзы ГС на 70 % (а); промыв корпуса ГС (б); «перерезание» корпуса ГС (в, г)

В ходе работы были проанализированы отказы УЭЦН на Салымской группе месторождений по причине «нет звезды» за 2017–2018 годы. За данный период времени было 32 полета погружного оборудования, 44 % которых произошли по телу ГС со средней наработкой по данной группе 953 сут. При распределении полетов по месту отказов обнаружено, что основными зонами гидрообразивного воздействия являются район стыка гильзы с основанием ГС и стыка гильзы с промежуточной опорой.

При анализе режимов эксплуатации (рис. 2) и основных параметров работы на скважинах, где произошли полеты погружного оборудования по ГС, выявлено, что:

- все скважины эксплуатировались в постоянном режиме в диапазоне дебитов от 100 до 250 м<sup>3</sup>/сут со средним значением обводненности выше 90 % и средним значением КВЧ в процессе эксплуатации более 100 мг/л;
- основная часть (60 %) полетов произошла в районе стыка гильзы с основанием ГС;
- на 75 % скважин наблюдался рост вибрации с момента запуска или в процессе эксплуатации, происходило снижение загрузки и рост давления на приеме при неизменной частоте, температуре, обводненности и др.

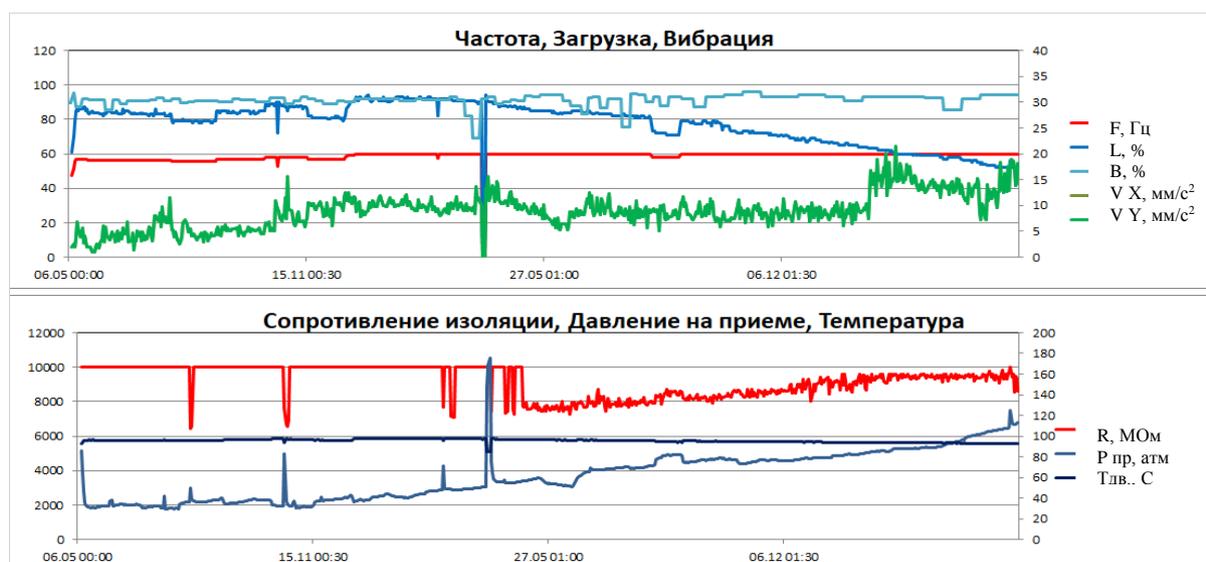


Рис. 2. Динамика изменения основных параметров работы погружного оборудования в процессе эксплуатации

На основе перечисленных выкладок были разработаны мероприятия по определению скважин-кандидатов для проведения ГТМ с целью предотвращения полетов погружного оборудования по ГС и изменению методики подбора УЭЦН в комплектации с ГС. По результатам разбора УЭЦН с ГС после отказа установлена корреляция между износом гильзы и корпуса газосепаратора от средней концентрации механических примесей, дебита и средней наработки погружного оборудования.

### Список литературы

1. Сухинин С.В. Адаптация и подготовка для внедрения эффективных технологий эксплуатации ЭЦН в условиях высокого газосодержания и КВЧ. Новосибирск, 2013. 101 с.
2. Перельман М.О. Особенности многофазных течений в газосепараторах, определяющие их гидрообразивную стойкость // Бурение и нефть. 2013. С. 50–61.

УДК 622.276.5.05-5

**А.В. Шамков**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **А.В. Деньгаев**  
 Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

Одной из основополагающих задач для умного месторождения на ближайшие 3–5 лет является внедрение и использование искусственного интеллекта при исследовании эксплуатации погружного оборудования для механизированной добычи нефти с целью повышения эффективности его работы. Мониторинг и изучение большого количества данных, которые постоянно обновляются и изменяются, по скважинам добывающего фонда и своевременное принятие правильного решения без использования искусственного интеллекта невозможно. В то же время для искусственного интеллекта необходимо создание и интегрирование новых методов, позволяющих правильно анализировать и корректировать жизненный цикл скважины в реальном времени, используя статистическую информацию.

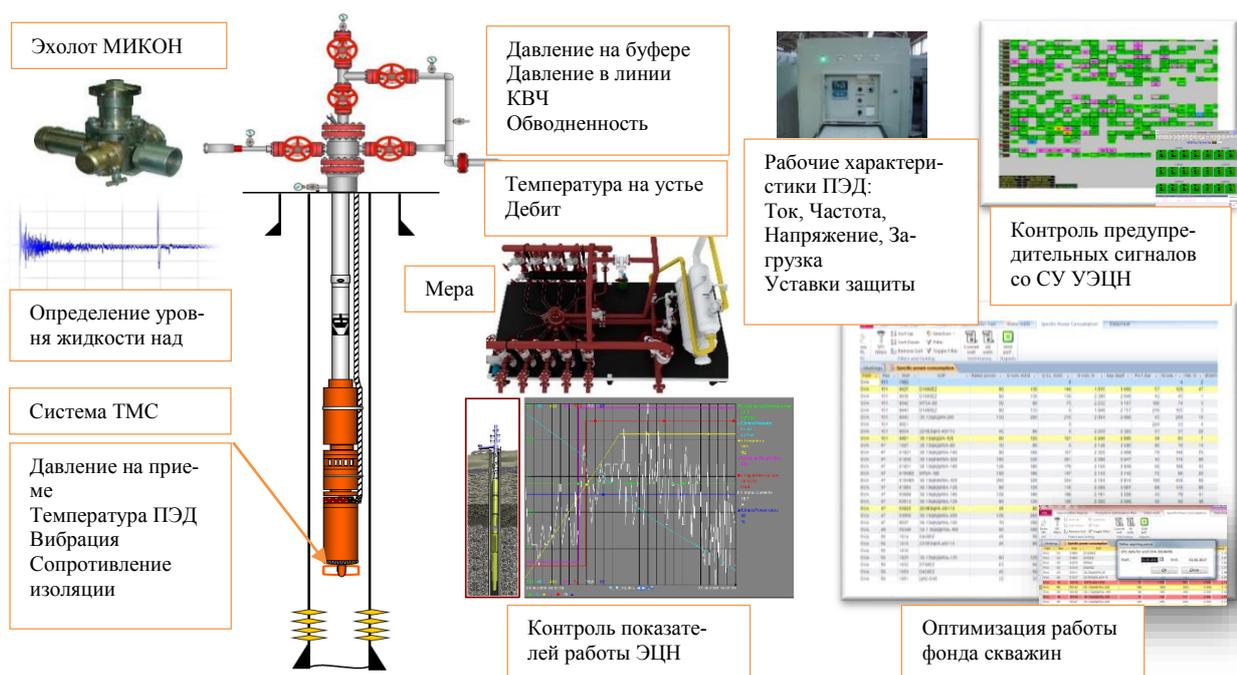


Рис. 1. Процесс управления фондом скважин на Салымской группе месторождений

Принимая во внимание удаленность скважин на месторождении, ограничения доступа оператора к СУ УЭЦН, изменяющиеся во времени режимы работы скважины, на Салымской группе месторождений внедрили систему удаленного контроля и защиты УЭЦН с применением датчиков телеметрии (рис. 1). В связи с тем, что на 20 % эхолотов на устье скважины (для дублирования замеров динамического уровня и определения давления на приеме насо-

са) показывают некорректные значения (отклонение более 10 атм. от показаний ТМС), процент работающих датчиков ТМС является ключевым параметром контроля за оперативной добычей.

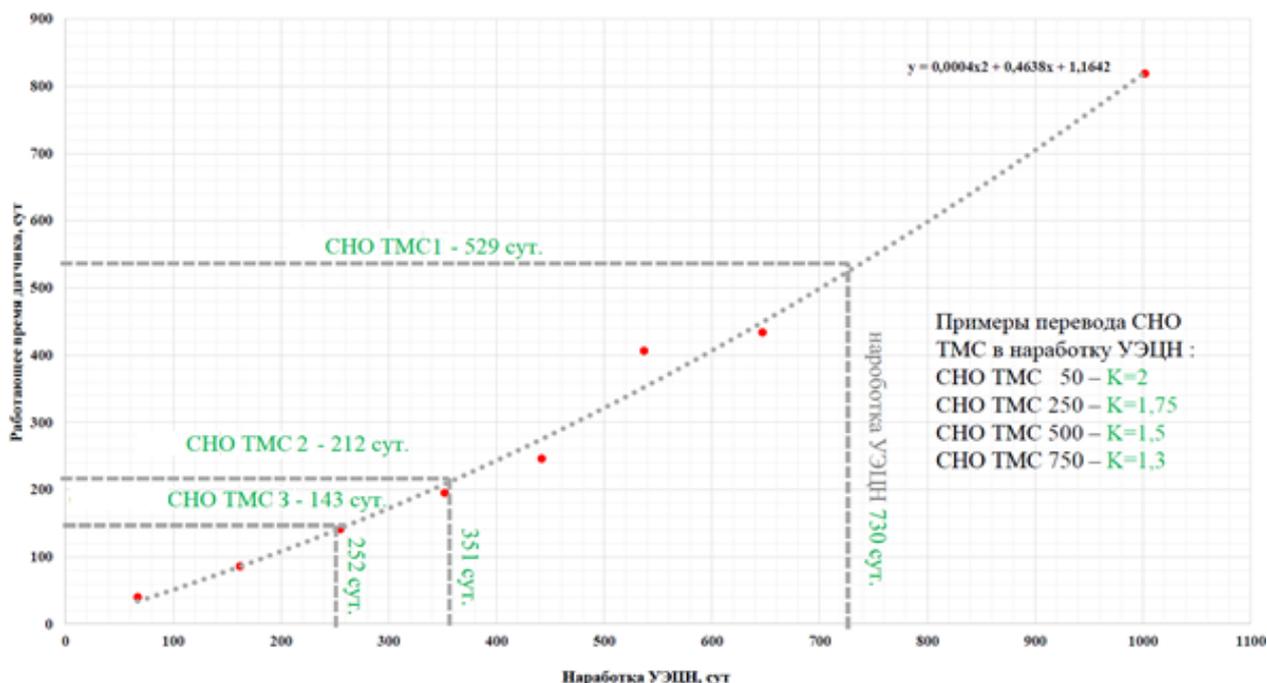


Рис. 2. Зависимость наработки УЭЦН от работающего времени датчика ТМС в скважине

Был проанализирован объем данных по средней наработке (СНО) ТМС за период с 2014 по 2017 г. и построена зависимость наработки УЭЦН от рабочего времени датчика (рис. 2). На рис. 2 видно, что с увеличением рабочего времени датчика увеличивается СНО УЭЦН. Расхождение между фактическими данными СНО и данными, полученными расчетным путем по разным производителям, отличаются на 5 %. При анализе данных по отказам ТМС были определены основные отказавшие узлы по всем производителям и выявлено, что после отказа ТМС каждая вторая установка (51 %) УЭЦН не отрабатывает более чем полугодом и 80 % не отрабатывают 365 суток. Средняя наработка УЭЦН после отказа ТМС составляет 211 суток.

Результаты данного анализа позволили определить максимально надежные датчики и выявить основные проблемные узлы, благодаря этому в 2018 г. произошло увеличение на 6 % фонда работающих ТМС на Салымской группе месторождений и на 14 % СНО добывающего фонда скважин.

### Список литературы

1. Косилов Д.А., Былков В.В. Универсальная термоманометрическая система – оптимизация производства за счет унификации применяемого оборудования // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 32–38.
2. Ивановский В.Н. Системы мониторинга и управления или интеллектуальные системы добычи нефти. За чем будущее? // Инженерная практика. 2014. № 9. С. 116–118.

УДК 550

**Д.Д. Моргачёв, Г.Г. Хмаладзе**

Научный руководитель – главный инженер проекта по Иркутской области **Н.М. Дадакин**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ПРОГНОЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Нефтяные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения имеют тенденцию к образованию блоков – зон с различными фильтрационно-емкостными свойствами и физико-химическими свойствами флюида. Знание о свойствах флюида в недрах имеет решающее значение при гидродинамическом моделировании месторождения, его разработке, поверхностном обустройстве и экономических расчетах.

Актуальность работы обусловлена тем фактом, что работ по разбиению месторождения на зоны по свойству плотности нефти не производилось. Целью работы стало составление прогноза распределения нефти в продуктивном пласте. Для достижения цели были поставлены такие задачи, как сбор необходимых данных о геологическом строении продуктивного пласта, положении забоев скважин, свойствах добываемого флюида на каждой отдельной скважине с историей их изменений, а также анализ полученных данных и формирование общего вывода.

Всего были обработаны данные устьевых проб нефти для 88 добывающих скважин. В качестве инструмента для разделения пласта на зоны использована классификация нефти по плотности в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 и разбиение на три зоны с учетом минимальной и максимальной плотностей дегазированной нефти при 20 °С (750 и 890 кг/м<sup>3</sup> соответственно):

- I – до 800 кг/м<sup>3</sup>;
- II – от 800 до 840 кг/м<sup>3</sup>;
- III – от 840 кг/м<sup>3</sup> и выше.

Поскольку часть данных является коммерческой тайной, они были намеренно несколько искажены для представления работы или не упомянуты.

В соответствии с классификацией нефти по ГОСТ [1] нефти на данном месторождении можно разделить на четыре типа: особо легкие, легкие, средние и тяжелые. Преимущественно на разрабатываемой территории скважины добывают особо лёгкую нефть. На рис. 1 приведена пузырьковая карта типов добываемой нефти на фрагменте месторождения.

Карта позволяет оценить добываемую нефть с точки зрения классификации, но не блоков, поэтому вторым инструментом для анализа распределения плотности нефти в продуктивном пласте было разбиение нефти на упомянутые ранее три группы.

При подобном разбиении карта плотностей фрагмента месторождения приобретает вид, как на рис. 2.

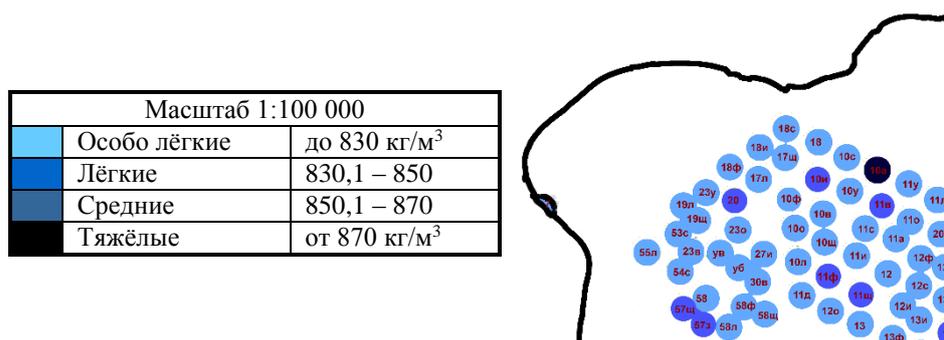


Рис. 1. Разбиение плотности добываемой нефти по ГОСТу (фрагмент карты продуктивного пласта)

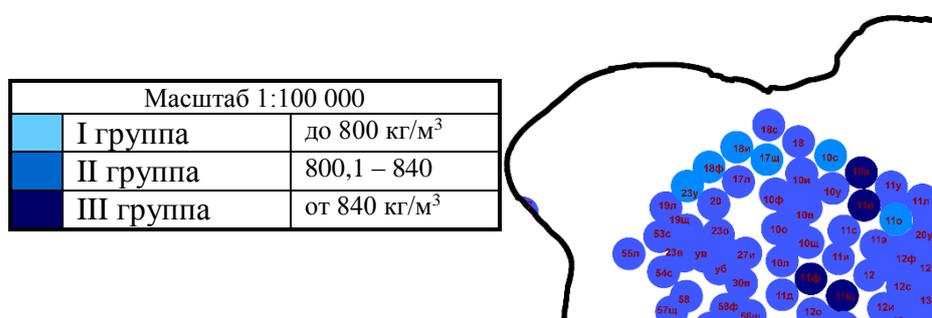


Рис. 2. Разбиение плотности добываемой нефти по выделенным группам (фрагмент карты продуктивного пласта)

После применения собственного разбиения картина несколько изменилась – стали появляться зоны, поскольку, как правило, соседние скважины имели сопоставимые значения по плотности нефти и при подобном делении начали объединяться. Так как по представленным скважинам ведется учет нефти порядка двух лет, статистическая ошибка в определении средней плотности добываемой нефти сводится к минимальной. Проблема работы заключается в дискретизации данных. В перспективе при уплотнении сетки скважин и разбуривании не затронутых пока разработкой участков пласта будет большой массив данных, что позволит составить правдоподобную карту распределения плотности нефти в продуктивном пласте.

На данный момент возможно лишь прогнозировать, что приблизительные контуры зон нефти I и III групп, скорее всего, приурочены к трещинам в продуктивном пласте, поскольку трещины обычно имеют тенденцию к расположению, параллельному большим разломам на месторождении [2], и к наибольшей их концентрации рядом с разломами [3]. Вышесказанное говорит о том, что предположительно зоны по плотности нефти будут приурочены к различным трещинам в пласте. Это предположение сможет подтвердить лишь дальнейшее разбуривание неразработанных участков и последующий анализ добываемой нефти.

### Список литературы

- ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839>.

2. Баранова Я.Ю., Андреева Н.В. Тектонические разломы земной поверхности. URL: <https://scienceforum.ru/2017/article/2017030193>.
3. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров: Библиотека нефтегазового инжиниринга. 140 с.
4. Системы добычи нефти. За чем будущее? // Инженерная практика. 2014. № 9. С. 116–118.

УДК 622.276.53

**Р.Р. Билалов, К.А. Горидько**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.С. Вербицкий**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## **ИССЛЕДОВАНИЕ КОНИЧЕСКОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

В настоящее время на многих нефтяных месторождениях Российской Федерации в качестве основного способа эксплуатации скважин применяют установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). В связи с этим проведение исследований по увеличению эффективности работы УЭЦН является одной из важнейших задач.

Одним из методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на характеристики УЭЦН является использование конической компоновки насосных секций. Принцип действия данной технологии основан на том, что ступени большей производительности пропускают больший объемный расход добываемой газожидкостной смеси (ГЖС). Далее насос комплектуется ступенями меньшей производительности с учетом сжатия и растворения газа в первых ступенях.

Для того чтобы исследовать коническую компоновку насоса, необходимо получить эмпирические зависимости характеристик цилиндрических насосов от входного газосодержания. В целях получения данных зависимостей были сформулированы следующие задачи:

- 1) сборка экспериментального стенда для испытания электроцентробежных насосов;
- 2) обработка данных, выполненных на экспериментальном стенде для исследования электроцентробежного насоса на модельной газожидкостной смеси «вода – ПАВ – газ»;
- 3) исследование влияния входного давления цилиндрического электроцентробежного насоса на рабочие характеристики;
- 4) исследование влияния частоты вращения вала на рабочие характеристики цилиндрических электроцентробежных насосов;
- 5) исследование влияния габаритов электроцентробежных насосов на рабочие характеристики.

Обработка экспериментальных данных заключается в построении напорно-расходных характеристик насосов различных типов на различных частотах. Исходными данными явля-

ются зависимости подачи жидкости и давления на выходе насоса от объемного входного газосодержания. С учетом входного давления (0,2 или 0,3 МПа) определяется давление, развиваемое насосом. Тем самым обработка сводится к построению зависимостей подачи жидкости и давления, развиваемого насосом, от объемного входного газосодержания (рисунок). Также были получены зависимости коэффициента напора, количества кавитирующих ступеней от входного газосодержания для исследуемых насосов.

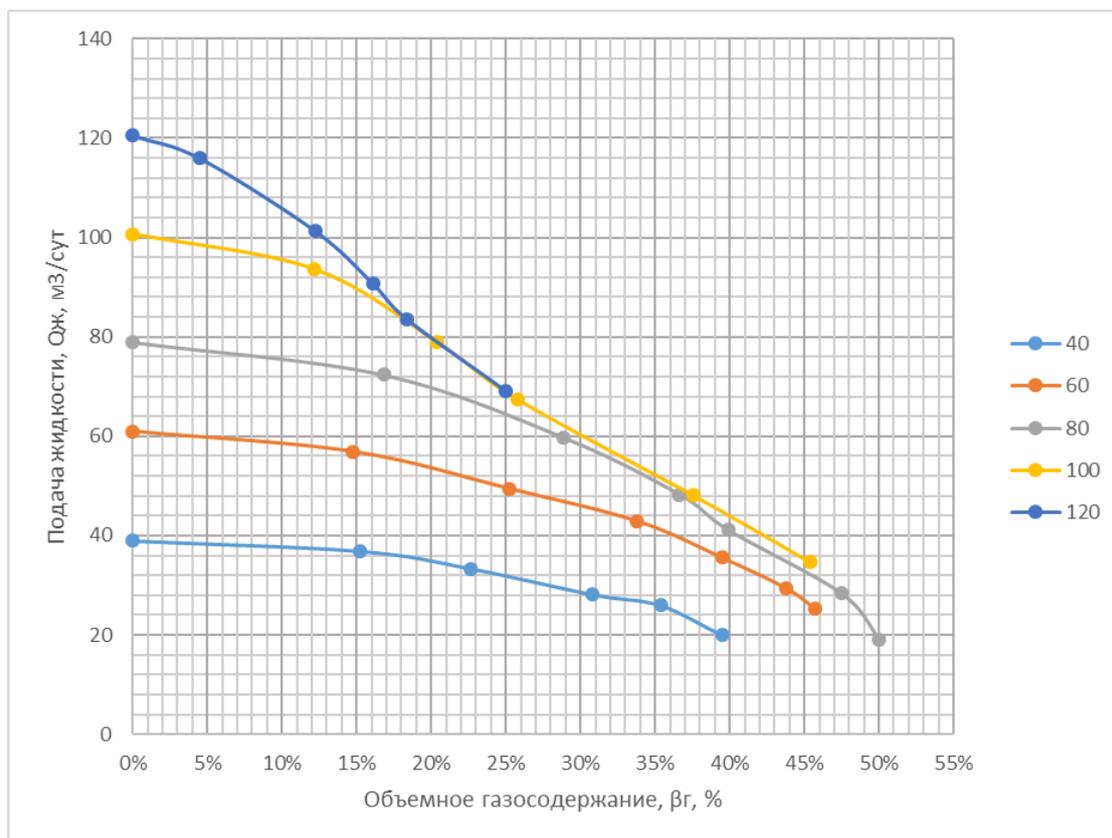


Рисунок. Зависимость подачи жидкости от объемного входного газосодержания

Данные исследования позволят в перспективе получить методику подбора конических насосов к скважине. Тем самым у инженеров-нефтяников появится возможность определять количество ступеней того или иного габарита для различных условий добываемой продукции [1–3].

### Список литературы

1. Агеев Ш.Р. Конический насос как средство повышения эффективности работы и надежности ЭЦН при откачке газожидкостной смеси // Докл. XI Всерос. техн. конф. ОАО «АЛНАС». 2002.
2. Ляпков П.Д., Игrevский В.И., Дроздов А.Н. Исследование работы погружного центробежного насоса на смеси вода – газ // Нефтепромысловое дело. 1982. № 4. С. 19–21.
3. Лабах Нулла. Разработка методических и технологических решений по выбору предвключенных модулей электроцентробежного насоса в осложненных условиях эксплуатации скважин: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2016. 154 с.

УДК 681.21

**Д.В. Каравский, В.А. Полянский**

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **Л.В. Шишмина**  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет*

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Интегрированное моделирование в нефтегазовой промышленности является инструментом для создания единой модели месторождения, которая учитывает взаимное влияние отдельных объектов разработки друг на друга. Данная работа рассматривает интегрированное моделирование залежи, которое объединяет гидродинамические модели двух отдельно разработанных пластов сектора месторождения X (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), а также результаты оптимизации разработки этих горизонтов.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> является нефтяным, в то время как Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> идентифицируется как нефтегазоконденсатный пласт с газовой шапкой. Очень низкая вязкость нефти в пластовых условиях (0,04 мПа·с у нефти в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) и относительно высокая проницаемость пород определяют более высокую мобильность нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по сравнению с Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, ввиду чего было решено разрабатывать их отдельно. При этом данные пласты разрабатываются с помощью общей системы сбора.

Устьевое давление скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составляет 170–190 бар (скважины фонтанируют), а устьевое давление скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> составляет 13–40 бар (оборудованы УЭЦН – установками электрических центробежных насосов). Общая система сбора рассчитана на максимальное давление в линии 40 бар и имеет единый узел сепарации. Таким образом, добывающие скважины пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> имеют очень высокое устьевое давление и должны быть оборудованы штуцером. В этих скважинах часто образуются гидраты, которые блокируют поток (при диаметре штуцеров от 3 до 6 мм). Поток пластовой жидкости дросселируется в штуцере и подвергается мгновенному расширению после выхода из него, температура понижается и выпадают гидраты. Поэтому эти скважины эксплуатируются с применением штуцеров большого поперечного сечения, что предотвращает образование гидратов. Однако из-за повышенного давления в выкидной линии возникает передавливание соседних скважин из-за повышения давления в системе сбора.

Целью данного проекта является оптимизация разработки сектора нефтегазоконденсатного месторождения X с использованием интегрированной модели месторождения, созданной в программном обеспечении METTE. Для выполнения данной задачи необходимо создать точную интегрированную модель, протестировать ее с различными вариантами систем сбора и выбрать оптимальное решение на основе его экономической и технической эффективности.

Было предложено несколько вариантов решения, среди которых внедрение метанольного хозяйства при единой системе сбора и два концептуальных проекта, подразумевающих ис-

пользование отдельной системы сбора. В первом случае планировалось проложить линию низкого давления для эксплуатационных скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, во втором – линию высокого давления для скважин Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Создание интегрированных моделей данных проектов было разделено на несколько частей.

Во-первых, была проведена конвертация исходных гидродинамических моделей симулятора Eclipse (предоставленных компанией) для работы в симуляторе Tempest MORE и адаптация их с реальными историческими значениями. После проводилось построение профилей скважин (по данным инклинометрии) и их калибровка на основе результатов испытаний. В конце строилась модель системы сбора, которая была интегрирована с моделями скважины. Модель третьего варианта представлена на рисунке.

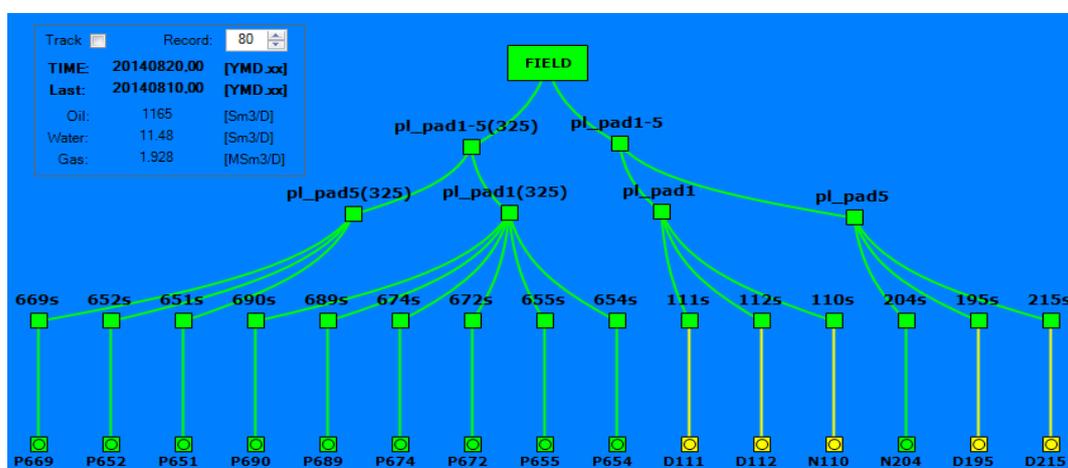


Рисунок. Модель отдельной системы сбора с внедрением линии высокого давления

Результаты моделирования представлены в таблице.

Таблица

#### Параметры разработки

Параметр	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сутки	Накопленная добыча нефти, млн м <sup>3</sup> (через 2 года)	Накопленная добыча газа, млрд м <sup>3</sup> (через 2 года)
Базовый вариант	1018	0,573	1,234
Линия низкого давления	1096	0,697	1,265
Линия высокого давления	1165	0,709	1,207

Таким образом, подтверждается влияние общей системы сбора на эффективность разработки месторождения X. С помощью интегрированной модели установлено явление передавливания скважин, вызванное высоким устьевым давлением в скважинах, эксплуатирующих пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Это стало возможным благодаря интеграции гидродинамических моделей с производственной системой в программном обеспечении METTE.

Рассмотрены предлагаемые варианты решения проблемы, и вариант с использованием линии высокого давления показал наилучшие результаты [1–5].

**Список литературы**

1. Integrated modeling of the priobskoe oilfield (Russian) / D.A. Antonenko [et al.] //SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2008.
2. Barsukov V. Summary measurement report of GOR for Tomsk Gazprom company. 2013. (Oilteam company)
3. GeoQuest S. ECLIPSE reference manual // Schlumberger. Houston, Texas. 2012.
4. Optimization of production capacity for oil field in the Russian Arctic (Russian) / M.M. Khasanov [et al.] // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2013.
5. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure / S.V. Lomovskikh [et al.] //SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers. 2010.
6. Integrated Reservoir Modeling of Two Urengoy Gas Fields (Russian) / S. Mustaeva [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2012.

УДК 622.276.43

**Н.С. Кравченко**

Научный руководитель – ведущий инженер **М.Е. Шабурова**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ**

Нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края. На месторождении в настоящее время разрабатывается нефтегазоконденсатная залежь среднерифейского возраста.

Целью является изучение работы водонагнетательных скважин, предложение по оптимизации количества водонагнетательных скважин.

Актуальность данной работы заключается в расчете поровых объемов под закачку воды. С ростом добывающих оборотов компании требуется бурение большого количества водонагнетательных скважин, способных утилизировать большой объем воды и наиболее выгодные толщи под закачку.

В 2018 г. начали производить закачку воды в водонагнетательные скважины в среднерифейские отложения. В этот же период производился замер забойного давления в разведочной скважине в вендских отложениях. Также проводились трассерные исследования в участках нагнетательных скважин.

В результате проведенного анализа работы водонагнетательных скважин сформулированы выводы:

- реакция забойного давления в разведочной скважине на закачку в водонагнетательные скважины, а также на отборы жидкости в эксплуатационных скважинах указывает на гидродинамическую связь вендских и рифейских отложений;
- большой процент трассера (до 99,0084 %), не дошедший до реагирующих скважин, предположительно поднимается в венд по трещинам, гидродинамически связанный с рифеем;
- преобладающие простирания трещин влияет на движения жидкости от водонагнетательных скважин к эксплуатационным. Направление трещиноватости в скважине 2 говорит о том, что могут быть общие системы трещин, протягивающиеся от рифея к венду.

Вода, закаченная за весь период работы водонагнетательных скважин 1, 2 и 3, предположительно уходит в газовую шапку рифей-венда выше ГНК, отжимая газ.

Согласно проектной документации в районе планируется бурение 11 скважин для закачки принятого объема воды, со средней глубиной 2 800 м. Придерживаясь концепции отжимания газа водой, оценили поровый объем в газовой шапке под закачку воды. С помощью построенной в программе Petrel 14 3D-модели совместно по венд-рифейским отложениям был посчитан поровый объем газовой шапки при начальном пластовом давлении выше ВНК в заданном секторе. Далее объемным методом рассчитывались запасы газа в секторе при начальном пластовом давлении ( $P_1$ ) и максимально допустимом давлении ( $P_2$ ).

Объем газа в секторе рассчитывался объемным методом по формуле

$$Q_{\Gamma} = V_{\text{п}} \cdot K_{\text{ГН}} \cdot \left(\frac{1}{B}\right), \text{ м}^3,$$

где  $Q_{\Gamma}$  – объем газа в поверхностных условиях, млн м<sup>3</sup>;  $V_{\text{п}}$  – пустотный объем, который занимает газ газовой шапки, м<sup>3</sup>;  $K_{\text{ГН}}$  – коэффициент газонасыщенности,  $K_{\text{ГН}} = 0,9$ ;  $B$  – объемный коэффициент.

Объемный коэффициент рассчитывался при начальном пластовом давлении и критическом пластовом давлении по формуле

$$B = \frac{P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{P_{\text{пл}} \cdot T_{\text{ст}}} Z,$$

где  $P_{\text{ст}}$  – давление при стандартных условиях,  $P_{\text{ст}} = 0,1013$  МПа;  $P_{\text{пл}}$  – среднее пластовое давление, МПа;  $P_{\text{пл}1} = 21,12$  МПа;  $P_{\text{пл}2} = 25$  МПа;  $\alpha$  – соответствующая поправка на сжимаемость реальных газов  $Z = 1/\alpha$ ;  $Z_1 = 0,7543$ ;  $Z_2 = 0,8061$ ;  $T_{\text{ст}}$  – стандартная температура, равная  $T_{\text{ст}} = 273$  К;  $T_{\text{пл}}$  – средняя пластовая температура в залежи, К;  $T_{\text{пл}} = 300,3$  К.

Пустотный объем газа  $V_{\text{п}2}$  находится по формуле

$$V_{\text{п}2} = V_{\text{п}1} \frac{V_{\text{п}1} \cdot B_2}{B_1}, \text{ м}^3.$$

Объем, который возможно заполнить водой, рассчитывался по формуле

$$V_{\text{в}} = V_{\text{п}1} - V_{\text{п}2}, \text{ м}^3.$$

На основе расчетов для минимизации рисков предложен вариант оптимизации размещения скважин (табл. 1, 2) [1–3].

Таблица 1

## Оптимизация количества водонагнетательных скважин

Параметр	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Количество скважин		4	1
Средняя глубина заложения, м		3150	3150
Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут.		1674	3150

Таблица 2

## Экономическая эффективность от оптимизации водонагнетательных скважин

Средняя стоимость скважин до оптимизации, тыс. руб.	Средняя стоимость скважин после оптимизации, тыс. руб.	Экономический эффект от оптимизации скважин, тыс. руб.
3 749 000	2 215 000	1 534 000

**Список литературы**

1. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин [и др.]. Новосибирск, 2005.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
3. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. М.: ОАО «РМНТК «Нефтеотдача», 2002. 254 с.

УДК 622.276.32

**А.В. Дрокин, А.Н. Рысьева**

Научный руководитель – главный инженер проекта  
по Куюмбинскому месторождению **Д.П. Кулаков**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## АНАЛИЗ ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И ВЫРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КУЮМБИНСКОГО НГКМ

Открытие и разработка новых месторождений Восточной Сибири является одной из главных задач долгосрочной государственной программы изучения недр и восполнения минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Создание новых эффективных технологий для достижения высоких коэффициентов нефтеизвлечения – одна из наиболее приоритетных задач на сегодняшний день.

Куюмбинское НГКМ – это одно из крупнейших месторождений, находящихся в Восточной Сибири. По величине начальных извлекаемых запасов месторождение относится к уникальным.

Куюмбинское НГКМ представлено карбонатными породами рифейского возраста (1,5 млрд лет). На государственном балансе числится 19 залежей, характеризующихся различным насыщением. Кроме того, для всех залежей месторождения наблюдается высокая анизотропия фильтрационно-емкостных свойств, что усложняет разработку Куюмбинского НГКМ и не позволяет тиражирование традиционных подходов к разработке месторождений нефти и газа.

Важную роль в представленной работе занимает анализ действующей петрофизической модели месторождения. Анализ геолого-статистического разреза позволил выделить зону «разуплотнения». Верхняя часть разреза является наиболее эродированной, так как в период выхода рифея на дневную поверхность подвергалась более значительному воздействию внешних факторов. Данная зона обладает повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Кроме того, зафиксировано снижение емкостных характеристик с увеличением глубины от кровли рифея рис. 1.

Глубина от R0, м	Кп общ ГИС, %	Кп эфф ГИС, %	Кп откр kern, %
0-20	2,2	1,2	1,7
20-40	2,0	1,0	1,3
40-60	1,7	0,9	1,3
60-80	1,5	0,7	1,0
80-100	1,6	0,8	1,3
100-120	1,5	0,8	1,3
120-140	1,4	0,7	0,8
140-160	1,4	0,7	0,8
160-180	1,3	0,7	0,8
180-200	1,2	0,6	1,0
<b>Среднее:</b>	<b>1,614</b>	<b>0,830</b>	<b>1,172</b>

Рис. 1. Распределение ФЕС в зависимости от расстояния от R0

Полученные данные были применены для перестроения куба пористости при геологическом 3D-моделировании.

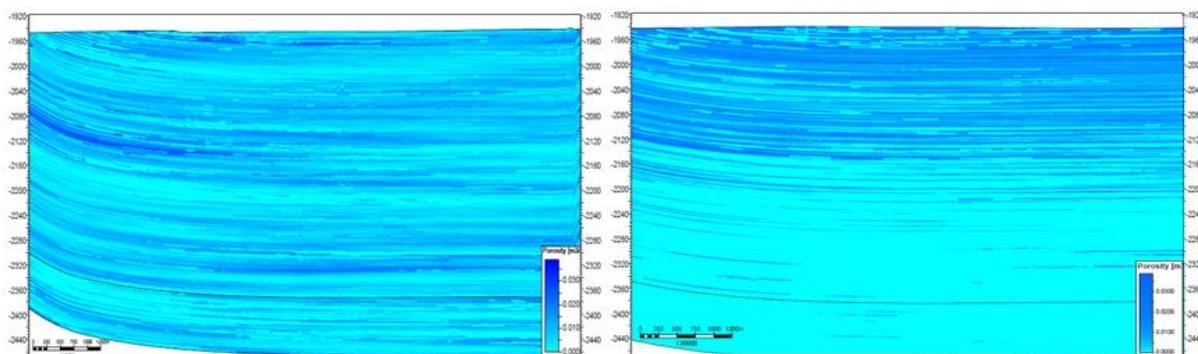


Рис. 2. Текущий и утвержденный куб пористости

Проведен анализ работы скважин в зависимости от глубины проводки горизонтального ствола. В результате было выявлено, что лучшей динамикой работы обладают скважины, горизонтальный ствол которых пробурен в прикровельной зоне (не более 20 м от кровли рифейских отложений). На данных скважинах стартовые показатели кратно выше, чем на скважинах, пробуренных в середину нефтенасыщенной части. Это также косвенно подтверждает, что прикровельная часть обладает повышенными ФЕС.

Кроме того, основной проблемой разработки карбонатных месторождений является быстрое обводнение скважиной продукции. Причиной тому служит широко развитая система субвертикальной трещиноватости, которая создает высокую гидродинамическую связь с подошвенной водой.

Для предотвращения проблемы прорывов воды в добывающие скважины необходим контроль текущих депрессий. В скважинах, где уже произошел прорыв воды и снижение депрессии не исправляет ситуацию, необходимо проведение операций по ограничению водопритока.

Исходя из анализа результатов ПГИ на Куюмбинском месторождении, скважины со смешанным притоком разделили на три обширные группы по характеру прорыва воды: прорыв по единичной трещине, прорыв по системе трещин и весь ствол скважины работает водой.

Со стартовой обводненностью 0 % запускаются 95 % новых скважин. Прорыв воды чаще всего происходит по двум причинам: превышение депрессии прорыва воды или естественное поднятие конуса воды в результате длительной отработки.

Для борьбы с незапланированным водопритоклом необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ. С учетом анализа месторождений аналогов была предложена технология ограничения водопритока, которая позволяет минимизировать кольматацию «нефтене-сущих» трещин и дает возможность контролировать распределение состава внутри ствола.

### **Список литературы**

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986.
2. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1981.

УДК 622.276

**Я.А. Лупандин**

Научные руководители: доктор технических наук, профессор **Н.Г. Квеско**,  
главный инженер проекта по Иркутской области **Н.М. Дадакин**  
*Сибирский федеральный университет*

## **РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ**

Нефтяная отрасль в Российской Федерации активно развивается. Ежегодно открываются десятки новых месторождений и ставятся на государственный баланс миллионы тонн извлекаемых запасов нефти и газа. Особенно активно осваиваются регионы Восточной Сибири: Красноярский край, Иркутская область и Республика Саха (Якутия), характеризующиеся крайне низкой степенью изученности геологических недр и малым количеством разрабатываемых месторождений.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) – коэффициент, характеризующий долю всех обнаруженных ресурсов, которые могут быть добыты с учетом нынешних технологий и обстановки на сырьевом рынке. После того как получен приток из поисковой скважины, идет подготовка проекта по оперативному подсчету запасов, на государственный баланс ставятся геологические и извлекаемые запасы. Значение КИН возможно будет скорректировать в процессе разработки месторождения при подготовке проектно-технического документа.

Неверный расчет КИН может привести к ряду проблем, связанных с разработкой месторождения, начиная с ошибочного расчета рентабельности проекта, заканчивая неверным выбором системы разработки, что, в конечном счете, приведет к ощутимым экономическим потерям Компании-недропользователя.

КИН представляет важность также для экономики государства в целом. В 2010 г. в Российской Федерации было приращено за счет увеличения КИН и поставлено на государственный баланс около 750 миллионов тонн фантомных извлекаемых запасов нефти [1]. В дальнейшем такие фантомные извлекаемые запасы могут создать неверное представление о количестве ресурсов и, как следствие, привести к неверному экономическому планированию.

В настоящее время широко распространена практика определения КИН по методу аналогии с другими месторождениями региона, КИН которых, как правило, тоже определялся по аналогии и не всегда полностью соответствует реальному. Данный подход дает представление о масштабах извлекаемых запасов месторождения, но с учетом нынешнего уровня развития проектирования имеется возможность получать КИН с гораздо меньшей погрешностью относительно реальных значений.

В данной работе предлагается использовать альтернативный метод расчета КИН. Этот метод базируется на моделях расчета КИН, построенных на основании накопленных данных о конкретных группах месторождений со схожими условиями эксплуатации. Развитие и распространение данного метода позволит увеличить точность расчета КИН на начальной стадии разработки месторождения.

Использование разработанных моделей для расчета КИН с учетом анализа применимости этих моделей для конкретного месторождения позволит получить представление о диапазоне возможных значений КИН. Модели существуют для различных видов коллекторов, режимов работы залежи и стадий разработки месторождения.

В рамках данной работы была проанализирована 21 эмпирическая модель. В качестве оптимальных для месторождений Восточной Сибири были выбраны две эмпирические модели. Формула, полученная для Визейских терригенных коллекторов Пермского края на водонапорном режиме работы залежи, и формула, полученная для карбонатных коллекторов Узбекистана на водонапорном режиме работы [2]:

$$\text{КИН} = -0,516 + 0,0045h + 1,86m + 0,0103P_n + 0,00037\Gamma + 0,0319\text{ПР} + 0,551K_{\text{выт}},$$

где  $h$  – эффективная толщина;  $m$  – пористость;  $\Gamma$  – газовый фактор;  $P_n$  – давление насыщения; ПР – содержание парафина;  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти;

$$\text{КИН} = 0,1748 + 0,0694T_{\text{ж}} - 0,0137S + 0,2902K - 0,0015\mu + 0,2548 K_{\text{п}},$$

где  $T_{\text{ж}}$  – темп отбора жидкости;  $S$  – плотность сетки скважин;  $K$  – проницаемость;  $\mu$  – вязкость нефти;  $K_{\text{п}}$  – коэффициент песчаности.

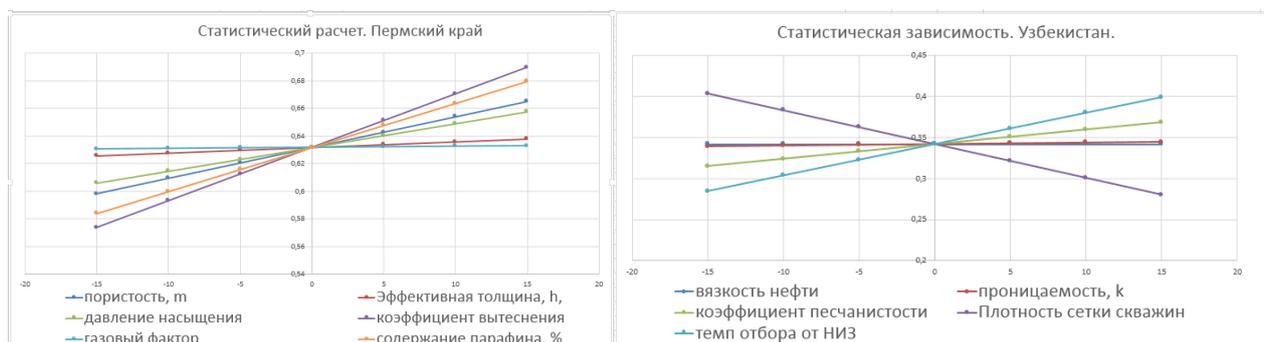


Рисунок. Зависимость конечного КИН от расчетных параметров

Данные диаграммы демонстрируют степень зависимости КИН от расчетных параметров (рисунок). Это позволяет проследить зависимость между погрешностью конкретных расчетных параметров и погрешностью КИН.

Выбранные эмпирические модели позволяют составить представление о возможном КИН уже после отбора керна и получения первого притока нефти. В случае отсутствия данных по каким-либо необходимым параметрам предлагается воспользоваться методом аналогий. Подбор какого-либо из параметров по методу аналогий позволяет получить более точный КИН, нежели выбор КИН по аналогии с другими месторождениями.

### Список литературы

1. Батурин Ю.Е. Слово о КИНе // Бурение и Нефть. 2011. № 2.
2. Люгай Д.В., Минаков И.И., Буракова С.В. Результат анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чайядинского месторождения // Вести газовой науки. 2016. № 2.

УДК 691.3

**М.М. Пылаева**

Научный руководитель – начальник отдела **Е.А. Чернов**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

## **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТВЕРДЫХ ПОКРЫТИЙ В ПОДПОЛЬЯХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ**

Одна из особенностей северных территорий – суровые климатические условия, где температура опускается ниже 50 °С, что определяет широкое распространение вечномерзлых пород. С преобладанием многолетнемерзлых грунтов связаны основные проблемы проектирования, строительства и эксплуатации зданий в северных регионах. При использовании многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований сооружений по принципу I для сохранения мерзлого состояния грунтов основания и обеспечения их расчетного теплового режима в проектах оснований и фундаментов необходимо предусматривать устройство вентилируемых подполий [1].

В соответствии с изменением 1 к СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», утвержденным и введенным в действие приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 7 ноября 2016 г. № 779/пр, поверхность грунта в подполье должна быть спланирована с уклонами в сторону наружных отмосток или водосборов, обеспечивающих беспрепятственный отвод воды от сооружения, и иметь твердое покрытие [1].

При этом в настоящем своде правил в прил. А отсутствует определение термина «твердое покрытие» и не приводятся требования к конструктивному исполнению данного покрытия, что не позволяет однозначно трактовать требования СП 25.13330.2012 [1] в части выполнения твердого покрытия. По мнению экспертов ФАУ «Главгосэкспертиза России», необходимо данное покрытие выполнять из бетона либо осуществлять укладку железобетонных плиток. Устройство такого типа покрытия под зданиями и сооружениями приводит к значительному необоснованному увеличению капитальных затрат.

В связи с этим цель работы – выявить наиболее экономически целесообразный вариант твердого покрытия. Для этого был проведен анализ применяемых твердых покрытий по ранее выполненным проектам, рассмотрены другие альтернативные варианты твердого покрытия и выполнено технико-экономическое сравнение всех типов твердого покрытия.

В работе рассмотрены покрытия из серобетона, бентонитовые маты, щебень по методу заклинки и пескоцементное покрытие.

Технология устройства бетонных тротуарных плит состоит из следующих этапов – подготовка и планировка грунта, уплотнение грунта и укладка бетонных плит. К преимуществам можно отнести высокий уровень прочности, долговечность, морозостойкость, к недостаткам – высокую стоимость материалов, большие трудозатраты и трудоемкий ремонт при осадке грунта [2].

Следующий тип покрытия – это серобетон. Технологической особенностью производства серных бетонов является метод их получения по «горячей» технологии. При этом в процессе производства бетона все компоненты смеси нагреваются до 150 °С. Серобетон во многом превосходит обычный бетон по ряду свойств – высокие прочностные характеристики, высокая химическая стойкость, водонепроницаемость, повышенная морозостойкость. Однако у серобетона есть и недостатки – высокая температура приготовления смесей, высокая токсичность производства [3].

Еще один предложенный впервые тип покрытия – это бентонитовые маты – рулонный геотекстильный материал, состоящий из двух слоев синтетического полотна, между которыми расположен и закреплен слой гранулированной модифицированной бентонитовой глины. Технология укладки состоит из устройства песко-цементного основания, укладки полотен матов внахлест и пригрузки песком. Из преимуществ можно выделить высокую морозостойкость, низкую водонепроницаемость и способность «самозалечиваться». Недостатки – высокая стоимость и низкая степень огнестойкости [4].

Следующий широко используемый в дорожном строительстве тип твердого покрытия – это щебень по методу заклинки. По технологии можно выделить следующие этапы – устройство слоя щебня фракции 40–70, предварительное уплотнение, выравнивание покрытия и распределение расклинивающего песчано-щебеночного слоя. Данный тип покрытия отличается высокой прочностью, отсутствием мокрых процессов и морозоустойчивостью.

Не менее интересный тип твердого покрытия – это пескоцементное покрытие. Технология устройства достаточно проста: подготовка и утрамбовка основания, укладка смеси пескоцемент и полив водой, утрамбовка смеси вибролопатой. Преимуществами покрытия являются низкая цена и удобство выполнения работ, к недостаткам следует отнести продолжительный период затвердевания [5].

В ходе работы был проведен технико-экономический расчет на примере модульного здания ЗРУ 6 кВ. По результатам расчета самым дешевым типом твердого покрытия оказалось пескоцементное покрытие. Применение пескоцементного покрытия позволит снизить капитальные затраты на 55,8 %, щебеночного – на 47,8 %.

### Список литературы

1. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 (с изменением № 1), п. 6.3.2.
2. Шестопалов А.А. Технологии устройства бетонных полов // Строительство. Новые технологии. Новое оборудование. 2007. № 10. С. 37–41.
3. ПНСТ 105–2016. Смесей серобетонные и серобетон. Технические условия.
4. Ищенко А.В., Баев О.А. Анализ существующих методик испытаний физико-механических свойств бентонитовых матов // Науч. журн. Рос. НИИ проблем мелиорации. 2013. № 2 (10). С. 175–185.
5. Кабанов В.В., Кириллова Л.М. Устройство дорожных покрытий. М.: Транспорт, 1992. 262 с.

УДК 622.276.42

Т.А. Спивак

Научный руководитель – ведущий инженер В.А. Ломпик  
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

## РЕАЛИЗАЦИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Важнейшей задачей при разработке и эксплуатации месторождений является поддержание пластового давления. Для решения этой задачи в большинстве случаев применяется метод заводнения. Широкое распространение данного метода обусловлено тем, что он позволяет разрабатывать залежи высокими темпами, ускорять вывод эксплуатационных объектов на высокие уровни добычи нефти и увеличивать в среднем вдвое нефтеотдачу пластов по сравнению с разработкой на естественных режимах.

Вместе с этим эффективность вытеснения нефти водой в сложных геолого-физических условиях разрабатываемых объектов небольшая. Доминирующее влияние на эффективность заводнения оказывает смачиваемость породы и микро- и макронеоднородность пласта.

Планирование системы ППД становится важной задачей, в частности, в уникальных геолого-физических условиях Северо-Даниловского месторождения, где базовым вариантом разработки является разработка с ППД водой. Осложняющими факторами, которые во многом определяют успешность заводнения на месторождении, считаются:

- преимущественно гидрофобный характер смачиваемости коллектора;
- низкие значения относительной фазовой проницаемости по воде;
- коэффициент вытеснения по воде меньше, чем по газу.

Также на Северо-Даниловском месторождении присутствует проблема реализации попутного нефтяного газа. Как вариант рассматривается закачка газа во временное подземное хранилище. Однако закачка газа в пласт, возможно, будет более эффективным методом реализации ПНГ.

В связи со всем перечисленным рассматривается возможность применения газовых методов увеличения нефтеотдачи для пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения.

**Газовое и водогазовое воздействие.** В условиях неоднородного коллектора пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения закачка газа будет неэффективна в связи с его ранним прорывом к добывающим скважинам. Для выравнивания фронта вытеснения следует применять технологию водогазового воздействия. Эффективность водогазового воздействия на пласт повышается с увеличением неоднородности [1].

Преимущества технологии водогазового воздействия состоят в следующем:

- повышается нефтеотдача пласта за счет достижения в присутствии: газа – более высокого коэффициента вытеснения; воды – более высокого коэффициента охвата;
- технология ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины;
- газ полезно расходуется.

**Виды агентов вытеснения при газовом/водогазовом воздействии.** В качестве газовых агентов применяются такие газы, как азот, дымовой газ, углекислый газ, углеводородный газ и смесь различных газов. Наиболее перспективными газами для применения видятся ПНГ как наиболее доступный на месторождении газ и  $\text{CO}_2$ , так как показывает высокую технологическую эффективность.

Для выбора наиболее эффективного агента вытеснения необходимо рассчитать минимальное давление смесимости аналитически либо экспериментально. В зависимости от того, ниже или выше значение давления смесимости пластового давления, будет происходить смешивающееся или несмешивающееся вытеснение.

В нашем случае минимальное давление смесимости было рассчитано по корреляциям Sebastian, Dong и Yuan, так как именно эти корреляции показали наибольшую сходимость с результатами лабораторных исследований, проведенных на месторождениях-аналогах.

По результатам расчетов получили, что для азота, сухого газа и дымового газа давление смесимости намного больше пластового давления, вытеснение будет происходить на несмешивающемся режиме, поэтому эти газы не подходят для закачки. Давление смесимости для ПНГ и смеси ПНГ +  $\text{CO}_2$  наиболее близко к пластовому давлению и будет давать наибольший эффект. Именно эти два варианта составов газа выбраны для дальнейшей работы.

В первом варианте (закачка ПНГ) вытеснение будет осуществляться на ограниченно-смешивающемся режиме. При этом будет происходить увеличение коэффициента извлечения нефти и решаться проблема утилизации попутного нефтяного газа.

Во втором варианте (закачка смеси ПНГ +  $\text{CO}_2$ ) вытеснение будет происходить на полностью смешивающемся режиме. Коэффициент вытеснения достигнет 100 %. Также будет решаться проблема утилизации и ПНГ, и  $\text{CO}_2$ . Это позволит полностью избавиться от выбросов углекислого газа и перейти на «зеленое» производство.

**Схема отделения попутного нефтяного газа.** Для реализации предложенных вариантов была разработана схема отделения попутного нефтяного газа (рис. 1).

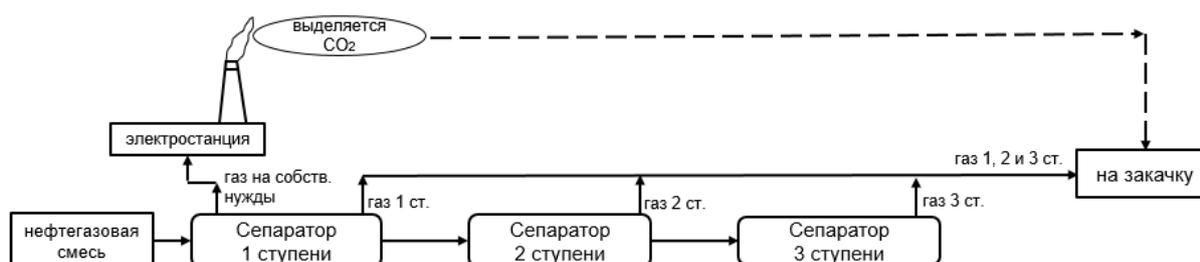


Рис. 1. Схема отделения попутного нефтяного газа

В первом случае для сжигания на собственные нужды промысла используется часть газа первой ступени сепарации, а остальной газ уходит на закачку в пласт. Это делается для зажирнения закачиваемого газа в целях уменьшения минимального давления смесимости.

Во втором случае реализуется та же самая схема и добавляется углекислый газ, который выделяется от сжигания газа с первой ступени сепарации. Это позволяет дополнительно снизить минимальное давление смесимости и опустить его ниже пластового давления. В этом случае вытеснение будет происходить на полностью смешивающемся режиме и коэффициент вытеснения достигнет 100 %.

**Получение углекислого газа.** Источником углекислого газа будет служить электростанция на месторождении. Сжигание попутного нефтяного газа на собственные нужды промысла влечет за собой выделение дымового газа, который содержит большое количество  $\text{CO}_2$ . Для отделения углекислого газа от смеси дымового газа предлагаются две установки: абсорбционно-десорбционная и мембранная. С точки зрения апробации наиболее перспективной видится абсорбционная установка. С точки зрения экономики – мембранная технология. Однако используется мембранная установка пока только для отделения азота от воздушной смеси, но, доработав эту технологию, ее можно будет использовать и для отделения  $\text{CO}_2$ .

**Оценка объемов закачиваемых агентов.** Для того чтобы узнать соотношение объемов закачиваемых агентов и входит ли это соотношение в оптимальный диапазон, проведена оценка имеющихся объемов газа.

Расчет количества выделившегося углекислого газа от сжигания газа на собственные нужды производился исходя из компонентного состава газа.

На основе анализа полученных значений сделан вывод, что имеющегося газа достаточно для реализации водогазового воздействия. Среднее соотношение объемов газа и воды 40 : 60 (%). Это соотношение входит в оптимальный диапазон, при котором коэффициент извлечения нефти максимальный (рис. 2) [2].

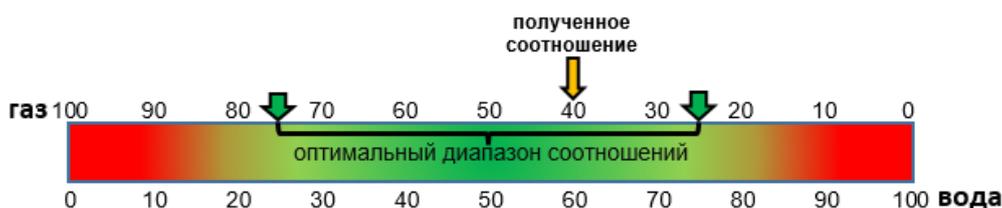


Рис. 2. Соотношение объемов закачиваемых агентов при ВГВ

**Основные риски при проведении водогазового воздействия.** В ходе выполнения работы проанализированы основные риски при реализации водогазового воздействия. Ими являются: гидратообразование, выпадение асфальтенов, коррозия оборудования, прорыв газа к добывающим скважинам и гидроразрыв пласта.

На основе этого анализа составлена программа лабораторных исследований, позволяющая уточнить условия существования данных рисков и исключить их.

**Технологический и экономический эффект.** Выполнено композиционное моделирование водогазового воздействия. По итогам моделирования получено увеличение технологических и экономических показателей.

### Список литературы

1. Мэн Л. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube. М., 2016.
2. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков [и др.] // Территория нефтегаз. 2006. № 2. С. 54–59.
3. Шалагин А.А., Дадаев Р.В. Оценка применимости метода внутрискважинной расходомерии.

# **МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

---

УДК 622.244.4

**И.В. Мартиров**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **П.М. Кондрашов**  
*Сибирский федеральный университет*

## ДИНАМИЧЕСКАЯ ДЕПРЕССИЯ НА ПЛАСТ С ПОМОЩЬЮ ФЕРРОМАГНИТНОЙ ЖИДКОСТИ

Вызов притока флюида из продуктивного пласта является основной технологической операцией освоения скважин. Чтобы вызвать приток, давление в скважине снижают значительно ниже пластового.

Существует много способов добиться снижения давления, однако самым распространенным является замена промывочной жидкости в эксплуатационной колонне на менее плотную жидкость. В качестве такой жидкости предлагается использовать ферромагнитную жидкость. На рисунке представлена схема вызова притока с помощью ферромагнитной жидкости.

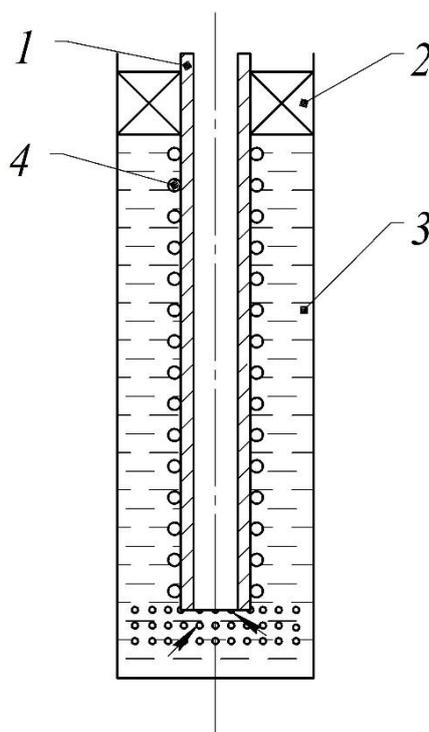


Рисунок. Схема вызова притока с помощью ферромагнитной жидкости:  
 1 – НКТ; 2 – пакеры; 3 – эмульсия воды и флюида; 4 – катушка индуктивности

При применении современных методов увеличения нефтеотдачи КИН составляет 30–70 %, в то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25 %, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35 % [1].

Ферромагнитную жидкость также можно использовать для увеличения дебита. При закачке в пласт ферромагнитная жидкость смешивается с флюидами, образуя эмульсию. При подаче напряжения на катушку создается магнитное поле, притягивающее ферромагнитную жидкость, которая, в свою очередь, уменьшается в объеме. Тем самым, изменяя напряжение на катушке, можно добиться увеличения дебита.

Данный способ является более эффективным, поскольку ферромагнитная жидкость, в отличие от других жидкостей, под действием магнитного поля находится на определенном расстоянии от НКТ. Это позволяет контролировать объем ферромагнитной жидкости в эксплуатационной трубе. Кроме того, это позволяет использовать ферромагнитную жидкость многократно.

### Список литературы

1. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [Электронный ресурс] / НИК «Петрос – 2010». URL: <http://www.petros.ru/rus/news/?action=show&id=267>.

УДК 620.16

**Е.А. Жерноклюев, К.А. Князев**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.Г. Шрам**  
*Сибирский федеральный университет*

## СПОСОБЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАГРУЗОЧНЫХ И СКОРОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОДШИПНИКОВ

Проблема износа подшипников, а также механизмов, где исправность подшипника играет решающую роль в работоспособности механической системы, напрямую определяет надежность, которая закладывается на стадии проектирования подшипника.

Актуальной задачей в этой области является исследование эластогидродинамического слоя, т.е. такого режима работы подшипников, при котором непосредственно отсутствует контакт между поверхностями деталей подшипников. При определенных технологических условиях происходит «подмена» контакта деталей жидким трением смазывающего материала. Изучение аспектов этой области поможет не только подобрать необходимые, лучшие масла для конкретных видов подшипников, но и увеличить их срок службы в разы. Таким образом удастся избежать каких-либо дефектов, а также быстрых разрушений механической системы в целом [1].

В настоящее время существуют системы-аналоги, способы, которые позволяют исследовать работоспособность подшипников качения не только на стадии изготовления, но и в процессе эксплуатации. Разберем одно из них [2] – устройство для оценки работоспособности подшипника качения (рис. 1).

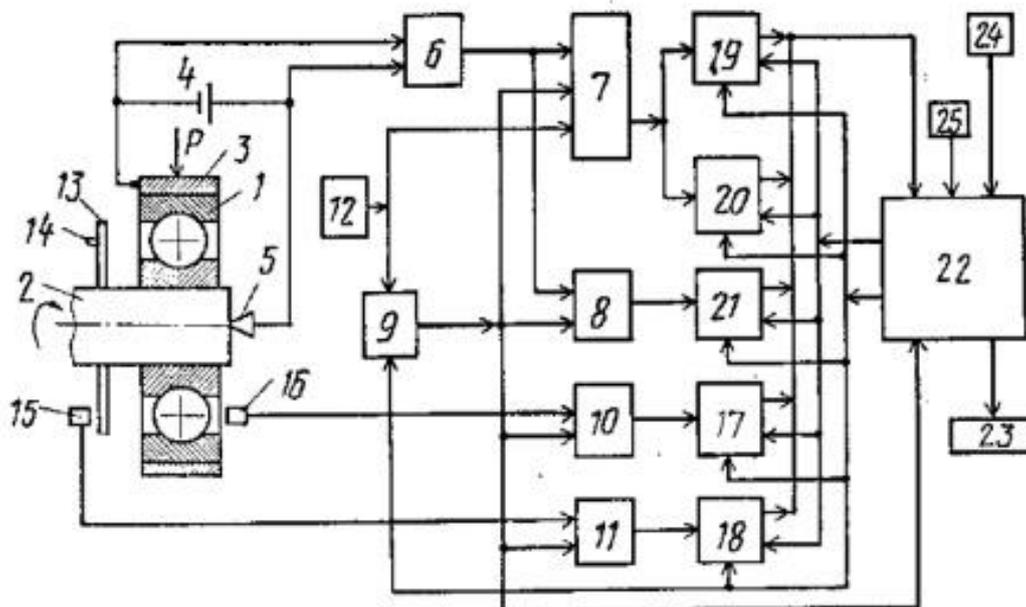


Рис. 1. Схема устройства для оценки работоспособности подшипника качения: 1 – подшипник; 2 – закрепленный вал; 3 – корпус; 4 – источник электрического напряжения; 5 – токосъемник; 6 – формирователь импульсов; 7–10 – электронные ключи; 11 – таймер; 12 – генератор импульсов; 13 – диск; 14 – метки; 15 – датчик меток; 16 – датчик прохождения тела качения; 17–21 – счетчик; 22 – микропроцессор; 23 – блок индикации; 24 – блок ввода информации; 25 – кнопка «сброс»

В представленном патенте кольца контролируемого подшипника включены в электрическую цепь последовательно с источником напряжения и измерительным устройством, определяющим параметры электрического тока через подшипник

Однако работоспособность подшипников качения, а следовательно, их долговечность зависит от параметров трения качения: нагрузки, скорости вращения подшипника, свойства смазочного материала, температуры, обеспечивающих условия создания эластогидродинамического слоя между телами качения. В известных аналогах оценка работоспособности осуществляется без учета параметров трения качения, что свидетельствует о низкой достоверности оценки [5].

На основе существующих проблем и конструктивных недочетов устройств-аналогов было собрано новое устройство для исследования образования эластогидродинамического слоя между парами трения – качения. Задачей изобретения является повышение информативности устройства при оценке работоспособности подшипников качения путем определения влияния параметров трения – качения на формирование эластогидродинамического слоя на поверхностях трения. На рис. 2 представлен общий вид устройства для исследования нагрузочных и скоростных параметров подшипников [4].

Проводя опыты на технологической установке, мы решим такие важные вопросы, как определение необходимого смазывающего материала в подшипниковом узле, а при необходимости и наличие тех или иных присадок, которые активируются при локальном нагреве, определение осевых и радиальных нагрузок, но и в целом определение необходимого технологического режима работы подшипника, который поможет установить оптимальный нагрузочный и скоростной режим для продления срока службы.

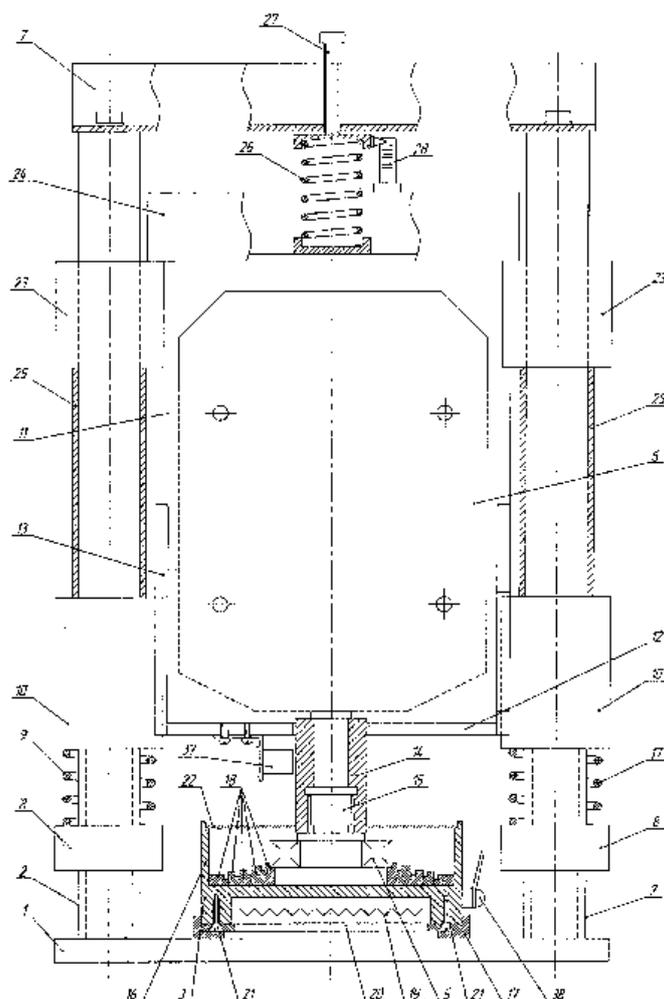


Рис. 2. Общий вид устройства для исследования нагрузочных и скоростных параметров подшипников

### Список литературы

1. Абрамов А.Н., Харченко М.В., Дема Р.Р. Эластогидродинамический режим трения как способ финишной обработки поверхностей изделий, исключаяюый выглаживание // Вестн. Южно-Урал. гос. ун-та. Машиностроение. 2017. С. 57–66.
2. Пат. 2006019 Российская Федерация, МПК G01M 13/04 (1990.01). Устройство для оценки работоспособности подшипника качения / Чечуевский В.П., Фролов В.И.; заявитель Гос. науч.-исслед. ин-т гражданской авиации, патентообладатели: Чечуевский В.П., Фролов В.И.; № 5006662/27; заявл. 01.07.1991; опубл. 15.01.1994.
3. Пат. 2093810 Российская Федерация, МПК G01M 13/04 (1995.01). Устройство для подшипников качения / Подмастерьев К.В., Пахолкин Е.В., Мишин В.В.; заявитель и патентообладатель Орлов. гос. техн. ун-т. № 96104006/28; заявл. 28.02.1996; опубл. 20.10.1997.
4. Пат. 2567086 Российская Федерация, МПК G01M 13/04 (2006.01). Устройство для диагностики подшипников качения / Ковальский Б.И., Лысянникова Н.Н., Безбородов Ю.Н., Дерезин А.Н.; заявитель и патентообладатель Сиб. федер. ун-т. № 2014129994/28; заявл. 21.07.14; опубл. 27.10.15, Бюл. № 30.

5. Торгово-промышленная группа «Арго». Эластогидродинамический режим трения в подшипниках. URL: <http://tpgargo.ru/press-czentr/blog/elastogidrodinamicheskij-rezhim-treniya-v-podshipnikax>.

УДК 665.612.2.074

**Л.В. Бараблин**

Научный руководитель – кандидат физико-математических наук, доцент **А.Б. Фёдоров**  
*Сибирский федеральный университет*

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРУБКИ РАНКЕ В ДООЧИСТКЕ ПОПУТНОГО ГАЗА

Наличие примесей в попутном газе приводит к трудностям при промышленной разработке месторождений нефти и газа. Важнейшей задачей переработки попутного газа на месторождении является подготовка газа к дальнейшей транспортировке. Вариантом решения проблемы является комплекс оборудования по очистке газа, который используется для очищения попутного нефтяного газа: цистерны, циклонные очистители. На рисунке представлена схема трубки Ранке.



Рисунок. Схема трубки Ранке

**Трубка Ранке.** Поток воздуха разделяется на два потока. Через конус будет проходить поток теплого воздуха, а с другой стороны будет выходить поток холодного воздуха. Причем вращаться эти потоки будут в противоположные стороны. Примеси будут закручиваться потоком холодного воздуха.

Основные достоинства трубки Ранке: простота конструкции, дешевизна изготовления, отсутствие подвижных узлов, возможность осуществления нескольких процессов одновременно.

### Список литературы

1. Дьяченко А. Эффект Ранка – Хилша. URL: <https://www.youtube.com>, <https://www.chipdip.ru>.
2. Белоусов А.М., Исафилов И.Х., Харчук С.И. Исследование возможностей повышения энергоэффективности вихревой трубы Ранка – Хилша // Изв. ТулГУ. Техн. науки. 2015. Вып. 7, ч. 2. 113 с. URL: <https://cyberleninka.ru>.

УДК 546.722

**В.А. Морозова**

Научные руководители: доктор технических наук, профессор **Э.А. Петровский**,  
старший преподаватель **К.А. Башмур**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНОЙ ЖИДКОСТИ В ДЕМПФИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВАХ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН**

В процессе эксплуатации бурильная колонна находится в условиях сложного напряженного состояния. Эти напряжения обусловлены следующими видами колебаний: осевыми, крутильными, боковыми.

Каждый из перечисленных видов колебаний оказывает отрицательное воздействие на бурильную колонну и, в конечном счете, приводит к износу и поломке оборудования. В процессе продольных колебаний происходит значительное изменение действующей осевой нагрузки на буровой инструмент, что существенно влияет на механическую скорость бурения и ресурс бурового инструмента.

Рациональное демпфирование обеспечивает более согласованный процесс бурения, в результате чего наблюдается меньшее разрушение и износ долота, может быть обеспечен больший срок службы долота и всей бурильной колонны. Для процесса демпфирования применяются наддолотные демпферы [1].

Недостатками модификаций демпферов бурильной колонны с демпфирующими элементами – пружинами либо техническими резинами – являются высокие затраты на обслуживание и ремонт, сложность конструкции, невозможность изменения параметров демпфирования [2].

Известно широкое применение магнитных жидкостей в технике, в частности в демпферных системах, так как они обладают хорошей демпфирующей способностью – под действием постоянных или электромагнитных полей изменяют свою вязкость, плотность, величину поверхностного натяжения до величин, необходимых для снижения колебаний. Магнитная жидкость представляет собой коллоидный раствор, частицы которого образованы ферромагнитными наночастицами, распределенными в воде или каком-либо органическом растворителе (керосин, простые эфиры).

Особенность магнитной жидкости заключается в сочетании высокой текучести и намагниченности – в десятки тысяч раз больше, чем в обычных жидкостях, поскольку каждая наночастица является самостоятельным постоянным магнитом. Под воздействием магнитного поля магнитные моменты частиц ориентируются, а свойства жидкости изменяются [3]. Демпфирование магнитной жидкостью происходит из-за внутреннего трения в жидкости, диссипируется кинетическая энергия нежелательных механических смещений и вибраций.

В рассмотренной конструкции магнитожидкостного демпфера, в котором свойства магнитной жидкости изменяются под воздействием электромагнитного поля, выявлены следу-

ющие недостатки: сложность конструкции, неспособность снижения колебаний значительных величин, запаздывание показаний датчиков, большие затраты на электроэнергию, сложности при подаче электроэнергии к электромагнитам через колонну [4].

Следовательно, необходимо рассмотреть возможность снижения колебаний в бурильной колонне применением магнитожидкостных демпферов с постоянными магнитами.

На рисунке приведена принципиальная схема предлагаемого демпфера.

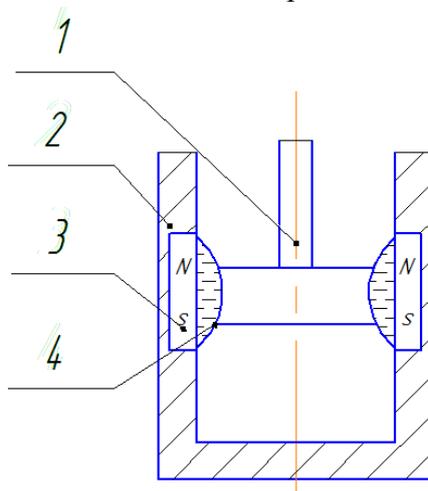


Рисунок. Принципиальная схема магнитожидкостного демпфера продольных колебаний

Представленный на принципиальной схеме демпфер состоит из поршня 1 с возможностью возвратно-поступательного движения при возникновении продольных колебаний, помещенного в корпус 2, в стенке которого находятся постоянные кольцевые магниты 3, удерживающие магнитную жидкость на внутренней стенке рабочей полости демпфера. Капля магнитной жидкости 4 находится в постоянном магнитном поле и имеет характеристики, достаточные для вязкого взаимодействия с поршнем 1. Величина вязкости капли магнитной жидкости зависит от концентрации магнитных наночастиц, а также свойств материала постоянных магнитов [5].

Применение магнитожидкостных демпферов с постоянными магнитами обеспечит непрерывный процесс демпфирования продольных колебаний, а также повлияет на снижение общей стоимости процесса бурения за счет отсутствия затрат на электроэнергию для процесса демпфирования и простоев на внеплановый ремонт демпфирующих устройств, долот и бурильных колонн.

### Список литературы

1. Башмур К.А., Петровский Э.А., Нашиванов И.С. Технологические возможности ударных виброгасителей для повышения надежности бурового оборудования // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. 2018. № 2. С. 9–14.
2. Пат. № 2467150. Амортизатор для бурильной колонны / Андоскин В.Н., Кобелев К.А., Тимофеев В.И., Пермяков В.С.; ООО «Радиус-Сервис». 2011.
3. Старовойтов В.А. Использование магнитных жидкостей для герметизации вращающихся частей // Вестн. КузГТУ. 2005. № 2 (46). С. 23–25.
4. Пат. № US 2012/0085581 A1 System and method for damping vibration in a drill string using a magnitoreogical damper / Daniel E., Jason R., Lamar F., APS Technology, Inc, 2011.

5. Одинаев С., Комилов К., Зарипов А. Зависимость коэффициентов вязкости магнитной жидкости от параметров состояния // Журнал физической химии. 2010. Т. 84, № 7. С. 1368–1371.

УДК 621.7.04

**Р.С. Шалауров**

Научные руководители: доктор технических наук, профессор **Э.А. Петровский**,  
кандидат технических наук, доцент **В.С. Тынченко**  
*Сибирский федеральный университет*

## **УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНОЙ ЗАПРЕССОВКИ ТРУБ В ТРУБНУЮ РЕШЕТКУ**

Теплообменные аппараты как устройства для передачи тепла одних сред к другим широко распространены во многих отраслях промышленности и применяются в качестве элементов различных теплосиловых установок. В химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности одиночная мощность агрегатов увеличивается и будет возрастать примерно в 4 раза каждый десять лет [1].

Обследования в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности показали, что убытки, связанные с простоем технологических линий, в результате низкого качества креплений труб в трубных решетках в 10–15 раз превышают стоимость самих теплообменников [2].

Проблема качества и надежности крепления труб в трубных решетках теплообменных аппаратов становится особенно актуальной. Поэтому создаваемые в них трубные соединения технологичны лишь в условиях использования новых технологических способов, развивающихся параллельно.

Электрогидравлический способ запрессовки (ЭГ) – один из самых прогрессивных способов, позволяющих решать на современном уровне технологические задачи, связанные с креплением труб в трубных решетках [3; 6]. Он основан на образовании импульсного давления при электрическом взрыве проволочек внутри специального патрона, который установлен внутри запрессовываемой трубы. Данный способ обладает высокой скоростью деформирования, достигающей 400 м/с [3]. При этом в поверхностных слоях металла не наблюдается существенного локального наклепа и образования микротрещин, а стойкость к коррозионному растрескиванию соединения при ЭГ запрессовке в 5 раз выше, чем при механической развальцовке [4]. ЭГ способ запрессовки позволяет регулировать величину выделяемой энергии, возможно размещение установок непосредственно в зданиях цехов с полной автоматизацией процесса запрессовки.

Однако на данный момент конструкции существующих электровзрывных патронов имеют несколько серьезных недостатков: потерю импульсного давления и нестабильный зазор между патроном и запрессовываемой трубой.

Потеря импульсного давления обусловлена наличием не минимально возможного зазора между патроном и запрессовываемой трубой, а также пробоя по данному зазору, что влечет за собой снижение эффективности используемого патрона, а главное, снижение стабильности и качества получаемого соединения.

Наличие нестабильного зазора между патроном и запрессовываемой трубой в процессе запрессовки препятствует равномерному распределению величины импульсного давления на внутреннюю стенку запрессовываемой трубы, как следствие, теплообменная труба испытывает неоднородное утонение (удлинение) в месте соединения [5].

Предполагаемое устройство призвано существенно нивелировать недостатки, изложенные выше, за счет использования герметизатора, который препятствует пробоям по зазору между корпусом устройства и трубой, и использования в конструкции специального хвостовика, имеющего конструктивное исполнение сиффона-компенсатора.

Предполагаемое устройство для запрессовки труб в трубную решетку (рисунок) содержит корпус 1 с наполнителем (передающей средой) 2 и хвостовик-сиффон 3, который находится в резьбовом соединении с корпусом 1 и торец которого обращенный к электроду 4, снабжен стаканом 5, на внутренней и торцевой поверхностях которого имеется изолятор 6. С другого торца сиффона-хвостовика 2 установлен опорный фланец 7. В корпусе 1 находится токопровод 8 и взрывающийся проводник 9. Проводник 9 имеет форму спирали и установлен в контакте с электродом 4 через токопровод 8. На ближнем торце (к трубной решетке 10 и запрессовываемой трубе 11) хвостовика-сиффона 3 имеется герметизатор 12.

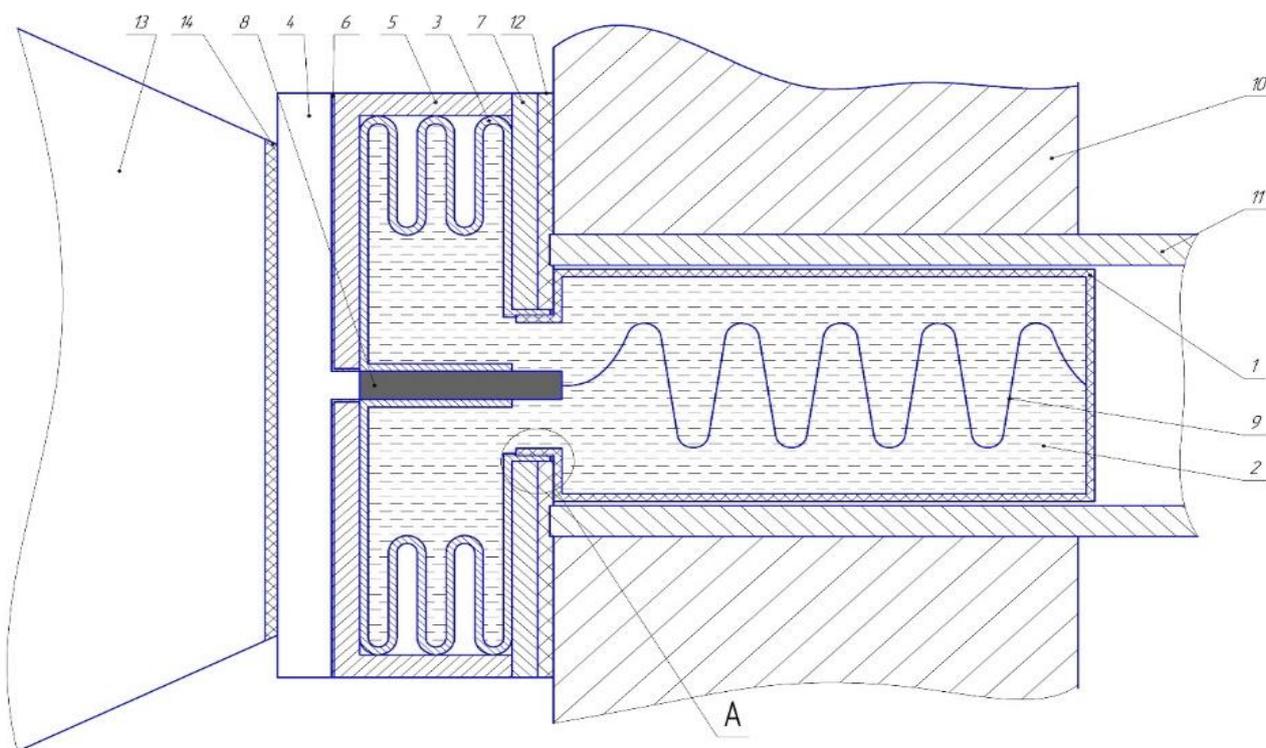


Рисунок. Предполагаемое устройство для импульсной запрессовки труб в трубную решетку кожухотрубного теплообменника: 1 – корпус; 2 – передающая среда; 3 – хвостовик-сиффон; 4 – электрод; 5 – стакан; 6 – изолятор; 7 – опорный фланец; 8 – токопровод; 9 – взрывающийся проводник; 10 – трубная решетка; 11 – запрессовываемая труба; 12 – герметизатор; 13 – наковальня; 14 – изолятор

Работа предполагаемого устройства для запрессовки труб в трубную решетку (рисунок) происходит следующим образом. Предварительно корпус 1 соединяется с хвостовиком-сильфоном 3 с помощью резьбового соединения. Затем патрон заполняется передающей средой 2 и вставляется в торец запрессовываемой трубы 11, которая находится в трубной решетке 10. Далее электрод 4 движется по направлению к торцу хвостовика-сильфона 3, который снабжен стаканом 5 и изолятором 6. Изолятор 6 служит для направленной подачи импульсного тока на токопровод 8. Стакан 5 и опорный фланец 7 служат для защиты сильфона от поперечных и продольных деформаций в момент запрессовки трубы 11 в трубную решетку 10 и в момент движения электрода 4, обеспечивая направленное поперечное сжатие, тем самым уменьшая рабочий объем хвостовика 3, что делает зазор между корпусом 1 и трубой 11 минимальным. Затем электрод 4 подпирается наковальней 13, которая препятствует движению хвостовика-сильфона 3 в исходное положение. В месте сопряжения наковальни 13 и электрода 4 имеется изолятор 14. Далее источник импульсного тока через электрод 4 подает импульс тока на патрон по токопроводу 8 к взрывающемуся спиральному элементу 9, который впоследствии передает энергию взрыва на стенку патрона 1, а затем на стенку запрессовываемой трубы 11 через передающую среду 2. При взрыве патрона 1 торцевые потери не возникают благодаря герметизатору 12, который позволяет компенсировать шероховатость торца трубы 11 и трубной решетки 10 с опорным фланцем 7, тем самым обеспечивая равномерное прилегание опорного фланца 7 с трубной решеткой 10 и получая надежную изоляцию импульсного давления в момент запрессовки. Хвостовик-сильфон 3 также частично выполняет функцию отражателя, за счет фиксации в сжатом положении хвостовика 3 наковальней 13 он компенсирует избытки импульсного давления, которые попадают в полость хвостовика-сильфона 3, и отражает их на торец трубы 11.

Применение предполагаемого устройства позволяет обеспечить стабильный процесс запрессовки, в результате получается более качественное и надежное соединение.

### Список литературы

1. Мазуровский Б.Я. Электрогидроимпульсная запрессовка труб в трубных решетках теплообменных аппаратов. Киев: Наук. думка, 1980. 172 с.
2. Берлинер Ю.И., Бриф В.М. Анализ применимости современных методов крепления труб к трубным решеткам // Высокопроизводительные методы сварки в хим. и нефт. машиностроении. Волгоград, 1970. Вып. 3. С. 3–12.
3. Оборудование и технологические процессы с использованием электрогидравлического эффекта / под ред. Г.А. Гулого. М.: Машиностроение, 1974. 320 с.
4. Луковкин А.И., Миронов Г.П. Высокопроизводительные методы сварки в хим. и нефт. машиностроении. Волгоград, 1970. Вып. 3. С. 108–117.
5. Оборудование и технологии высоковольтного разряда в жидкости: сб. науч. тр. / ред. кол.: Б.Я. Мазуровский (отв. ред.) [и др.]. Киев: Наук. думка, 1987. 96 с.
6. Мазуровский Б.Я., Сизёв А.Н. Электрогидравлический эффект в листовой штамповке. Киев: Наук. думка, 1983. 192 с.

УДК 622.691

**Р.В. Подолинчук, К.А. Башмур**Научный руководитель – доктор технических наук, профессор **Э.А. Петровский**  
*Сибирский федеральный университет***ГАШЕНИЕ ПУЛЬСАЦИЙ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**

Пульсации в технологических трубопроводах подготовки нефти, транспортирующих газожидкостные смеси, могут приводить: 1) к авариям трубопроводов (в частности в сварных соединениях); 2) перегрузкам сепарационных установок, а следовательно, к уносу в газопроводы больших количеств жидкости из сепараторов и к снижению тем самым пропускной способности трубопроводов; 3) нарушению технологического режима установок подготовки нефти и воды [1].

Основными факторами, вызывающими пульсации трубопроводов и влияющими на их величину и частоту, могут являться: арматура, колена и другие местные сопротивления, изменяющие эффективную площадь сечения трубопровода. Наиболее неблагоприятные условия находятся в участках трубопроводов с большими углами поворота [2].

Гидроаккумулятор – сосуд, работающий под давлением, который позволяет накапливать энергию сжатого газа или пружины и передавать ее в гидросистему потоком жидкости, находящейся под давлением.

Главной задачей гидроаккумуляторов является запасание (аккумулирование) установленного объема рабочей жидкости, оказавшейся под нагрузкой.

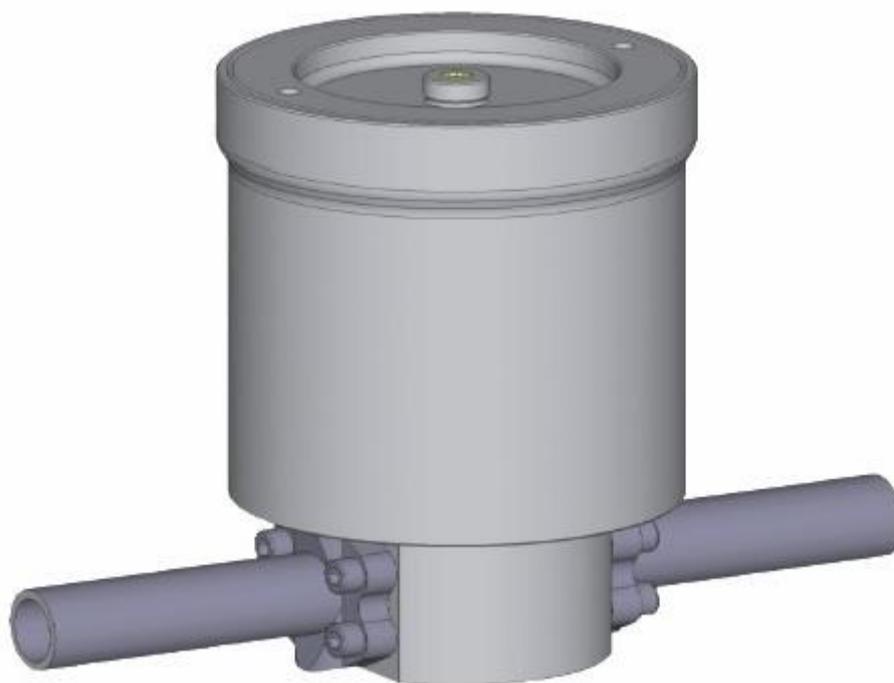


Рис. 1. Модель сильфонного гидроаккумулятора

Аккумуляторы обычно состоят из жидкостной и газовой камер, разделенных газонепроницаемым элементом. Жидкостная камера соединена с гидросистемой. При повышении давления газ сжимается и жидкость входит в аккумулятор.

В гидросистемах применяются следующие типы аккумуляторов с разделителем сред:

- баллонные;
- мембранные (диафрагменные);
- поршневые;
- сифонные.



Рис. 2. Виды гидроаккумуляторов

Среди аккумуляторов давления выделяется наиболее стойкий и надежный вид – сифонные аккумуляторы.

По сравнению с классическими решениями сифонные гидроаккумуляторы имеют ряд важнейших преимуществ:

- металлические сифоны практически полностью газонепроницаемы;
- совместимы со всеми обычными видами топлива;
- устойчивы к работе при высоких температурах, вплоть до 160 °С.
- требуют минимального наблюдения и обслуживания.

Пульсации оказывают неблагоприятные воздействия на трубопроводы, поэтому целесообразно применять сифонные гидроаккумуляторы для сглаживания пульсаций. Сифонный гидроаккумулятор сглаживает перепады давления, предотвращая потенциально аварийные ситуации. Также одной из основных особенностей гидроаккумулятора является запасание (аккумуляция) установленного объема рабочей жидкости, оказавшейся под нагрузкой.

### Список литературы

1. Бутусов Д.С. Исследование пульсации потока в технологических трубопроводах компрессорных станций магистральных трубопроводах: дис. ... канд. техн. наук. М., 2000.
2. Рахмилевич З.З. Справочник механика химических и нефтехимических производств. М.: Химия, 1985. 592 с.

УДК 62-512

**Д.В. Гутче**

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор **Э.А. Петровский**  
*Сибирский федеральный университет*

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Процесс прогнозирования и оценки технического состояния компрессорной станции (КС) как единого объекта процесс невероятно сложный, так как подразумевает под собой сбор большого количества показателей и данных по каждой единице оборудования, которые установлены на компрессорной станции. Существует методика, разработанная «Газпром» [1], которая во многом упрощает процесс оценки технического состояния. Заключается данная методика в разделении КС на функциональные системы: системы очистки газа (пылеочистка и сепарирование), система компримирования, система охлаждения, оценка состояния трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры – 5 основных систем.

В расчетной части по вычислению показателя технического состояния каждой из перечисленных функциональных систем были найдены показатели сразу двух КС. Это сделано с целью сравнения показателей и выявления слабого звена, которое может находиться в составе любой КС [2]. По сводной таблице отчетливо видно, что самый высокий показатель технического состояния (т.е. значение, близкое к предельному состоянию оборудования) имеет именно система компримирования газа, т.е. компрессорное оборудование.

Таблица

Результаты вычисления показателей технического состояния функциональных систем по КЦ и показателя технического состояния КЦ

Номер КС	Номер КЦ	$P_{Оч}$	$P_{СЖ}$	$P_{ОХ}$	$P_T$	$P_A$	$P_{КЦ}$
1	1	0,704	0,778	0,421	0,700	0,304	0,635
1	2	0,566	0,594	0,351	0,550	0,239	0,477
1	3	0,499	0,733	0,528	0,813	0,370	0,624
1	4	0,672	0,789	0,466	0,688	0,314	0,641
2	1	0,711	0,877	0,567	0,725	0,298	0,722
2	2	0,364	0,527	0,461	0,350	0,157	0,394

Примечания.  $P_{Оч}$  – показатель технического состояния системы очистки газа;  $P_{СЖ}$  – показатель технического состояния системы компримирования газа;  $P_{ОХ}$  – показатель технического состояния системы охлаждения газа;  $P_T$  – показатель технического состояния трубопроводов;  $P_A$  – показатель технического состояния ЗРА.

Это подтверждается реальной статистикой на производстве. По видам неисправностей в УСИНГ «РН-Юганскнефтегаз» за 2018 г. самыми ненадежными элементами в КС являются

именно компрессоры, т.е. существует необходимость в улучшении показателей технического состояния именно на данном оборудовании.

Предлагается внедрить новую уникальную разработку отечественного производства – блок обработки сигналов ТСТ 4144 (далее по тексту – БОС). БОС предназначен для измерения параметров вибрации, частоты вращения роторных узлов и приема параметрических сигналов.

Данная разработка – это дополнение к уже имеющейся системе диагностирования оборудования, она внедряется в уже построенную систему между датчиками и системой вывода диагностики на экраны. На данный момент на большинстве компрессорных станций датчики вибрации или осевого сдвига вала напрямую отсылают простейшие измерения мощности вибрации или показателя отклонения, обнаруживающие предаварийное состояние объекта и отключающие его до или на начальном этапе аварии.

Новая система будет делиться на три уровня:

нулевой уровень – первичные преобразователи (устанавливаемые на диагностируемые и контролируемые узлы механизма) и коммутационные коробки;

первый уровень – блоки обработки сигналов (БОС);

второй уровень – сервер системы и АРМ (хранение, аналитическая обработка и предоставление информации операторам).

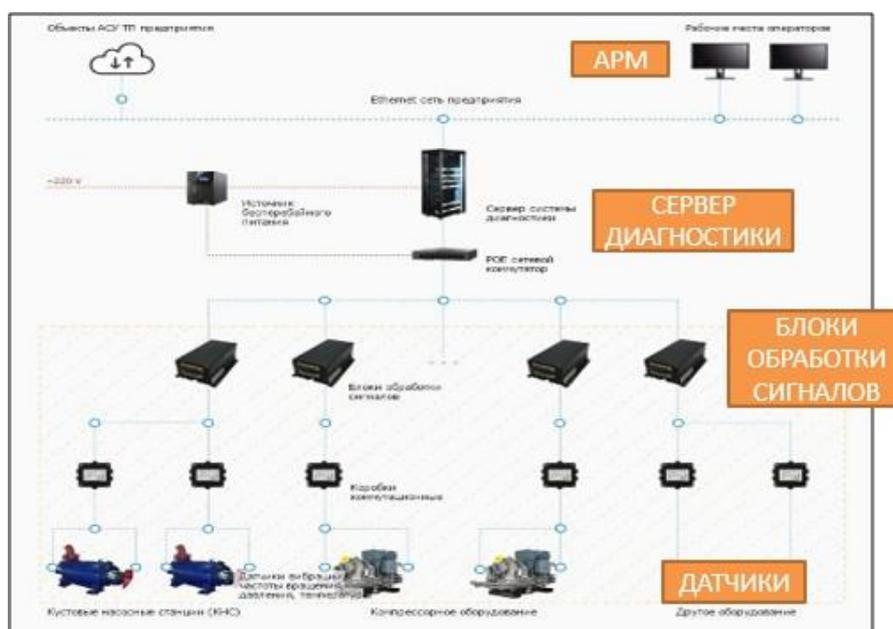


Рисунок. Уровневая структурная схема

Данная разработка позволит оценивать вероятность наступления дефекта у эксплуатируемого оборудования с учетом его реального технического состояния и факторов эксплуатации с целью своевременного предупреждения аварийных ситуаций, а также позволит формировать прогноз ухудшения качества смазки или другого параметра. Основная задача в составе системы – сбор, хранение, контроль и первичная обработка вибрационных сигналов и предоставление их для дальнейшей автоматической обработки в ПО системы вибродиагностики.

Затраты на обслуживание и ремонт являются одним из важнейших эксплуатационных показателей любой технической системы. Их минимизация в тех случаях, когда система является ремонтпригодной, практически невозможна без эффективного контроля состояния системы.

### Список литературы

1. Рекомендации ОАО «Газпром» Р Газпром 2-2.3-523–2010. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по прогнозированию и оценке технического состояния компрессорной станции как единого объекта.

2. Крюков О.В. Исследование электроприводных газоперекачивающих агрегатов по нормативным требованиям мониторинга в процессе эксплуатации // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. № 6 (52). С. 20–26.

УДК 66.097, 661.666.4, 665.612.2, 661.961.61

**А.Е. Корнеев**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **Е.А. Соловьев**  
*Сибирский федеральный университет*

## РЕАКТОР ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОЛУЧЕНИЕМ НАНОВОЛОКНИСТОГО УГЛЕРОДНОГО МАТЕРИАЛА И ВОДОРОДА

На современном этапе развития нефтяной отрасли добывающие компании взяли курс на повышение эффективности переработки попутного нефтяного газа (ПНГ). Весьма перспективной является технология каталитического пиролиза углеводородов с получением водорода и нановолокнистого углерода (НВУ). В качестве сырья для переработки возможно использование осушенного ПНГ. Водород может быть использован: в водородных топливных элементах; в химической промышленности; как топливо для космических аппаратов.

НВУ представляет ценность как: компонент композитных материалов; абсорбент для хранения газов; носитель катализаторов; фильтрующий элемент. Именно поэтому разработка реактора для каталитической переработки ПНГ с получением водорода и НВУ, применимой для условий нефтепромыслов, является актуальной технической задачей.

**Технология каталитического пиролиза углеводородов.** В качестве перерабатываемого сырья рассматриваются легкие углеводороды ( $C_1$ – $C_4$ ), поскольку ПНГ на 91,5 % состоит из алканов  $C_1$ – $C_4$  (данные для месторождений Западной Сибири) [1].

В результате экспериментальных исследований [2] было установлено, что наиболее эффективные результаты по конверсии углеводорода и селективности водорода достигаются

при использовании катализатора составом 50 % Cu и 40 % Ni. В качестве носителя катализатора предполагается использовать сферические частицы из  $Al_2O_3$  диаметром 5 мм. Температура 600 °С является оптимальной для проведения реакций КП при переработке алканов  $C_2-C_4$ . Проведение реакции КП предполагается при атмосферном давлении. Цикл работы предлагаемого реактора составляет 16 часов.

Для повышения эффективности работы катализатора перед переработкой ПНГ необходимо осушить.

Для увеличения эффективности переработки ПНГ предполагается извлекать непрореагировавшие углеводороды из продуктов переработки и возвращать их обратно в реактор. Для этой цели необходимо использовать мембранный модуль, который отделяет водород от прочих продуктов переработки [3]. Результатом изучения химической составляющей процесса КП углеводородов стала технологическая схема переработки ПНГ с получением водорода и НВУ (рис. 1).



Рис. 1. Технологическая схема переработки ПНГ с получением водорода и НВУ

### Обзор существующих конструкций реакторов и возможных технических решений.

Прежде чем приступить к конструированию, были рассмотрены существующие конструкции реакторов для данной технологии. Общим недостатком данных конструкций является малоэффективное перемешивание катализатора как вибрационным, так и реверсивным вращательно-колебательным движением. Помимо этого, вибропривод имеет низкий ресурс работы из-за постоянного воздействия циклических вибрационных нагрузок. Для нагрева реакторов используются электронагреватели, что экономически не оправдано при больших значениях производительности.

**Предлагаемая конструкция реактора.** В предлагаемой конструкции реактора (рис. 2) [4] для улучшения качества перемешивания катализатора используется ротационный метод перемешивания катализатора в виде рабочих колес двух видов с лопастями, вращающихся на валу.

Рациональным и конструктивно простым методом нагревания реактора является нагрев за счет тепла сгорания части перерабатываемого ПНГ. При таком методе нагрева электроэнергия расходуется только на привод вала, средства автоматизации и контрольно-измерительные приборы.

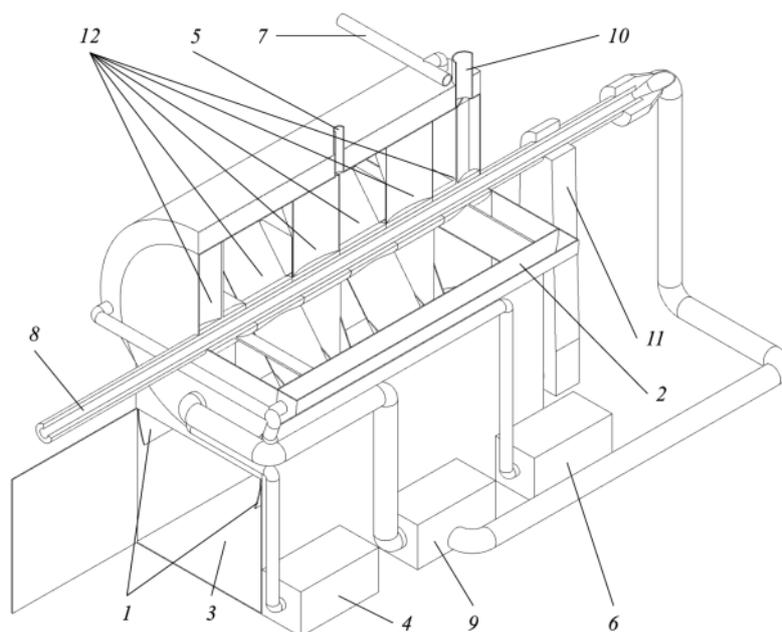


Рис. 2. Предлагаемая конструкция реактора: 1 – шлюзовые ворота; 2 – двойной корпус; 3 – буферная камера; 4 – блок подачи азота; 5 – патрубок ввода катализатора; 6 – теплогенератор; 7 – патрубок вывода тепловых газов; 8 – полый вал; 9 – блок подачи перерабатываемых углеводородов; 10 – патрубок вывода перерабатываемых углеводородов; 11 – цепной электропривод; 12 – рабочие колеса

Работает реактор следующим образом. Перед запуском реактора шлюзовые ворота 1 двойного корпуса 2 и герметизирующий шлюз буферной камеры 3 приводят в положение «Закрыто» (на рис. 2 в положении «Открыто»). Блок подачи азота 4 подает азот в реактор для очистки его от воздуха. После этого через патрубок ввода катализатора 5 в зону реакции вводится катализатор. Часть перерабатываемых углеводородов поступает в теплогенератор 6, где газ смешивается с воздухом и происходит процесс горения. Раскаленные продукты горения поступают в пространство между внутренней и внешней частями двойного корпуса 2 и обогревают зону реакции до рабочей температуры. Выводятся тепловые газы с помощью патрубка для их вывода 7.

Перерабатываемые углеводороды проходят через полый вал 8, охлаждая его, а сами получают предварительный нагрев и попадают в блок подачи перерабатываемых углеводородов 9, откуда они попадают в зону реакции. Получаемые водород и непрореагировавшие углеводороды выводятся через патрубок для их вывода 10.

Полый вал 8 приводится в движение цепным электроприводом 11. Закрепленные на полом валу 8 рабочие колеса 12 вращаются и обеспечивают перемешивание катализатора. В центре зоны реакции расположены четыре центральных рабочих колеса. По краям зоны реакции расположено по одному крайнему рабочему колесу. Причем центральные рабочие колеса обеспечивают перемешивание катализатора, а крайние рабочие колеса перемещают катализатор от краев зоны реакции к центральным рабочим колесам. Форма рабочих колес изображена на рис. 3.

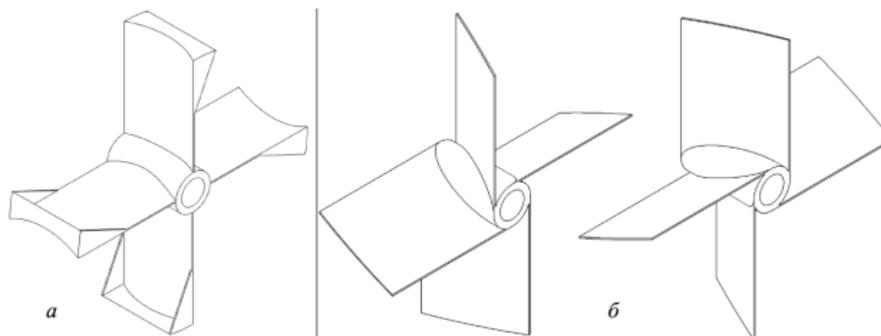


Рис. 3. Формы рабочих колес: *а* – центрального; *б* – крайних

После окончания цикла прекращается подача теплового газа и перерабатываемых углеводородов. НВУ с примесью катализатора ссыпается в буферную камеру 3, останавливается вращение полого вала. Блок закачки азота 4 подает азот в реактор для очистки его от остаточных перерабатываемых углеводородов. Герметичный шлюз буферной камеры 3 открывается и можно извлекать НВУ, после извлечения НВУ цикл повторяется.

Для проверки эффективности перемешивания катализатора создана расчетная модель предлагаемой конструкции реактора.

Моделирование перемешивающего устройства разработанной конструкции реактора показало, что распределение частиц катализатора по горизонтальным зонам приближено к идеальному. Помимо этого, на графиках видна тенденция постепенного приближения распределения частиц катализатора к идеальному как в горизонтальных, так и в вертикальных зонах.

### Список литературы

1. Андрейкина Л.В. Состав, свойства и переработка попутных газов нефтяных месторождений Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13. Уфа, 2005. 22 с.
2. Получение водорода на основе селективного каталитического пиролиза пропана / Е.А. Соловьев, Д.Г. Кувшинов, И.С. Чуканов [и др.] // Химическая технология. 2007. № 8–12. С. 544–553.
3. Извлечение водорода из бинарных газовых смесей с помощью мембранного модуля на основе палладиевой фольги с учетом дезактивации мембраны / В.Н. Бабак, Л.П. Диденко, Е.П. Квурт, Л.А. Семенцова // Теоретические основы химической технологии. 2018. № 52–3. С. 318–333.
4. Полезная модель № 185231. Российская Федерация. Реактор для переработки углеводородов с получением водорода и нановолокнистого углерода / А.Е. Корнеев, Е.А. Соловьев, Э.А. Петровский.

УДК 622.24-622.121.543

**С.С. Сапожников**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **Т.С. Спирин**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УСТЬЕВОГО ПОДОГРЕВА СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ**

На всех стадиях добычи и транспортировки скважинной жидкости применяются различные виды оборудования, включая связующие его трубы. Их техническое состояние, период пропарки, ремонта и т.д. зависят от свойств добываемого сырья.

Значительное уменьшение периода эксплуатации промысловых трубопроводов наблюдается при протекании через них парафинистых флюидов. Объясняется это тем, что при относительно низких температурах жидкости (30–35 °С) происходит интенсивное отложение легких и средних парафинов на внутренних стенках трубы.

Методы воздействия на парафинистые отложения можно разделить на два направления: предупреждение образования данных отложений и их непосредственное удаление.

К первой группе относятся гладкие покрытия на внутренней поверхности труб и оборудования, химические методы (такие как смачивающие, депрессаторы и т.д.), физические (вибрационные, ультразвуковые и на основе электромагнитных полей) [1].

Процесс удаления отложений заключается в применении тепловых методов (промывка горячей нефтью, паром, использование электропечей, других видов подогревателей), механических (с помощью различных скребков), а также химических (растворители и удалители) [2].

В сложившихся условиях наиболее актуальным направлением является разработка средств и технических решений по предотвращению отложения данных веществ [3].

Большую перспективу имеет способ комплексного применения методов сохранения и увеличения внутренней энергии добываемой скважинной жидкости, что достигается путем ее подогрева. В качестве эксплуатационной колонны необходимо применять теплоизолированные лифтовые трубы, что обеспечит предотвращение отложения парафинов на их стенках. На устье скважины, непосредственно после запорной арматуры, монтируются нагревательные секции (электронагреватели). Совокупность данных средств приводит к значительному увеличению наработки оборудования до отказа [4].

На рисунке представлено оборудование для устьевого подогрева скважинной жидкости. ТЭНы 3 помещаются внутрь рабочей камеры 6 и закрепляются на фланцевых соединениях 4 с боковой крышкой корпуса 10 с обеих сторон оборудования, что позволяет герметизировать рабочую и нагревательную полости. В данных крышках имеются присоединительные рабочие выходы 13, 14. Один вывод служит для подачи нагреваемой жидкости, другой – для ее вывода после процесса подогрева до необходимой температуры. Рабочее пространство между ТЭНами 3 и внутренними стенками рабочей камеры 6 заполняется промежуточным теплоносителем-антифризом, что позволяет обеспечить более мягкий нагрев скважинного флюида.

Для компенсации расширения промежуточного теплоносителя предлагается установить расширительный бачок 7, зафиксированный непосредственно на выводе из рабочей камеры (нагрева) при помощи присоединительного хомута 8. Расширительный бачок оснащен дыхательным клапаном.

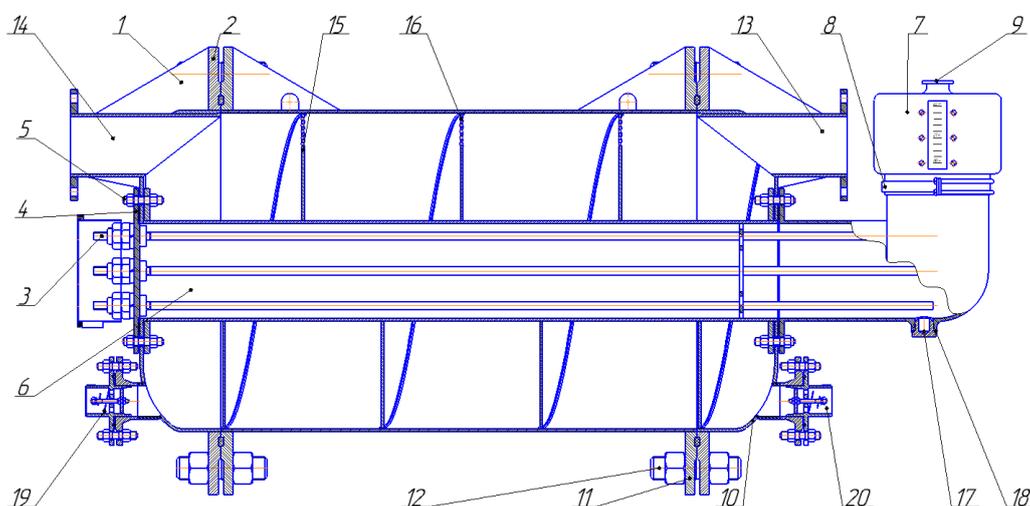


Рисунок. Оборудование для устьевоего подогрева скважинной жидкости: 1 – косынки; 2, 4, 11 – присоединительные фланцы; 3 – ТЭНы; 5, 12 – шпильки; 6 – рабочая камера; 7 – бачок; 8 – хомут; 9 – дыхательный клапан; 10 – боковые торцевые крышки; 13, 14 – рабочие выходы; 15 – металлическая полоса; 16 – отверстия; 17 – сливная пробка; 18 – резиновая прокладка; 19, 20 – клапаны для пропарки

Вокруг рабочей камеры винтообразно навивается полоса металла 15, имеющая в верхней части специальные отверстия 16 для пропускания скапливающегося газа.

Также имеются клапаны 19, 20 для пропарки и промывки нагревателя.

Заданные проектировочные характеристики нагревателя: мощность 50 кВт, масса 300 кг, максимальное давление скважинной жидкости 4 МПа, габаритные размеры 1470×760×710.

Данные особенности конструкции представленного оборудования позволят получить следующие преимущества по сравнению с другими аналогами:

- повышение надежности и безопасности оборудования;
- уменьшение массогабаритных характеристик;
- упрощение процесса проведения монтажно-демонтажных работ.

На основе рассмотренного материала и особенностей конструкции можно сделать вывод о целесообразности применения данного оборудования в производстве с поправками на сложившиеся условия конкретного месторождения.

### Список литературы

1. Колесников А.С., Нурдаулет А.Н., Досжанов К.А. Обзор способов и методов предотвращения отложений асфальто-смоло-парафинов. Шымкент: Юж.-Казахстан. гос. ун-т им. М. Ауезова, 2016. С. 8.

2. Иванова Д.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспортировки и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. № 11. С. 23.

3. Сорокоумова И.Е. Анализ эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафинистыми и солевыми отложениями на Мамонтовском нефтяном месторождении // Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений. 2010. С. 135.

4. Артеменков В.Ю., Ерехинский Б.А. Применение теплоизолированных лифтовых труб в нефтегазодобывающей промышленности // Территория нефтегаз. 2017. № 3.

УДК 622.24.05

**В.В. Богачев**

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор **Э.А. Петровский**,  
научный консультант – старший преподаватель **К.А. Башмур**  
*Сибирский федеральный университет*

## ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНЫХ МЕТОДОВ ГАШЕНИЯ КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

Многофакторный процесс бурения нефтяных и газовых скважин сопровождается возникновением различного рода колебаний вследствие взаимодействия бурильного инструмента (долота) с горной породой. Колебания оказывают значительное воздействие на технико-экономические аспекты бурения в целом. Динамическая устойчивость работы бурильной колонны определяет механическую скорость углубления скважины, качество проводки ствола и ресурс долота. Вибрация, в свою очередь, оказывает пагубное влияние на оборудование бурильной колонны, приводя к износу, а также к нарушению устойчивости работы. Исследование методов управления и гашения вибраций, обеспечивающих устойчивость работы бурильной колонны для повышения эффективности бурения, а также повышающих надежность бурового оборудования, представляется весьма актуальной задачей.

Для обеспечения устойчивого режима работы бурильной колонны и, соответственно, долота в процессе бурения скважины применяются различные системы его регулирования. Согласно теории управления методы гашения вибраций можно разделить на три группы: пассивное, активное и полуавтоматическое управление [3].

Активные методы гашения колебаний основаны на применении равной силы, противоположной по направлению к силам, создаваемым внешними вибрациями. По рекомендациям ведущих буровых компании наиболее эффективным способом устранения всех видов колебаний является изменение нагрузки на долото и скорости вращения бурильной колонны, т.е. изменение параметров бурения в определенном диапазоне значений для каждого вида вибрации [1; 2]. Данный вид регулирования соответствует активным системам с обратной связью с разомкнутым контуром. Эти системы подразумевают использование специальных устройств регистрации, измерения, передачи и управления колебаний.

Существует несколько типичных датчиков измерения вибрации. Общий вид данных датчиков показан на рисунке. Они представляют собой новейшие конструкции для измерения

вибраций долота и бурильной колонны. Параметрами измерения служат осевая нагрузка на долото, крутящий момент на долоте, напряжение изгиба, частота вращения, ускорение, давление в затрубном пространстве, давление бурового раствора, падение давления бурового долота и температура. Измерительная система состоит из четырех частей: скважинных датчиков (датчиков скорости и датчика ускорения), системы сбора данных, подземного хранения, интерпретации и наземной системы обработки данных. Датчик может быть установлен на устье скважины, бурильной трубе и долоте, или одновременно могут быть установлены несколько датчиков [3].

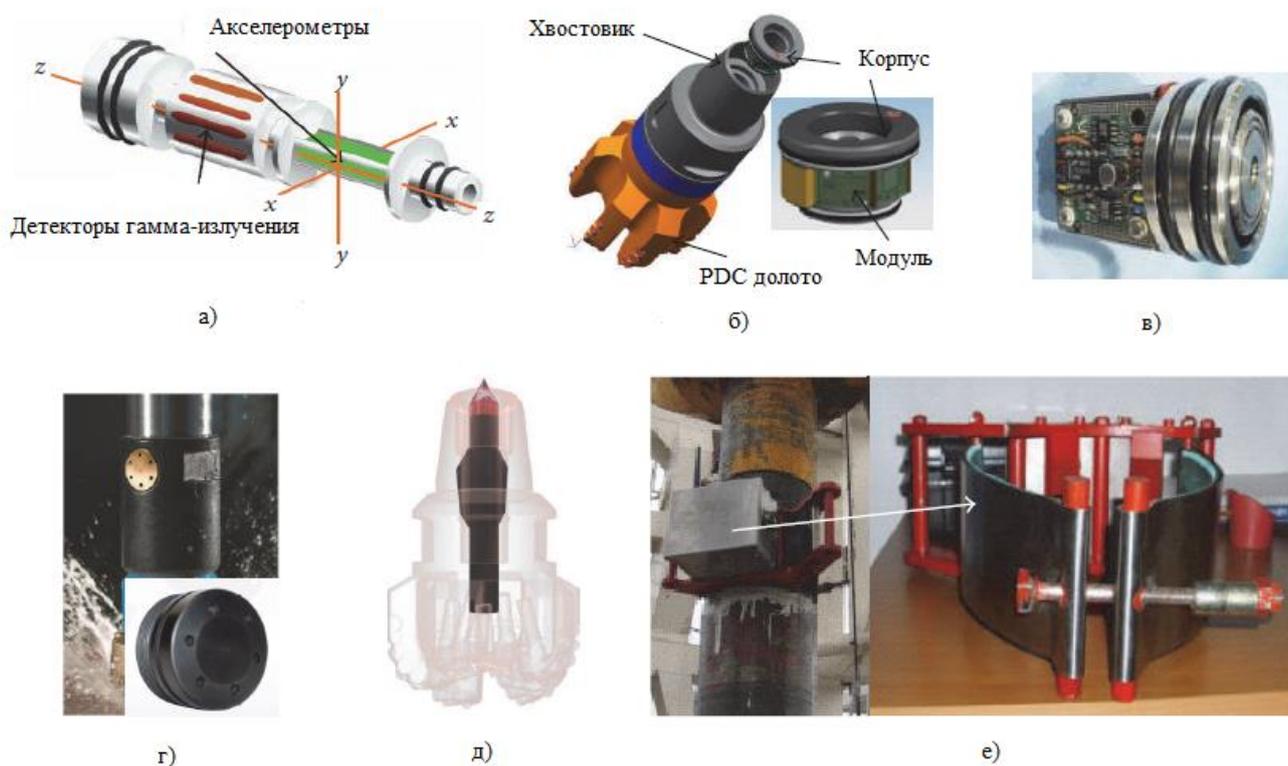


Рисунок. Современные конструкции датчиков измерения вибраций бурильного инструмента: *а* – датчик с трехосными акселерометрами; *б* – динамический датчик; *в* – датчик давления в кольцевом пространстве; *г* – скважинный измерительный прибор; *д* – динамический скважинный регистратор; *е* – датчик измерения поверхностной вибрации

Современные системы управления в бурении являются одними из самых перспективных и малоисследованных направлений. Существующие методы регулирования как бурением в целом, так и явлением вибрации в частности имеют ограниченный диапазон регулирования, невысокую эффективность и сложность реализации. В свою очередь, системы, содержащие в себе принципы активного управления, представляют наибольший интерес. Они обладают высокой надежностью при относительной простоте исполнения. Эти обстоятельства определяют перспективы исследования данных систем в контексте гашения вибраций бурильного инструмента.

**Список литературы**

1. Бадретдинов Т.В., Ямалиев В.У. Анализ колебаний бурильной колонны и применения демпфирующих устройств // Нефтегазовое дело. 2016. № 6. С. 5–22.
2. Ударные нагрузки и вибрация. Брошюра компании Schlumberger. 3 с.
3. Dong G., Chen P. A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well // Shock and Vibration. 2016. Article ID 7418635. 34 p.

УДК 681.5

**М.П. Сержантова**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.С. Тынченко**  
*Сибирский федеральный университет*

## **АВТОМАТИЗАЦИЯ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ**

Природные горючие ископаемые, такие как нефть и газ, являются основными энергоносителями, они играют значительную роль в экономике любого государства.

В связи со стремительным развитием в мире нефтехимической промышленности потребность в нефти увеличивается не только с целью повышения выработки топлив и масел, но и как источника ценного сырья для производства синтетических каучуков и волокон, пластмасс, красителей и др. Нефть уникальна комбинацией качеств: высокая плотность энергии, легко транспортировать, легко получить массу синтетических продуктов [1].

Добываемая на промыслах нефть содержит много примесей. Для подачи сырья в систему магистральных нефтепроводов нефть необходимо предварительно довести до нужного уровня качества.

Присутствие в нефти большого количества механических примесей затрудняет эксплуатацию скважин, повышает износ оборудования, усложняет обслуживание скважин, увеличивает эксплуатационные расходы [2].

Влияние механических примесей на оборудование не зависит от рода происхождения: они забивают фильтры насосов или действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов оборудования или заклинивания их. Кроме того, механические примеси вызывают эрозию внутренней поверхности труб при транспортировке, образуют отложения в аппаратуре, что снижает коэффициент теплопередачи, повышает зольность остатков перегонки, содействует образованию стойких эмульсий. В соответствии с требованиями действующих нормативных документов в товарной нефти механические примеси должны отсутствовать [3].

Контроль такого показателя, как количество механических примесей в нефти, важно осуществлять на всех этапах добычи, транспортировки, подготовки нефти. Исходя из дебита эксплуатируемых на сегодняшний день скважин и объемов нефти на рынке, возникает необходимость в модернизации существующих методик, а именно автоматизации лабораторного контроля показателя качества нефти – количества механических примесей в нефти.

Массовую долю механических примесей  $X$  в процентах вычисляют по формуле

$$X = \frac{(m_1 - m_2)}{m_3} 100,$$

где  $m_1$  – масса стаканчика для взвешивания с бумажным фильтром и механическими примесями, г;  $m_2$  – масса стаканчика для взвешивания с чистым подготовленным бумажным фильтром, г;  $m_3$  – масса пробы, г.

Трудоемкость метода определения содержания механических примесей составляет 2,20 чел/ч. На одной установке одновременно возможно проведение только одного испытания. Во время проведения испытания лаборанту необходимо непосредственно находиться возле установки, что исключает его многозадачность.

Автоматизация методики состоит из включения в существующую установку следующих элементов: силиконового шланга, штатива, клапана, тензометрического датчика, регулятора мощности, провода, платы сбора данных, ПК. Принцип сбора установки изображен на рисунке.

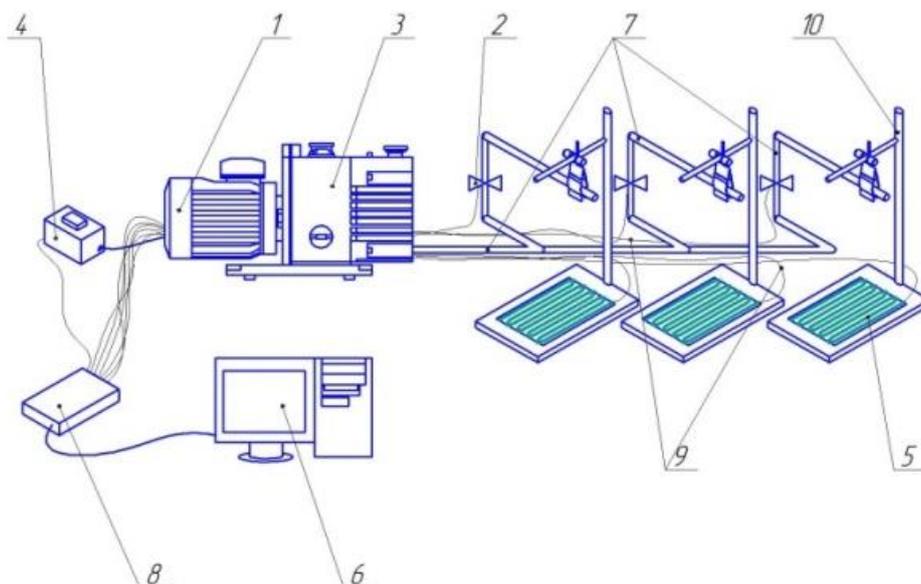


Рисунок. Автоматизированная установка определения механических примесей: 1 – двигатель; 2 – клапан; 3 – вакуумный насос; 4 – регулятор мощности двигателя; 5 – датчик определения массы колбы; 6 – компьютер; 7 – линия всасывания; 8 – плата для сбора данных; 9 – провод; 10 – штатив

Принцип действия установки заключается в следующем: колба с воронкой присоединяется к шлангу, в нее вставляется фильтр, и вся система устанавливается на основание штатива. Датчик массы, находящийся на основании штатива, откалиброван под объем используемой колбы. При установке колбы на датчик на плату сбора данных поступает сигнал, обрабатывается и передается на ПК, ответный сигнал поступает в двух направлениях: клапан

открывает соответствующую линию всасывания, регулятор мощности передает на двигатель насоса оптимальную мощность. При критическом объеме фильтрата в колбе датчик массы передает соответствующую информацию на ПК и соответствующая линия перестает участвовать в работе до момента смены лаборантом колбы.

#### **Список литературы**

1. Справочник нефтехимика: учебник / М.А. Далин [и др.]; отв. ред. С.К. Огородникова. Т. 2. М.: Изд-во «Химия», 1978. С. 388–390.
2. Абасова С.М. Анализ работы и антикоррозионная полимерная защита деталей погружных центробежных насосов // *Wschodnioeuropejskie czasopismo naukowe*. 2016. № 12. С. 60–66.
3. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть // Государственный стандарт Российской Федерации. 2002.

**ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ  
НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ, ГАЗА  
И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА**

---

УДК 622.692.23

**Т.Е. Родионов**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.Г. Шрам**  
*Сибирский федеральный университет*

## **РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЛЕДЕНЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ КОМБИНИРОВАННЫМ СПОСОБОМ**

Проблема обледенения негативно сказывается на территории многих производственных объектов, в том числе в нефтегазовой отрасли. Скопление снега, образование наледи на крыше и конструктивных элементах резервуаров ухудшает качественные и эксплуатационные характеристики РВС, снижая срок службы, подвергает риску жизнь и здоровье обслуживающего персонала [1]. В настоящее время на объекте вопрос с обледенением некоторых РВС решается ручной очисткой обледеневших участков, что является временной и небезопасной мерой. Это означает, что решение проблемы обледенения резервуаров считается актуальной задачей на сегодняшний день.

Целью данной работы является устранение появления ледяных образований на конструктивных элементах РВС.

Существуют различные методы и технологии борьбы с обледенением: механический, тепловой, физико-химический и профилактический [1–3].

Выбор способов для борьбы с обледенением с учетом технологических особенностей оборудования и его месторасположения происходил по следующим критериям: безопасность технологий по направлениям (монтаж, эксплуатация, экологическая), а также безопасность обслуживающего персонала и жителей; затраты на оборудование, его обслуживание и эксплуатацию, расходные материалы и энергию [2–3].

В итоге проведенный анализ всех способов показал, что наилучшим является физико-химический метод, поскольку использование химреагентов неэкологично и требует больших затрат на их приобретение и применение. Тепловая обработка горячей водой или паром не имеет явных преимуществ и не подходит для труднодоступных участков. Монтаж электрообогрева приводит к дополнительным энергозатратам. Скалывание ручное или электроинструментом требует повышенного внимания к безопасности выполняемых работ, а также способствует повреждению обрабатываемой поверхности.

Принимая во внимание преимущества и недостатки оцениваемых способов борьбы с обледенением, можно заключить следующее:

- для каждого объекта необходимо отдельно проводить оценку эффективности выбранного метода;
- учитывать, что под тепловым воздействием талый лед стекает ниже и снова замерзает, если его не удалить;
- профилактика борьбы с обледенением может оказаться экономичнее временных мер по очистке.

Во время эксплуатации емкости был установлен испытательный участок K-Flex на крыше, и в течение нескольких дней проводились замеры температуры поверхности резервуара бесконтактным пирометром с нескольких точек по высоте, двух точек на крыше. Результаты измерений представлены в таблице [4].

Выделим три основных участка по замерам:

- участок 1 (нефть): точки 1–3 (пояса 1–4);
- участок 2 (свободное пространство): точки 4–7 (пояса 5–9) и точка на крыше;
- участок 3: испытательный участок K-Flex.

Таблица

Результаты замеров температуры поверхности РВС пирометром

Воздух	Точка 1	Точка 2	Точка 3	Точка 4	Точка 5	Точка 6	Точка 7	Крыша	K-Flex
-31,0	15,0	14,7	12,6	-17,9	-18,0	-17,6	-16,9	-5,7	-14,9
-32,0	11,4	10,3	7,4	-31,6	-32,4	-26,5	-25,3	-23,7	-31,2
-32,0	8,3	7,4	2,3	-24,7	-18,6	-17,7	-19,6	-21,8	-30,4
-34,3	12,9	11,1	11,3	-32,8	-35,8	-21,4	-20,3	-22,5	-27,6
-38,0	7,9	-2,3	2,1	-39,4	-37,3	-35,3	-33,0	-26,9	-36,1
-41,0	9,8	8,7	9,3	-32,4	-31,7	-25,6	-21,2	-24,2	-34,6

Из таблицы видно, что температура поверхности на участке 1 положительная, а значит, скорость замораживания незначительная. Участка 2 – свободное пространство, это также подтверждается схожей температурой по всей поверхности. Температура поверхности на этом участке за исключением крыши быстро приобретает отрицательное значение со снижением температуры воздуха и не влияет на таяние льда, скопившегося на верхнем кольце жесткости.

Точка замера на испытательном участке 3 толщиной 32 мм выражает температурное различие с точкой на крыше до 10 °С, что указывает на значительное снижение теплопроводности. При небольших отрицательных температурах воздуха снег на нагретой крыше начинает таять. На рисунке видно, что тестовый участок K-Flex сдерживает процесс таяния снега, а значит, выполняет свою теплоизоляционную функцию.



Рисунок. Испытательный участок K-Flex на крыше

В целом с увеличением высоты температура поверхности снижается. Площадь поверхности крыши занимает 39,1 % всей площади резервуара, взаимодействующей с внешней температурой.

Применение такого комплекса решений позволит увеличить долговечность РВС, минимизировать риски наступления несчастных случаев, а также ликвидировать денежные затраты на ежегодное использование очистных бригад по найму и восстановление разрушенных и деформированных объектов.

### Список литературы

1. Колесов П.А. Анализ способов борьбы с обледенением крыш // Актуальные проблемы авиации и космонавтики: электрон. науч. журн. 2012. Т. 3. С. 223–225.
2. Шорина Н.С., Смогунов В.В. Проблема обледенения и краткий обзор современных методов борьбы с ним // Труды международного симпозиума «Надежность и качество»: электрон. науч. журн. 2010. № 3. С. 34–35.
3. Филипенков И.В. Разработка системы защиты кровли от обледенения // Молодой учёный: электрон. науч. журн. 2017. № 17 (151). С. 87–89.
4. ТР 12324-ТИ.2008. Изделия теплоизоляционные из вспененного каучука K-FLEX в конструкциях тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Рекомендации по применению с альбомом технических решений. Общие положения. Введ. 21.07.2008. М.: ОАО «Теплопроект», 2008. 104 с.

УДК 622.692.4.053

**Н.В. Грунин**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **Н.Н. Лысянникова**  
*Сибирский федеральный университет*

## МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

С каждым годом совершенствуются технологии сооружений и ремонта объектов магистральных нефтепроводов. Также внедряются современные средства связи и управления, совершенствуются технологии транспорта высоковязких и застывающих нефтей.

Важной проблемой трубопроводной системы является повреждение трубопроводов, которые возникают в результате механических воздействий, либо преднамеренные действия с целью хищения углеводородов.

В связи с этим становится необходимым мониторинг системы трубопроводов. Мониторинг позволяет охватывать объекты системы с большой географической протяженностью, которые подвержены негативным воздействиям окружающей среды. Только с помощью постоянного контроля можно обеспечить непрерывный мониторинг давления и температуры в трубопроводе и регистрировать повреждения и утечки.

Данные мероприятия могут снизить на 20–30 % риск возникновения аварии при транспортировке нефти и газа.

Оперативное обнаружение утечек на трубопроводе с определением места их возникновения является в настоящее время актуальной задачей, особенно при транспортировке углеводородов. Участились в последнее время и случаи хищения продуктов перекачки путем несанкционированных врезок в трубопровод, что зачастую приводит к авариям. Всё это свидетельствует об актуальности работ по разработке и внедрению систем обнаружения утечек на трубопроводах.

Механические повреждения трубопроводов составляют около 33 % всех аварий; коррозия (как внешняя, так и внутренняя) – 53 %, дефекты труб – 4 %, дефекты сварки – 3 %, эксплуатационные ошибки – 6 %, другие – 1 % [1].

Таким образом, одной из задач эксплуатации трубопровода является своевременное обнаружение утечек, возникающих из-за нарушения герметичности.

За основу был взят метод отрицательных ударных волн. Данный метод имеет ряд преимуществ. Среди них: быстрое обнаружение значительных утечек, применим независимо от длины и конструкции линейной части трубопровода, обеспечивает непрерывный контроль появления утечек, используемая аппаратура проста в эксплуатации [2].

Метод отрицательных ударных волн основан на регистрации волн падения давления, возникающих в тот момент, когда утечки нефти появляются и распространяются в обоих направлениях по трубопроводу со скоростью звука.

С помощью специальных датчиков фиксируется время прохождения волны падения давления. Эти датчики устанавливаются на линейных задвижках. Местоположение утечки определяется временем поступления сигналов от датчиков с учетом того, что известна схема их размещения на трассе и скорость распространения волны падения давления [3].

Основными задачами эксперимента были следующие:

- оценка уровня технологических шумов на трубопроводе и сравнение их с собственным шумом датчика;
- оценка скорости распространения ударных волн давления по трубопроводу;
- оценка уровня искажения ударных волн давления по протяженности трубопровода [2].

Испытания проводились на трубопроводе протяженностью 12 км с диаметром 273/257 мм.

При испытаниях использовались два датчика МТУ-05 с пределом измерения 60 кгс/см<sup>2</sup> и другое оборудование.

Датчики МТУ-05 были установлены в начале и конце трубопровода. Частота измерения давления для датчиков была установлена равной 100 Гц.

Нормированные и сдвинутые графики давления в начале (P1) и конце (P2) трубопровода показаны на рисунке.

В ходе проведенных испытаний были получены следующие результаты:

- собственный шум датчиков значительно ниже технологического шума процесса и не вносит дополнительных искажений при регистрации давления в трубопроводе;
- время прохождения гидравлических волн давления по всему трубопроводу составляло около 9 секунд ± 1 секунда. Полученная ошибка, вызванная использованием ручной синхронизации, приемлема для целей испытаний;
- зафиксирован низкий уровень искажений фронтов ударных волн при прохождении по трубопроводу и отсутствие отраженных волн, что делает применение системы обнаружения утечек на данном трубопроводе возможным и целесообразным.

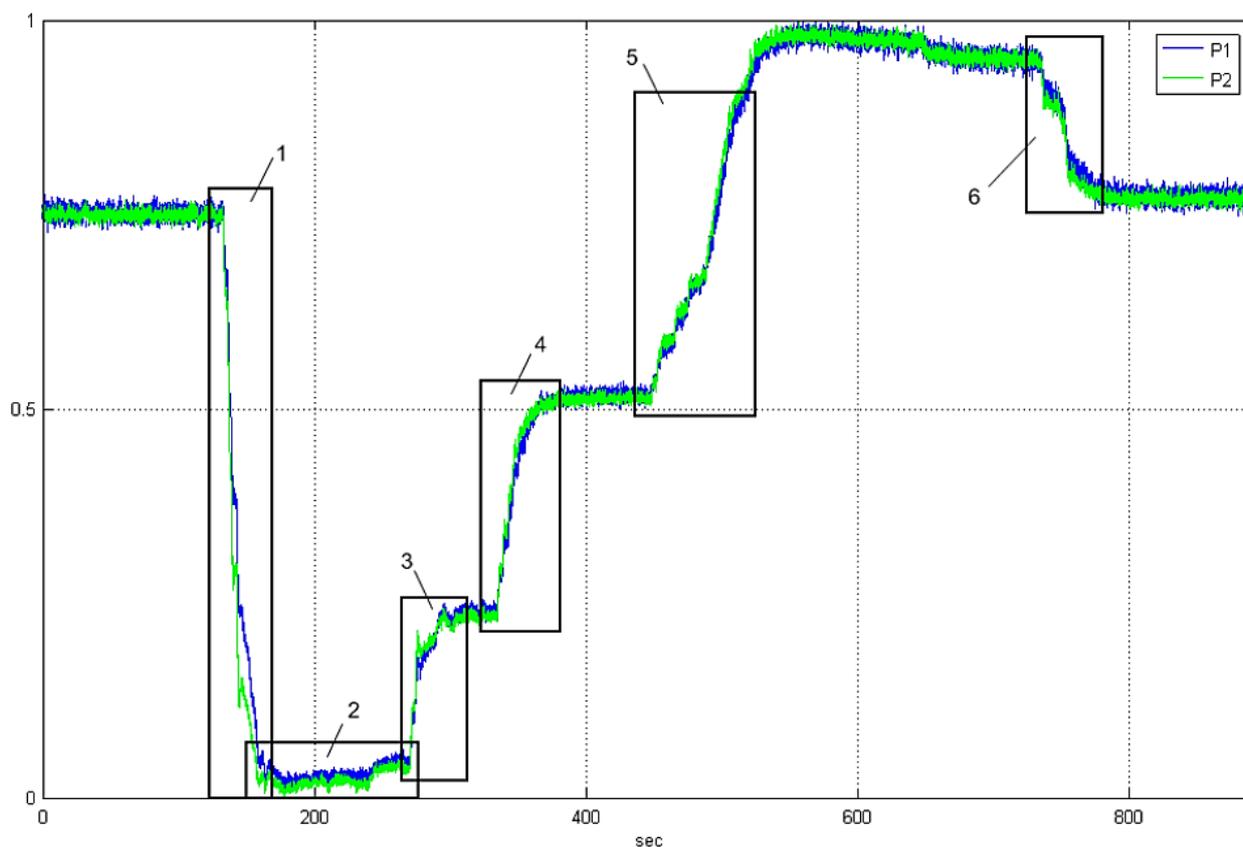


Рисунок. Нормированные и сдвинутые графики давления в начале (P1) и конце (P2) трубопровода

### Список литературы

1. Воробьев А.Е. Инновационная система обнаружения утечек и контроля активности трубопроводов // Вестн. РУДН. Серия: Инженерные исследования. 2013. № 3.
2. Климатовский Е.М., Колотилов Ю.В. Очистка и испытание магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1987. 173 с.
3. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2004. Т. 2. С. 29–45.
4. Мишкин Г.Б. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей // Молодой ученый. 2011. Т. 1, № 2. С. 41–47.
5. Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию. М.: ОАО «АК "Транснефть"», 2009. 99 с.
6. Трубопроводный транспорт нефти: учебник: в 2 т. / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак [и др.]; под ред. С.М. Вайнштока. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т. 1. 407 с.

УДК 62-1/-9

С.В. Зенченко

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор Э.А. Петровский  
Сибирский федеральный университет

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ ФОРМЫ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ КРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Повреждение торцевого уплотнения (ТУ) является самой распространенной причиной простоя насоса. Характер повреждения уплотнения вала значительно зависит от конструктивных особенностей уплотнения и условий эксплуатации. На поврежденном уплотнении вала можно увидеть, что именно было повреждено, но причину повреждения часто нужно искать, руководствуясь информацией о насосе и условиях его работы.

На диаграммах (рис. 1) показано, что повреждение уплотнения вала, несомненно, является самой распространенной причиной поломки насоса [1].

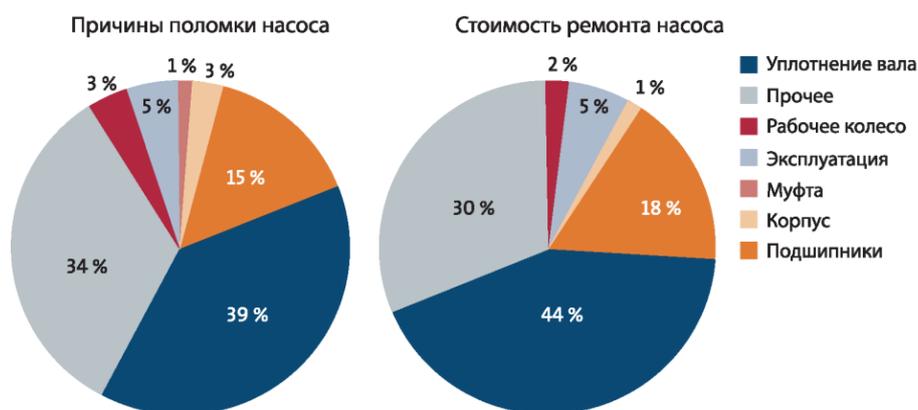


Рис. 1. Распределение причин поломки насосов и расходов на ремонт

**Описание конструкции и элементов торцевого уплотнения.** Конструкция центробежного насоса со сквозным валом не исключает протечек. Торцевое уплотнение вала, по сути, представляет собой дроссель, смонтированный на валу. Оно сводит к минимуму вероятность утечки из рабочей полости насоса. Чтобы снизить вероятность утечки, зазор между неподвижной и вращающейся частями уплотнения должен быть минимальным [4].

Более практичное решение – установка вращающегося уплотнительного кольца на вал и неподвижного уплотнительного кольца («седла») в корпус насоса.

Вторичные уплотнения представляют собой резиновые детали, используемые для того, чтобы предотвратить утечку между валом и вращающимся уплотнительным кольцом, а также между неподвижным «седлом» и корпусом насоса.

Чтобы свести утечку к минимуму, вращающееся уплотнительное кольцо должно быть плотно прижато к «седлу». Для обеспечения осевой гибкости вторичным уплотнением должен быть либо компенсатор, либо кольцевое уплотнение, скользящее по валу.

Вторичное уплотнение, обеспечивающее герметизацию между «седлом» и корпусом насоса, неподвижно.

Вращающаяся пружина прижимает вращающуюся часть уплотнения к «седлу» и вращающееся уплотнительное кольцо к валу.

Корпус передачи крутящего момента обеспечивает вращение вращающейся части уплотнения вместе с валом.

**Классификация повреждений торцевых уплотнений вала.** В результате исследований торцевого уплотнения типа ТМ-М, используемого в центробежном насосе НМ 10000-210, были выявлены следующие причины повреждений торцевых уплотнений вала.

Таблица

Нарушения торцевых уплотнений вала

Повреждения вследствие отсутствия смазки	Повреждения вследствие загрязнения	Повреждения вследствие химического и физического воздействия	Повреждения вследствие неправильной установки	Повреждения вследствие изменения условий работы
– работа без смазки; – недостаточность смазки	– заклинивание ТУ; – расширение зазора уплотнения; – засорение; – частицы и отложения; – заедание	– набухание эластомеров; – старение резиновых деталей; – старение при хранении; – атмосферное старение; – коррозия	– несоосность; – сборка; – монтаж	– давление; – температура; – отсутствие или недостаточность потока жидкости; – недостаточная вентиляция; – вибрация

**Предлагаемые методы решения проблемы.** Для повышения технологической и экономической выгоды предлагается произвести замену торцевого уплотнения вала насоса.

Используемая конструкция и применяемая пара трения из карбида кремния имеют следующие преимущества:

- конструктивное исполнение патронного типа, которое позволяет производить разборку и сборку без демонтажа крышки насоса, а также снижает трудоемкость установки-снятия торцевого уплотнения;
- работа ТУ на очищенной от механических примесей нефти в циклонном сепараторе и подача ее для охлаждения торцевого уплотнения;
- увеличение срока службы и надежности работы ТУ при работе на очищенной нефти;
- конструкция ТУ позволяет организованно отводить утечку уплотняемой жидкости, при этом значительно снижается загазованность в обслуживаемом помещении;
- возможность производить продувку уплотнений горячим паром для очистки их от отложений парафина и тяжелых фракций нефти без демонтажа и разборки торцевого уплотнения.

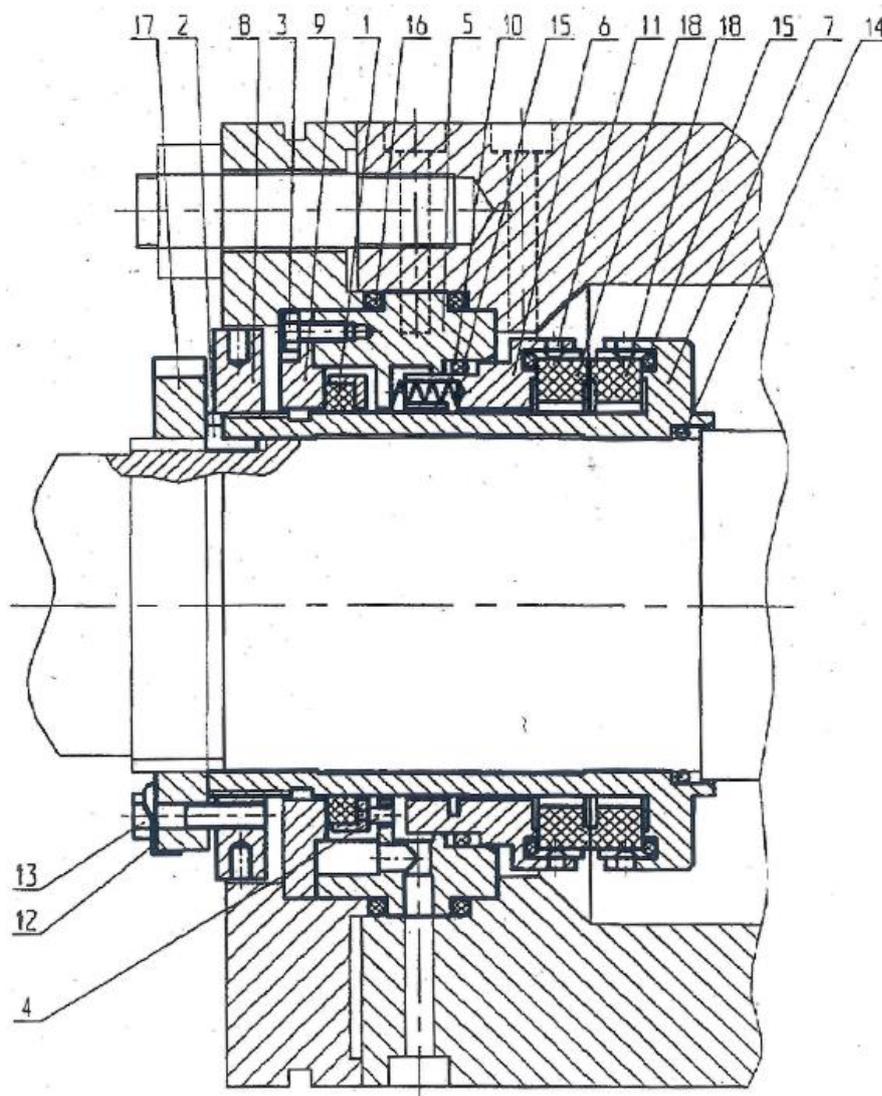


Рис. 2. Торцевое уплотнение: 1 – уплотнение резервное; 2 – шпонка; 3 – болт; 4 – штифт; 5 – корпус; 6 – обойма; 7 – гильза; 8 – гайка круглая; 9 – крышка; 10 – пружина; 11 – поводок; 12 – шайба стопорная, 13 – болт; 14–16 – кольца уплотнительные; 17 – гайка круглая; 18 – кольцо

Таким образом, модернизация позволила увеличить среднюю наработку на отказ с 7 000 часов до 15 000 торцевого уплотнения вала.

### Список литературы

1. Бьерг К. Торцевые уплотнения вала насосов. Copyright 2009 GRUNDFOS Management A/S
2. Майер Э. Торцевые уплотнения. М.: Машиностроение, 1978.
3. Оркатт Р. Исследование работы и повреждения механических торцевых уплотнений // Проблемы трения и смазки. 1969.
4. Мельник В.А. Параметры управления и оптимизации характеристик торцевого уплотнения // Машиностроитель. 2002.
5. Голубев А.И., Гафт Я.З. Исследование модифицированной конструкции торцевого уплотнения // Вестн. Машиностроения. 1978.

УДК 622.692.4:681.586.48

УДК 622.692.4:620.191.36:53.082.4

**А.Ю. Козаков**Научные руководители: инженер **А.А. Червов**,  
кандидат технических наук, доцент **В.И. Верещагин***ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Сибирский федеральный университет*

## **ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ УЗЛОВ КОНТРОЛЯ КОРРОЗИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Обеспечение надежности и безопасности эксплуатации промысловых трубопроводов требует постоянного улучшения качества оценки их технического состояния и коррозионного мониторинга.

Как показывают последние отчеты компании, увеличение количества трубопроводов, оборудованных системами ингибиторной защиты, не дает ожидаемого снижения аварийности. Из этого можно сделать вывод о недостаточной эффективности системы коррозионного мониторинга, направленной на определение скоростей и механизмов коррозии, а также на оценку эффективности ингибиторной защиты трубопроводов.

В настоящий момент наиболее широкое применение на промысловых трубопроводах имеют гравиметрический и ультразвуковой методы.

Оба метода имеют свои сильные и слабые стороны, главным образом затрагивающие характер отслеживаемых повреждений и возможные места для установки. Анализ их характеристик показывает, что эти методы дополняют друг друга и наиболее высокого результата можно добиться, только применяя их совместно.

Следует отметить, что помимо основного назначения, ультразвуковые узлы контроля коррозии могут применяться для решения еще одной важной задачи – для проведения мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов: контрольных осмотров и ревизий. В то же время, несмотря на то, что на нефтесборных трубопроводах нередко находят применение ультразвуковые датчики, в настоящий момент в России отсутствует нормативно-правовая база для их применения, что придает полученным данным лишь рекомендательный характер. Для их легитимного использования необходимо внесение ряда изменений в ЛНД общества и компании.

Нефтегазодобывающие компании постоянно ведут поиск пути решения проблемы неэффективности ингибиторной защиты, и нередко поиск приводит их к использованию ультразвуковых датчиков, однако следует помнить, что устанавливаемые датчики должны быть аттестованы как средства измерения. В настоящий момент в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» все закупочные процедуры проходят с учетом данного требования.

На основании вышеизложенного была поставлена цель обосновать эффективность использования ультразвуковых датчиков для повышения качества контроля коррозии, а также снижения затрат при производстве контрольных осмотров и ревизии трубопроводов.

Для оценки предполагаемой эффективности применения технологии был рассмотрен вариант установки ультразвуковых узлов контроля коррозии на один из трубопроводов общества, по которому транспортируется частично подготовленная нефть с двух кустовых площадок.

Изучение характеристик объекта, а также организации его коррозионной защиты и мероприятий по оценке технического состояния выявило потребность в усилении мер по контролю его состояния, в особенности в профильных карманах.

В качестве решения была рассмотрена установка ультразвуковых датчиков-толщиномеров, обладающих определенными техническими характеристиками, в трех вариантах конфигурации для подстройки под конкретные производственные нужды, для чего был разработан предварительный план работ и выполнен расчет экономических показателей реализации проекта.

Проведенный анализ и последующие расчеты показали, что предлагаемый вариант использования ультразвуковых датчиков полностью оправдывает себя как с экономической, так и с организационной точки зрения.

Также был сделан вывод, что своевременная установка проектных ультразвуковых узлов на новые трубопроводы позволит избежать издержек от производства работ собственными силами, что значительно повысит экономический эффект в сравнении с установкой данных узлов на действующий объект.

В рамках дальнейшего развития данного вопроса планируются следующие шаги:

- инициация внесения изменений в ЛНД компании и общества по направлению, которые будут четко регламентировать применение ультразвуковых узлов в общей системе коррозионного мониторинга трубопроводов месторождения, в том числе для оптимизации работы системы ингибирования;
- согласование с органами Ростехнадзора признания результатов измерений, полученных от ультразвуковых узлов при проведении контрольных осмотров и ревизий;
- тиражирование полученных результатов на другие общества группы.

### Список литературы

1. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Введ. 05.12.1986. М.: Стандартиформ, 1985. 150 с.
2. ГОСТ Р 9.905–2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. Введ. 01.03.2007. М.: ВНИИСТ, 2007. 62 с.
3. ГОСТ 14.322–83. Межгосударственный стандарт. Нормирование расхода материалов. Основные положения. Введ. 01.01.1983. М.: Стандартиформ, 1983. 180 с.
4. Технологическая инструкция ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». Проведение коррозионного мониторинга и ингибиторной защиты промысловых трубопроводов № П1-01.05 ТИ-0005 ЮЛ-428. Введ. 17.04.2018. Красноярск, 2018. 33 с.
5. Методические указания Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его Обществ группы» № П1-01.05 М-0133. Версия 2.00. Введ. 01.07.2018. М., 2018. 184 с.
6. Положение Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании» № П1-01.05 Р-0339. Введ. 09.06.2017. М., 2017. 109 с.

7. Производственные нормы расходов материалов в строительстве. Введ. 14.12.1984. М.: Стандартиформ, 1984. 132 с.

8. РД 39-0147103-362–86. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. Введ. 01.03.1987. М.: ВНИИСТ, 2013. 54 с.

9. СП 34-116–97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. Введ. 01.04.1997. М.: Стандартиформ, 1997. 87 с.

УДК 622.692

**В.Ф. Самойленко**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **Е.В. Безверхая**  
*Сибирский федеральный университет*

## **СИСТЕМА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ**

Сжигание попутного нефтяного газа – общепризнанная проблема нефтяной отрасли России. Утилизация ПНГ с применением факельных систем наносит огромный экологический ущерб. Для России полное использование ПНГ означало бы ежегодное производство 5–6 млн т жидких углеводородов, 3–4 млрд м<sup>3</sup> этана, 15–20 млрд м<sup>3</sup> сухого газа или 60–70 тыс. ГВт-ч электроэнергии [1].

Альтернатива сжиганию ПНГ – его сохранение путем преобразования в газогидратную форму с последующей переработкой.

Возможность консервации большого объема газа в газогидратном (твердом) состоянии делает технологии гидратообразования экономически привлекательными для хранения и транспортировки газа.

Экономичность хранения газа в виде газогидрата, объясняется тем, что необходимо небольшое давление даже порядка 1 атм. при отрицательной температуре. Существенно и то, что в небольшом объеме газогидрата заключен большой объем газа. Так, при разложении одного кубометра газогидрата выделяется сто шестьдесят кубометров газа, что позволит в буквальном смысле перевозить газ в цистернах без строительства трубопровода к газодобывающему месторождению.

Важным свойством газогидратов является способность образовывать самосохраняющиеся метастабильные состояния при атмосферном давлении в температурном диапазоне от –5 до –25 °С [2].

Еще одно полезное свойство газогидратов заключается в возможности разделения многокомпонентных смесей при их разложении. В работе [3] была экспериментально показана возможность полного отделения пропана из смесей пропан-метан. В условиях проведения

экспериментов наиболее селективное отделение пропана наблюдалось при начальных давлениях 30–32 атм.

В статье [4] приводится сравнение суммарных инвестиций для технологий NGH (Natural Gas Hydrates) и LNG (Liquefied Natural Gas). При этом инвестиции в LNG на 48 % выше, чем в NGH. Японской компанией, производящей коммерческие судна, был проведен анализ экономической эффективности трех способов морской транспортировки природного газа [5]. Из анализа следует, что наименьшими капитальными затратами технология NGH обладает при транспорте на расстояния от 1 000 до 6 000 км.

Автором предлагается способ использования ПНГ с применением газогидратных технологий, основанный на способности самоконсервации гидрата и выделения отдельных газов из смеси.

После синтеза газогидратов необходимо перевести их в метастабильное состояние для реализации эффекта самоконсервации. Это обеспечит низкие энергетические затраты при хранении. После этого возможны два сценария: дальнейшее транспортирование газогидрата или хранение его на промысле.

Транспорт газа осуществляется до ГПЗ, где происходит его разложение с дальнейшей переработкой. Такой сценарий наиболее походит для промыслов, где строительство установок по переработке ПНГ экономически нецелесообразно.

При хранении газа на промысле можно проводить разложение газогидрата с выделением отдельных компонентов. Так, например,  $\text{CH}_4$  можно использовать в качестве топливного газа, а  $\text{C}_3\text{H}_8$  – для закачки в баллоны для собственных нужд и в качестве хладагента (для ПХУ). Такой вариант подходит для месторождений на начальной стадии, когда не закончено строительство основных установок по подготовке газа.

Еще одним вариантом может быть получение и хранение газогидрата при останове установок утилизации ПНГ на ремонт. В это время весь ПНГ сжигается на факеле, что ведет к штрафам и упущенной выгоде. Временное хранение ПНГ в форме газогидратов может решить эту проблему. Во время ремонта ПНГ переводится в газогидрат, при пуске установок газогидрат разлагают и полученный газ направляется на установки.

### Список литературы

1. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. М.: WWF России, 2017. 32 с.
2. Istomin V.A., Yakushev V.S. Gas hydrates self-preservation effect: Physics and chemistry of ice. Sapporo, Hokkaido University. С. 136–140.
3. Семенов А.П., Винокуров В.А. Разделение смесей метан-пропан с помощью процессов гидратообразования // Технологии нефти и газа. 2009. № 6. С. 43–47.
4. Self-preservation property of methane hydrate pellets in bulk in ship cargo holds during sea-borne transport of natural gas / H. Shiota [et al.] // Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrate. 2005.
5. Economic evaluation of natural gas hydrate as an alternative for natural gas transportation / J. Javanmardi [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2005. Т. 25, № 11–12. С. 1708–1723.
6. Mitsui Engineering & Shipbuilding. Conference «Look to the Future». Amsterdam. 2011.

УДК 66.019.3

**С.В. Петренко**

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **Е.И. Лесик**  
*Сибирский федеральный университет*

## **РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ ФОСФОЛИПИДОВ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ**

Фосфанаты являются хорошими ингибиторами коррозии углеродистой стали. Перспективным сырьем для получения фосфонатов является крупнотоннажный техногенный отход масложировой промышленности – фосфатидный концентрат, в состав которого входят фосфолипиды и триглицериды жирных кислот. В настоящее время фосфатидный концентрат применяется для производства лицетинов с целью использования их в парфюмерной и медицинской промышленности. Для масла, подвергаемого гидратации, норма образования фосфатидного концентрата составляет 0,8–1,0 % на тонну.

В связи с этим разработку эффективных методов выделения и исследования свойств фосфолипидов как компонентов для нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности представляет как теоретический, так и практический интерес.

Объекты исследования – фосфолипидный концентрат Бийского маслоэкстракционного завода, показатели качества фосфолипидного концентрата: йодное число – 8,0 мг йода; массовая доля влаги и летучих веществ – 1,1 %; массовая доля веществ, не растворимых в этиловом эфире, – 1,1 %; перекисное число – 6,7 ммоль активного кислорода; массовая доля масла – 27,7 %; массовая доля фосфатидов – 68,5 %.

В ходе работы были проведены исследования, направленные на определение максимально эффективного растворителя или смеси растворителей для извлечения фосфолипидов из фосфатидного концентрата. Были протестированы следующие растворители: нефрас, бензин, гексан, бензол, а также их смеси с метанолом в соотношении 6:1. Для лучшего разделения в исследуемые растворы вводили 0,2 % от объема 1%-ный раствор хлорида натрия.

С целью удаления жирных кислот перед экстракцией навеску фосфатидного концентрата обрабатывали ацетоном в соотношении 1:10 в течение 72 часов. Экстракцию растворителями проводили при комнатной температуре в темном шкафу в течение 48 часов. Полученные результаты представлены в табл. 1.

Исследования, направленные на определения максимально эффективного растворителя, показали, что наиболее целесообразно использовать для выделения фосфолипидов из фосфатидного концентрата смесь бензина и метанола (6:1), эффективность извлечения составила 78,5 %.

Используя гравиметрические измерения, изучили процесс коррозии стали в 15 % HCl (водный раствор) в присутствии фосфолипидов. Коррозионные испытания в водных растворах ПАВ в 15 % HCl проведены в соответствии с ГОСТ 9.908–85, ГОСТ Р 9.905–2007 и ГОСТ Р 9.907–2007 на образцах пластин из стали марки Ст3 размером 30×50×3 мм, которые перед проведением эксперимента тщательно шлифовались, обезжиривались и помещались

в исследуемые растворы при температуре 60 °С. Скорость коррозии определялась по потере массы образцов.

Коррозионные испытания проводились на стальных пластинках в среде 15 % HCl (водный раствор). Исследования проводили при температуре 60 °С. В качестве ингибитора коррозии использовались фосфолипиды с концентрациями в растворе 100, 150, 300, 500 и 1 000 мг/л.

Таблица 1

## Эффективность растворителей

№	Растворитель	Масса фосфолипидов, г	Извлечение, %
1	Гексан	0,084	40,8
2	Гексан : метанол (6:1)	0,160	77,8
4	Нефрас	0,112	54,5
5	Нефрас : метанол (6:1)	0,153	74,4
7	Бензин	0,150	73,2
8	Бензин : метанол (6:1)	0,161	78,5
9	Бензол	0,082	40,1
10	Бензол : метанол (6:1)	0,094	45,8

В табл. 2 приведены результаты антикоррозионных испытаний.

Таблица 2

Скорость коррозии стали  $V$  (г/см<sup>2</sup>·ч) и степени защиты  $Z$  (%) в среде 15 % HCl (водный раствор) при температуре 60 °С

№	Концентрация фосфолипидов в растворе (мг/л)	$V$ (г/см <sup>2</sup> ·ч)	$Z$ (%)
1	0	0,0141	0
2	100	0,0059	64,52
3	150	0,0027	80,75
4	300	0,0019	86,44
5	500	0,0018	86,85
6	1 000	0,0016	88,32

**Выводы.** Установлено, что наиболее целесообразно использовать для выделения фосфолипидов из фосфатидного концентрата смесь бензина и метанола (6:1), эффективность извлечения составляет 78,5 %. Выявлено, что введение фосфолипидов в 15%-ный HCl (водный раствор) снижает коррозионные потери. При концентрации фосфолипидов 300 мг/л и температуре 60 °С наблюдается оптимальная защитная способность, степень защиты составляет 86,44 %, а скорость коррозионного разрушения – 0,0019 г/см<sup>2</sup>·ч.

## Список литературы

1. Арутюнян Н.С., Корнена Е.П. Фосфолипиды растительных масел. М.: Агропромиздат, 1986. 256 с.
2. Способ отделения фосфолипидов от нейтральных липидов и неэстерифицированных жирных кислот: пат. 1854567 Государственный комитет СССР по делам изобретений и открытий МПК G01N 33/16 оп. 15.08.1975.
3. Железной С.А. Получение, фракционирование и идентификация пищевых растительных фосфолипидов: автореф. дис. Воронеж, 2002.

УДК 622.692.4.052

**Д.Е. Матюха**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **А.В. Остахов**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## **РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА АППРОКСИМАЦИОННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ НАПОРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ПО ИСТОРИЧЕСКИМ БАЗАМ ДАННЫХ СДКУ**

Напорные (Q-H) характеристики магистральных насосов в условиях реальной эксплуатации зачастую не совпадают с их паспортными значениями. При этом вопросы их построения являются актуальными, например, при проведении параметрической диагностики состояния насосных агрегатов, гидравлическом моделировании реального нефтепровода и в других случаях. Одним из источников данных для построения реальных напорных характеристик являются исторические базы данных системы диспетчерского контроля, формируемые в территориальном диспетчерском пункте.

В результате анализа информации из исторической базы реального территориального диспетчерского пункта выявлено, что даже при установившемся режиме перекачки данные, поступающие от датчиков давления и расходомеров, имеют случайный характер. В этом случае определение данных для аппроксимации напорных характеристик осуществляется с использованием статистических методов:

- Проводится контроль стационарности режима перекачки. Данные по подачам и давлениям на всасывании и нагнетании насоса рассматриваются как результаты единичных наблюдений. Набирается заданное количество замеров, по которым подсчитываются средние значения подачи. Производится проверка на отклонение замеренных значений от среднего. Если отклонение подачи превышает заданную величину, то наблюдение отбрасывается и заменяется новым из исторической базы.
- Каждый результат единичного наблюдения (подача, давление на всасывании и нагнетании насоса) проходит проверку на однородность. Для этого вычисляется относительное отклонение результата наблюдения, выраженное в долях среднего квадратичного отклонения. Полученное значение сравнивается с табличным, зависящим от числа наблюдений и заданного значения доверительной вероятности.

Средние значения подач и давлений на всасывании и нагнетании насоса, прошедшие описанные выше проверки, используются для аппроксимации Q-H методом наименьших квадратов.

По описанному выше алгоритму на основании данных, накопленных в исторической базе регионального диспетчерского пункта эксплуатационного участка магистрального нефтепровода с условным диаметром 1200 мм, протяженностью 520 км с четырьмя промежуточными нефтеперекачивающими станциями, было идентифицировано десять режимов работы насоса НМ 10000-210. По ним в результате аппроксимации были получены реальные коэф-

фициенты Q-H характеристики насоса. Проведено диагностирование общего технического состояния насосного агрегата.

#### **Список литературы**

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2011. 421 с.
2. РД 39-0147103-342–89. Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов. 1999. 73 с.

# ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

---

УДК 665.7

**Т.Н. Нефедьева, С.Ю. Романовский**Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **В.А. Сафин**  
*Сибирский федеральный университет***ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РЕАКТОРА ПРОЦЕССА ТЕРМОРАСТВОРЕНИЯ УГЛЯ**

Все более ухудшающаяся экологическая обстановка в России и мире, особенно в крупных промышленных кластерах, таких как Восточно-Сибирский регион, диктует острую необходимость экологизации промышленных производств [1]. Сибирь – бурно развивающийся регион с постоянно растущими объемами производства алюминия. С целью поддержания экологического баланса внутри региона наиболее актуальна проблема поставки качественной и экологичной углеродной продукции для металлургических предприятий Восточно-Сибирского региона.

В настоящее время резко повысились требования к качеству углеродных материалов и санитарно-гигиеническим условиям, связанным с получением и переработкой пеко-коксовых композиций в виде графитовых электродов, анодной массы, обожженных анодов, конструкционных материалов, электродных изделий [2].

Анод алюминиевого электролизера представляет собой композиционный материал. Он формируется из смеси нефтяного кокса и жидкого пека, который играет роль связующего. Пек, полученный из каменноугольной смолы, отличается большим содержанием полиароматических углеводородов, что способствует выделению канцерогенных веществ при эксплуатации такого вида пека.

Основное направление по замещению каменноугольного пека – использование тяжелых нефтяных остатков, дистилляция которых позволяет получать нефтяной пек, а его смешение с каменноугольным – гибридный нефтекаменноугольный [3]. Использование чистого нефтяного пека, по литературным данным, говорит о том, что такой пек имеет преимущество по сравнению с каменноугольным – содержит меньшее количество бенз[а]пирена. Однако такой пек характеризуется более низкой конденсированностью и наличием большого числа алкильных цепочек в бензольных кольцах [4]. Это обуславливает низкий выход коксового остатка и низкое содержание -фракций, что ухудшает связующие свойства нефтяных пеков. Именно поэтому разрабатываются новые способы получения экологического пека, удовлетворяющего всем характеристикам и требованиям. Одним из перспективных методов получения такого пека является получение пека терморастворением угля.

Исходя из сказанного, в данной работе поставлена следующая цель – проведение экспериментов по варьированию основных технологических параметров работы реактора, работающего в составе опытной линии. В качестве объектов исследования выбраны пекоподобные материалы. Сырьем для пекоподобных материалов являлись уголь, каменноугольная смола (КУС), газойль.

В результате работы проведен анализ варьирования основных технологических параметров работы реактора. Анализ данных проведен с помощью обработки данных полного факторного эксперимента, в ходе него определены основные технологические параметры для получения экстрактивного пека с оптимальными характеристиками при температуре 423,0–427,2 °С, давлении 16 бар, расходе 18 кг/ч при целевом значении температуры размягчения по Меттлеру, равному  $125,00 \pm 6,25$  °С, исходя из требований к подштыревой анодной массе, значение коксового остатка равно 45,11–46,91 %. Изменяя давление в интервале 15,4–16,0 бар, при температуре 423 °С, расходе 18 кг/ч, значение коксового остатка 44,85–45,11 %, температура размягчения по Меттлеру также удовлетворяет условию  $125 \pm 6,25$  °С.

Исходя из полученных данных, поставлена дальнейшая задача по осуществлению варьирования состава сырья, что влияет на качество готового продукта.

### Список литературы

1. Применение метода компаундирования для производства связующих материалов для алюминиевой промышленности / О.И. Дошлов, В.В. Кондратьев, А.А. Угапьев, И.В. Ким // Изв. вузов. Прикладная химия и биотехнология. 2014. № 2 (7). С. 31–41.
2. Горохов А.П., Дамбинова А.С., Лобова П.А. Композиционный нефтяной пек для получения анодной массы // Материалы XIII Всерос. науч.-практ. конф. студентов и молодых ученых «Химия и технология в XXI веке». Томск: ТПУ, 2011. С. 15–17.
3. Вершинина Е.П., Гельдебрант Э.М., Селина Е.А. Тенденции развития производства связующего для анодов алюминиевых электролизеров // Журнал СФУ. Техника и технология. Красноярск: СФУ, 2012. С. 752–759.
4. Долматов Л.В., Хайрудинов И.Р., Галеев Р.Г. Получение нефтяных пексов по схеме совмещенной технологии // Химия и технология топлив и масел. 1988. № 1. С. 4–6.

УДК 53.06

**Д.В. Волощенко, Е.А. Симонова**

Научный руководитель – кандидат физико-математических наук, доцент **А.Э. Соколов**  
*Сибирский федеральный университет*

## ИЗМЕНЕНИЕ ВЯЗКОСТИ СЫРОЙ НЕФТИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ

Предварительная подготовка нефти на промыслах занимает важное положение среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и транспортированием товарной нефти потребителю – нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От качества подготовленной нефти зависят эффективность и надежность работы магистрального трубопроводного транспорта, качество полученных из нее продуктов.

К поступающей на переработку нефти предъявляются довольно жесткие требования по содержанию эмульгированной воды, хлористых солей, механических примесей и др., обуславливающих коррозию оборудования, в значительной степени определяющих качественные характеристики получаемых нефтепродуктов, сроки службы дорогостоящих катализаторов.

Высокая эффективность процесса обессоливания и обезвоживания нефти достигается за счет оптимизации технологических параметров, использования деэмульгаторов, модернизации оборудования, все это влечет за собой большие затраты, и в целом снижает экономическую эффективность.

Таким образом, актуален поиск менее дорогостоящих методов, не требующих больших капитальных вложений и энергетических затрат, позволяющих добиться более эффективного удаления нежелательных компонентов из нефти или изменения ее физических свойств. Значительного повышения эффективности производства на действующих установках можно добиться путем внедрения нетрадиционных методов, а именно воздействием на сырье различного типа полями (магнитным, электрическим, акустическим).

Использование таких полей позволяет за короткий промежуток времени достичь значительного уровня разрушения структуры нефти и поддерживать этот уровень в течение времени, необходимого для осуществления массообменных процессов.

За последние десятилетия накоплено значительное количество опытных данных по применению воздействия магнитного поля в динамическом режиме на жидкие системы. Эмпирически установлено, что в ряде случаев это позволяет существенно улучшить технико-экономические показатели процессов добычи, транспортировки, переработки и применения нефти и нефтепродуктов. Однако промышленные испытания на ряде месторождений выявили как положительные эффекты, так и негативные последствия использования магнитоактиваторов для борьбы с соле- и асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Научное объяснение результатов, полученных на практике, ограничено недостаточной теоретической проработкой проблемы действия сил магнитного поля из-за сложности структурных и энергетических превращений, протекающих в веществах различного строения на микро- и макроуровнях [1]. Поэтому всестороннее изучение поведения нефтей различного состава в МП позволяет углубить и расширить наше понимание вопросов, рассматривающих влияние физических полей на различные структурированные системы, в том числе и на исследуемые нами нефтяные коллоидно-дисперсные системы [2].

Это касается: теории НДС, их чувствительности к внешним воздействиям; явлений гомолитической диссоциации в НДС; природы магнитного поля, энергетических аспектов его влияния на физико-химические процессы, протекающие в нефтяных дисперсных системах.

Например, в ходе лабораторных экспериментов (проводимых Ю.В. Лоскутовой и Н.В. Юдиной [2]) исследуемые нефти по тефлоновой трубке диаметром 4,5 мм пропускались через магнитоактиватор при температуре 20 °С с объемной скоростью 3 см<sup>3</sup>/мин (время нахождения нефти в рабочей зоне магнитоактиватора составляло около 4 с). Реологические характеристики (вязкость, проводимость) и спектры оптического поглощения нефти до и после магнитной обработки различаются. А именно сравнение УФ-спектров поглощения нефтей и асфальтенов показало, что МО увеличивает интенсивность поглощения в области 290–40 нм связанную с  $n - \pi^*$ -электронными переходами в гетероатомах.

В данной работе:

- разработана методика проведения эксперимента по определению вязкости нефти при воздействии постоянного магнитного поля напряженностью 100 Э;
- определена вязкость сырой нефти с Ялыкского месторождения до обработки магнитным полем и после обработке соответственно  $\eta_1 = 0,009739 \pm 0,001057$  Па·с и  $\eta_2 = 0,006094 \pm 0,001079$  Па·с;
- после магнитной обработки нефть изменила свою вязкость вследствие рекомбинационных процессов, связанных с диссоциацией и ассоциатообразованием, с участием высокомолекулярных фрагментов слабополярных и полярных смолистых нефтяных компонентов.

### Список литературы

1. Лесин В.И., Дюнин А.Г., Хавкин А.Я. Изменение физико-химических свойств под влияние электромагнитного поля // Журнал физической химии. 1993. Т. 67, № 7. С. 1561–1562.
2. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Изв. Том. политехн. ун-та. 2006. Т. 309, № 4. 104–109 с.

УДК 665.658.2: 66.094.52

**К.А. Баклашкина**

Научные руководители: кандидат технических наук, доцент **М.А. Самборская**, инженер **К.Б. Кривцова**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет*

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННОГО СПОСОБА ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ

Соединения серы (СС) в составе дизельной фракции оказывают негативное воздействие на качество дизельного топлива (ДТ), поэтому их количество строго регламентируется. Также СС оказывают масштабное загрязняющее действие на окружающую среду (ОС), вызывают коррозию металлических частей, способствуют отравлению катализаторов в процессе облагораживания ДТ и ведут к разрушению каталитических нейтрализаторов, поэтому приоритетной задачей в процессе переработки является удаление СС из нефтепродуктов. Снижение содержания СС в ДТ ведет к общему уменьшению выбросов диоксида серы, вызывающих раздражение слизистых оболочек дыхательных органов и образование кислотных дождей.

Основным процессом, направленным на снижение содержания СС, является гидроочистка (ГО). Также в ходе данного процесса происходит снижение содержания полициклоароматических аренов и соединений, содержащих азот и кислород. Полициклические арены влия-

ют на работу ДВС, изменяя приемистость и дымность [3]. Азотсодержащие соединения отравляют катализатор в процессе облагораживания ДТ.

На территории Российской Федерации с 1 января 2017 г. разрешен выпуск ДТ только 5-го класса экологической опасности. Показатели качества декларируются на соответствие Техническому регламенту Таможенного союза (ТР ТС 013/2011 от 18.10.2011 № 826) [2]. Производство ДТ в соответствии с требованиями современных европейских экологических стандартов на отечественных НПЗ возможно только после модернизации действующих установок ГО ДТ.

Существуют три способа увеличить степень десульфурзации: 1) произвести модернизацию действующих установок ГО; 2) использовать высокоэффективные катализаторы; 3) ввести дополнительный блок десульфурзации. Конверсия СС происходит в таких процессах, как окислительное обессеривание (ОО), адсорбция, экстракция, озонирование и др. Перспективным методом обессеривания является процесс ОО [1]. Наибольшей популярностью в качестве окислительного агента пользуется пероксид водорода, так как он является дешевым, не загрязняющим ОС и коммерчески доступным. Данный процесс протекает при атмосферном давлении и температуре до 80 °С, с высокой конверсией ароматических соединений и без использования водорода. При разделении продуктов реакции происходит незначительное снижение содержания ДТ, обусловленное тем, что отделяемый комплекс содержит окисленные СС.

В связи с этим особую актуальность приобретает поиск инновационных методов десульфурзации или высокоэффективных катализаторов для гидрогенизационных процессов. Поэтому целью данной работы стало усовершенствовать процесс ГО путем введения дополнительного блока обессеривания, представленного процессом ОО.

В качестве образцов для исследования были выбраны три прямогонных дизельных фракции и образец вакуумного газойля (ВГ) с разным содержанием серы и азота. Содержание СС определялось с помощью рентгенофлуорисцентного анализатора «Спектроскан-S», а содержание азота – с помощью элементного анализатора Vario EL Cube (Германия). Групповой углеводородный состав дизельных фракций определялся с помощью колоночной хроматографией, групповой состав сернистых групп – дизельной фракцией ГЖХ (детектор ПФД). Далее образцы подвергались процессу ОО, ГО на лабораторной установке, и ОО с последующим процессом ГО. Для полученных образцов дизельного топлива также определялось содержание серы, азота, группового углеводородного состава и состава сернистых соединений.

Параметры процесса ОО: температура –35 °С, давление – атмосферное, мольное соотношение  $S_{\text{общ}} : \text{H}_2\text{O}_2 = 1 : 15$ , мольное соотношение  $\text{H}_2\text{O}_2 : \text{НСООН} = 3 : 4$ . Далее исходные образцы и образцы после ОО подверглись процессу ГО. Процесс проводился на лабораторной каталитической установке, параметры процесса: объемная скорость потока жидкого сырья 0,05 мл/мин, давление 3,3 МПа, соотношение водород/сырье = 600/1, температура 350 °С. ГО проводили на катализаторе ГКД-202.

Окисление образцов позволяет в достаточной мере удалять содержащиеся во фракции СС. Показано, что степень конверсии серы в ДТ составляет до 88,5 % мас. и в ВГ до 92 % мас. Окисление фракции приводит к преимущественному окислению СС и ароматических углеводородов. В данной работе было установлено, что в ходе процесса ОО протекают реакции деазотирования. Наибольшая степень конверсии азота для образца ДТ составляет 30,4 % мас.,

ВГ – 33 % мас. При совмещении процесса ОО и ГО степень деазотирования достигает для ДТ – 31 % мас. и для ВГ – 59 % мас., а степень десульфуризации 92 и 96 % мас. соответственно.

На основе полученных экспериментальных исследований по изменению содержания СС, азота, полиароматических углеводородов был сделан вывод о том, что совмещение процессов ГО и ОО является эффективным способом десульфуризации ДТ.

Перед проектированием целесообразно произвести оптимизацию процесса ОО с целью удешевления. Подобраны оптимальные условия проведения процесса, сокращено количество используемой окислительной смеси в 10 раз, за счет чего происходит сокращение используемых единиц оборудования, электроэнергии и площади, занимаемой блоком ОО. За счет увеличения температуры проведения процесса ОО повысилась степень конверсии соединений серы до 84 % мас. за 0,5 часа. Составлена технологическая схема блока ОО и рассчитан материальный баланс.

Процесс ОО является стратегически важным процессом для нефтеперерабатывающей отрасли России, так как не имеет аналогов в мире. В связи с тем, что процесс ОО не реализован в промышленности, были рассчитаны показатели экономической эффективности внедрения блока ОО. Основные показатели, доказывающие её, – это индекс прибыльности и интегральный экономический эффект, которые равны 1,79 и 308,49 млн долл. США соответственно. Себестоимость 1 л ДТ составляет 14,67 руб., срок окупаемости – менее одного года.

**Выводы.** Внедрение новых способов обессеривания является стратегически важным решением на пути к улучшению качества ДТ и увеличению глубины переработки. Процесс ОО является инновационным способом для предварительного снижения содержания азота, отравляющего катализатор, и содержания серы, для «точечного» воздействия на тиофеновую серу в блоке ГО. Процесс ОО позволит снизить сумму налоговых выплат и повысить уровень экологичности предприятия процессом для нефтеперерабатывающей отрасли России.

### Список литературы

1. Pawelec В. Toward near zero-sulfur liquid fuels: a perspective review // *Catalysis Science & Technology*. 2011. № 1. P. 23–42.
2. Булгаков С.В. Особенности производства гидроочищенного дизельного топлива стандарта ЕВРО-5 [Электронный ресурс] // *Современные автомобильные материалы и технологии*. 2018. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30530713>.
3. Ганжа В.Л. Основы эффективного использования энергоресурсов: теория и практика. Минск: Белорус. наука, 2007. 450 с.

УДК 66.022.389

**Д.А. Мельников**Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **Е.И. Лесик**  
*Сибирский федеральный университет***ИЗУЧЕНИЕ ДЕЭМУЛЬГИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ  
ВЫСОКОДИСПЕРСНОГО ПОРОШКА НИТРИДА АЛЮМИНИЯ**

Применение химических методов интенсификации добычи нефти при разработке нефтяных месторождений приводит к появлению ряда проблем, осложняющих подготовку нефти на промыслах. Растет обводненность добываемой продукции скважин, происходит образование высокоустойчивых во времени водонефтяных эмульсий, поступающих на установки подготовки нефти. Вода в нефти является нежелательным компонентом, при содержании ее выше 0,5 % и наличии в ней растворенных солей резко возрастает коррозионный износ оборудования, выработка насосных агрегатов, увеличиваются затраты на транспортировку. Также немаловажной проблемой при подготовке нефти является образование вторичных эмульсий – эмульсий промежуточных слоев, разрушение которых требует повышенный расход деэмульгатора, что приводит к удорожанию себестоимости конечного продукта.

Несмотря на то, что рынок деэмульгаторов является весьма обширным и разнообразным, подавляющее большинство продуктов содержат в своем составе весьма токсичные и потенциально опасные для окружающей среды соединения. С учетом того, что месторождения Восточной Сибири преимущественно располагаются в хрупкой экосистеме Крайнего Севера и относительной транспортной удаленности от центров снабжения, использование таких реагентов представляет собой большую опасность.

Поэтому в настоящее время актуальной задачей является совершенствование и поиск новых современных высокоэффективных деэмульгаторов с высоким содержанием активного компонента, способных к разделению устойчивых и вторичных водонефтяных эмульсий, при тех же или меньших концентрациях, но более безопасных с точки зрения их эксплуатации и транспортировки. Наряду с привычными и широко распространенными жидкими деэмульгаторами существуют твердые нанопорошки металлов [1], полученные способом электрического взрыва проводника или газофазного синтеза, обладающие уникальными химическими и каталитическими свойствами.

Стабилизация эмульсии под действием адсорбции высокодисперсных частиц твердых тел оказывается значительно более высокой, чем при стабилизации их адсорбционными слоями ПАВ. Это связано с большой механической прочностью межфазных защитных слоев частиц, образующихся в виде самостоятельной поверхностной фазы на границе раздела фаз. По всей видимости, высокодисперсный порошок нитрида алюминия, адсорбируясь на поверхности капли воды в водонефтяной эмульсии, образует более прочный слой, вытесняя с поверхности капли природные эмульгаторы.

Эффективность и совместимость деэмульгатора с водонефтяной эмульсией главным образом определяются ее групповым составом, концентрацией минеральных солей, а также

значением pH. Известно, что при высоком содержании смол и асфальтенов, высокой минерализации образуются прочные бронирующие оболочки, препятствующие слиянию капель воды и, как следствие, затрудняющие разделение эмульсии на воду и нефть.

Изучение свойств (CVI, Zeta – потенциал, электропроводность, влияние pH среды на стабильность образца, влияние содержания электролита, поведение в модельном растворе пластовых вод) 1%-ного водного раствора промышленного образца высокодисперсного порошка нитрида алюминия ( $AlN$ ,  $D50 = 1,0–3,0$  мкм;  $SSA-BET = 2,5–3,5$   $г/м^2$ ; плотность  $3,26$   $г/см^3$ ; насыпная плотность  $1,8–2,0$   $г/см^3$ ) на приборе Dispersion Technology Instruments – DT-1202 (USA) позволило определить возможность его применения в условиях, максимально приближенных к реальным.

Было установлено, что образец стабилен и не вступает в химическое взаимодействие с дистиллированной водой при  $pH < 5$  ( $Zeta > |30|$ , имеет относительный положительный поверхностный заряд), также стабилен при  $pH > 10$  ( $Zeta > |30|$ , имеет относительный отрицательный поверхностный заряд) с образованием продукта гидролиза – псевдобемита [2] – байерита ( $Al_2O_3 \cdot 3H_2O$ ), что подтверждается увеличением значения удельной электропроводности – образованием ионов аммония, увлечением среднего размера частиц с  $2,93$  до  $3,94$  мкм.

В модельном растворе-имитате пластовых вод с минерализацией по хлористым солям  $220$   $г/дм^3$  при  $25$  °С и начальными значениями pH: 4; 8 было установлено, что устойчивость ( $Zeta$ , мВ) высокодисперсного нитрида алюминия при нахождении его в ячейке составляет соответственно (15 мин/60 мин/120 мин):  $57/85/55$  мВ;  $111/112/85$ . При этом было замечено уменьшение удельной электропроводности раствора, что соответствует уменьшению содержания ионов в растворе и переходу их в твердую фазу – комплексное соединение ионов  $Na^+$  и  $Al^{3+}$ , о чем свидетельствует промежуточное увеличение стабильности – образование более устойчивой формы. Также зафиксировано замедление роста pH по сравнению с дистиллированной водой, а в случае с начальным pH 8 и вовсе снижением его значения.

Определение группового состава образца нефти Куюмбинской площади было выполнено лабораторным методом [3]. Исходя из полученных данных, изучаемый образец можно классифицировать следующим образом: нефть смолистая (смол не менее  $4,28$  %), парафиновая (парафинов не менее  $2,20$  %), содержание нафтенов  $12,20$  %, содержание асфальтенов  $1,38$  %. Плотность обезвоженной нефти методом центрифугирования, определена с помощью пикнометра, –  $769,7$   $кг/м^3$ .

Эффективность высокодисперсного порошка нитрида алюминия как деэмульгирующей добавки определяли бутылочным методом, используя 1%-ный раствор  $AlN$  ( $D50 = 1,0–3,0$  мкм) в дистиллированной воде. Вносили в подготовленную водонефтяную эмульсию объемного состава:  $70$  % нефти Куюмбинской площади и  $30$  % модельного раствора пластовых вод с минерализацией по хлористым солям  $220$   $г/дм^3$ , в различных концентрациях от  $50$  до  $150$   $г/т$  при температуре эмульсии  $55–60$  °С. Высокодисперсный порошок нитрида алюминия показал высокую деэмульгирующую эффективность при низких концентрациях, обеспечил четкое разделение эмульсии без образования «плавающего слоя».

### Список литературы

1. Акимов А.С. Влияние нанопорошковых металлов на разрушение водонефтяных эмульсий // Химия и химическая технология неорганических веществ и материалов. 2011. № 8. С. 31–33.

2. Fukumoto S., Hookabe T. Hydrolysis behavior of aluminum nitride in various solutions // Journal Of Materials Science. 2000. № 35. P. 2743–2748.

3. Ахметова Р.С., Глозман Е.П. Определение группового состава битумов // Высокосернистые нефти и проблемы их переработки. М.: Химия, 1968. № 8. С. 170–181.

УДК 665.6

**С.К. Апресян**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **Е.А. Соловьёв**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ЦЕНТРОБЕЖНО-ВИХРЕВОЙ АППАРАТ ДЛЯ ТОНКОЙ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА**

За последние десятилетия в России резко возросло количество добываемой высокосернистой нефти. Вместе с этим повысились экологические требования к качеству нефти и нефтепродуктов. С 2002 г. в России обязательно выполнение условий стандарта [1], ограничивающего содержание сероводорода и легких меркаптанов в товарной нефти. Согласно этому стандарту, массовая доля сероводорода для первого и второго вида нефти должна составлять не более 20 и 100 ppm соответственно.

Существуют различные физические и химические методы очистки нефти от сероводорода. Применение химических методов приводит к ухудшению качества нефти, поскольку продукты реакции частично или полностью попадают в товарную нефть [2–4]. Кроме того, постоянная потребность в реагентах значительно увеличивает эксплуатационные расходы на очистку нефти. При использовании физических методов сероводород переводится в газообразное состояние вместе с другими легкими фракциями углеводородов, что позволяет совместить процесс очистки нефти от сероводорода со стабилизацией, ориентированной на получение нефти с заданным давлением насыщенных паров. Ввиду сказанного предпочтительна физическая очистка нефти от сероводорода путем удаления этого коррозионно-активного и опасного для человека и окружающей среды компонента с последующей его утилизацией.

На сегодняшний день в нефтяной промышленности применяются несколько технологий очистки нефти от сероводорода, основанных на физическом воздействии, и соответствующего оборудования [5–7]. При этом традиционные технологии основаны, в основном, на применении громоздких колонных аппаратов, которые работают недостаточно эффективно и характеризуются высокими удельными затратами на изготовление и обслуживание. Поэтому актуальной проблемой является разработка новых высокоэффективных и низкзатратных технологий очистки нефти от сероводорода.

В данной работе было выполнено исследование современных промышленных и нетрадиционных технологических процессов и аппаратов для очистки нефти от сероводорода. В ходе исследования было выявлено, что наиболее перспективным для создания новой высо-

коэффициентной технологии очистки нефти от сероводорода, позволяющей достигать 20 ppm и менее является применение центробежно-вихревых аппаратов.

На рисунке представлена принципиальная схема аппарата. Разрабатываемый аппарат работает следующим образом. Исходная нефть через подводящую трубу и тангенциальный патрубок 3 подается внутрь корпуса 2. Закрученный поток нефти, вращаясь вдоль цилиндрической стенки корпуса 2, опускается вниз. Из-за возникающего перепада давлений сероводород десорбируется из нефти и удаляется через центральную трубу 5. Для поддержания определенной толщины вращающегося слоя нефти служит кольцевая перегородка 6. Поток нефти дробится на струи, проходя через отверстия 4 в нижней части корпуса, что способствует выделению остаточного сероводорода, и выходит через сливной патрубок 7.

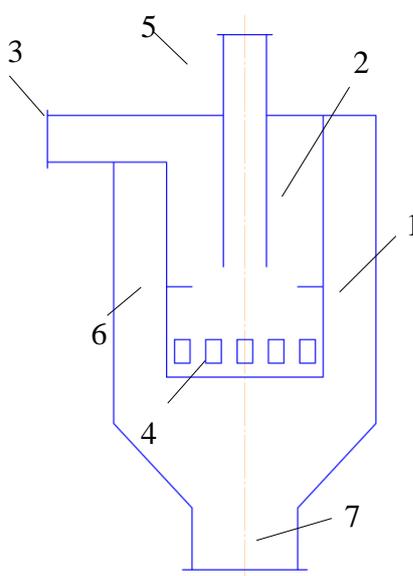


Рисунок. Принципиальная схема аппарата: 1 – корпус; 2 – ёмкость; 3 – тангенциальный патрубок; 4 – отверстия; 5 – газотвод; 6 – внутренние граничные перегородки; 7 – патрубок отвода нефти

Предлагаемый аппарат имеет следующие преимущества по сравнению с традиционными промышленными аппаратами:

- высокая эффективность в процессе тонкой очистки нефти от сероводорода;
- простая конструкция;
- высокая надежность;
- низкая материалоемкость;
- низкая себестоимость изготовления аппарата;
- низкие эксплуатационные затраты.

### Список литературы

1. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 12 с.
2. Установка очистки от сероводорода, компримирования и осушки от влаги нефтяного газа / сост. В.Ф. Жеребцов. Техническая разработка ЗАО «ИНТЕХ».

3. Пат. RU № 2 418 035 С2 Российская Федерация. Способ очистки нефти и газоконденсата от сероводорода и меркаптанов / У.М. Джемилев, Р.М. Саматов, Р.Р. Саматов, А.Х. Шарипов, Г.Р. Гадыргулова; заявл. 17.03.2008; опубл. 27.09.2009. 7 с.

4. Пат. RU № 2 466 175 С2 Российская Федерация. Нейтрализатор сероводорода и способ его использования / А.М. Фахриев, Р.А. Фахриев; заявл: 06.08.2008; опубл: 10.11.2012. 9 с.

5. Технологии очистки нефти от сероводорода / Р. З. Сахабутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 82–85.

6. Латыпов Д.Н. Основные проблемы и пути решения комплексной очистки газовых выбросов больших объемов // Вестн. Казан. нац. исслед. технологич. ун-та. 2011. № 8. С. 340–344.

7. Пат. RU № 2 363 514 С1 Российская Федерация. Десорбер очистки нефти от вредных газов / Б.А. Зимин, Н.Г. Маликов; заявл. 26.11.2007; опубл. 10.08.2009. 10 с.

УДК 665.644.4

**Г.В. Зайков**

Научный руководитель – и.о. главного технолога **Д.Е. Ананио**  
АО «АНПЗ ВНК»

## **МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА. ПЕРЕВОД НА ДУАЛФОРМИНГ**

Ачинский нефтеперерабатывающий завод (АНПЗ) – нефтеперерабатывающее предприятие, расположенное в Большеулуйском районе Красноярского края, основанное в 1982 г. Единственный НПЗ Красноярского края. Установленная мощность по установке каталитического риформинга составляет 1,150 млн т нефти в год. В связи с высоким ростом потребления высокооктанового бензина и ужесточением экологических требований к моторным топливам процесс каталитического риформинга нуждается в своевременной модернизации.

Секция 200 установки ЛК-6Ус – Каталитический риформинг с предварительной гидроочисткой – предназначена для получения стабильного катализата – компонента высокооктановых бензинов.

Основой процесса каталитического риформинга являются реакции, приводящие к образованию ароматических углеводородов. Это реакции дегидрирования шестичленных и дегидроизомеризации пятичленных нафтеновых углеводородов, дегидроциклизации парафиновых углеводородов. Кроме того, второй по значимости в процессе каталитического риформинга является реакция изомеризации углеводородов.

В процессе каталитического риформинга используются катализаторы, основой которых является платина, равномерно распределенная на носителе – оксиде алюминия, промотированном хлором (в редких случаях фтором).

Количество хлора на поверхности оксида алюминия определяется равновесием, представленным на рисунке.

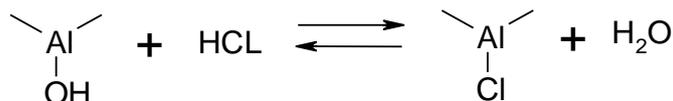


Рисунок. Водно-хлорный баланс

Самым современным оформлением процесса является каталитический риформинг с непрерывной регенерацией катализатора. Но для этого необходима стройка совершенно новой установки, что не всегда является возможным, из-за чего были разработаны варианты модернизации установок со стационарным слоем катализатора.

Установки риформинга с движущимся слоем катализатора, получившие название continuous catalytic reforming (CCR), наиболее экономичны в случае, когда рабочее давление снижается с одновременным повышением глубины превращения сырья.

На некоторых заводах специалисты сталкиваются с проблемами перевода установок риформинга с неподвижным слоем катализатора на процесс с движущимся слоем катализатора. Сотрудниками Французского института нефти были разработаны в промышленном масштабе несколько таких процессов. Это процессы дуалформинг и октанайзинг, которые предусматривают снижение рабочего давления по сравнению со схемой риформинга с неподвижным слоем катализатора, что дает преимущества по качеству продукта. При снижении давления уменьшается крекируемость углеводородного сырья, что приводит к увеличению выхода продуктов риформинга. Подавляются также реакции dealкилирования, в ходе которых тяжелая «ароматика» превращается в бензол, что приводит к снижению содержания бензола в продуктах риформинга. Кроме того, уменьшается давление насыщенных паров по Рейду риформинг-бензина, и, что очень важно, увеличивается выход водорода.

Строительство новой установки с непрерывной регенерацией требует больших капитальных затрат, для максимального использования существующего оборудования и минимизации капитальных затрат предлагается произвести модернизацию по технологии дуалформинг, т.е. установить новый дополнительный реактор с непрерывной регенерацией катализатора.

Для проведения данной модернизации необходимо приобрести теплообменник типа «ПАКИНОКС», реактор с движущимся слоем катализатора, секцию регенерации катализатора, 2 насоса для питания колонны стабилизации К-202, катализатор каталитического риформинга для реактора с движущимся слоем.

### Список литературы

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учеб. пособие. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
2. Эмирджанов Р.Т., Лемберанский Р.А. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учеб. пособие для вузов. М.: Химия, 1989. 192 с.
3. Скобло А.И., Трегубова И.А., Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. 2-е изд. М.: Химия, 1982. 584 с.

УДК 541.1

**С.А. Наумова**

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **А.В. Обухова**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАТИОНОВ ЛАНТАНА НА СТРУКТУРНЫЕ СВОЙСТВА КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ВОЛЬФРАМИРОВАННОГО ДИОКСИДА ЦИРКОНИЯ**

Рост автомобильного парка ухудшает экологическую ситуацию в мире. В общем объеме вредных выбросов доля от автомобильного транспорта в среднем составляет 35–40 %, а в крупных городах – около 70 %. Как международные, так и отечественные нормативы вводят жесткие требования к качеству моторного топлива. В первую очередь ограничивается содержание бензола и других ароматических соединений, которые являются причиной образования бенз- $\alpha$ -пирена, характеризующегося высокой канцерогенной активностью [1].

Возрастающее потребление автомобильных бензинов, постоянное ужесточение экологических требований, а также наблюдаемая тенденция к ухудшению качества нефтяного сырья обуславливают необходимость создания и совершенствования технологических процессов получения компонентов современных автобензинов [2].

К относительно новым технологиям можно отнести процесс гидроизомеризации бензолсодержащих бензиновых фракций, на бифункциональных катализаторах, гидрирующая способность которых обеспечивает осуществление реакции гидрирования бензола в циклогексан, а кислотные свойства – селективную изомеризацию циклогексана и содержащихся в сырье *n*-алканов в высокооктановые изомеры. Значительный интерес для развития такого процесса представляют оксидные системы на основе диоксида циркония, модифицированного вольфрамат-анионами.

В работах [3; 4] авторами было показано, что платиносодержащие катализаторы на основе вольфрамированного диоксида циркония проявляют высокую активность как в реакции изомеризации индивидуальных алканов, так и в реакции гидроизомеризации смеси алкановых и ароматических углеводородов.

Благоприятное влияние на показатели каталитической активности, а также на повышение стабильности работы катализаторов могут оказывать добавки катионов металлов. В частности промотирование системы на основе сульфатированного диоксида циркония оксидами железа, марганца, алюминия и галлия приводит к повышению активности в реакции изомеризации алканов  $C_4$ – $C_6$ . В работе [5] показано, что введение лантана приводит к увеличению селективности по изомерам гексана, а также наблюдается уменьшение закоксовывания катализатора в процессе эксплуатации.

Для вольфрамированного диоксида циркония влияние промотирования металлами исследовано значительно меньше. При этом понимание влияния природы промоторов, установление взаимосвязи структуры и активности катализатора является важной задачей при создании активных каталитических систем.

Целью настоящей работы являлось исследование влияния катионов лантана на структурные свойства платиносодержащего вольфрамированного диоксида циркония.

Гидроксид циркония получали по методике, представленной в [3; 4]. Промотирование гидроксида циркония катионами La в количестве от 0,5 до 9,0 ат.% осуществляли методом совместного осаждения их гидроксидов. Модифицирование вольфрамат-анионами выполняли методом пропитки катион-промотированных гидроксидных предшественников раствором метавольфрамата аммония  $(\text{NH}_4)_6\text{H}_2\text{W}_{12}\text{O}_{40} \cdot n\text{H}_2\text{O}$ . Высушенные образцы модифицированного гидроксида циркония подвергали термической обработке в кварцевом реакторе на воздухе при температуре 800 °С. Платину наносили путем пропитки образцов модифицированного диоксида циркония водным раствором платинохлористоводородной кислоты с последующим прокаливанием.

Содержание вольфрама и лантана контролировали методом рентгеноспектрального флуоресцентного анализа (РСА) на спектрометре PANalyticalAxion<sup>max</sup>.

Фазовый состав устанавливали по рентгенограммам, которые снимали на дифрактометрах PANalytical X'Pert PRO с детектором PIXcel и графитовым монохроматором и ДРОН-3, используя отфильтрованное  $\text{CuK}_\alpha$ -излучение.

При исследовании фазового состава немодифицированного диоксида циркония было установлено, что при температуре 800 °С кристаллизуется преимущественно стабильная моноклинная модификация диоксида. Введение в диоксид циркония катионов лантана приводит к формированию преимущественно метастабильной тетрагональной формы диоксида циркония. В пределах изученных концентраций промотора в указанной системе не образуются другие кристаллические фазы, кроме  $\text{ZrO}_2$ , в том числе не установлено наличия индивидуальных кристаллических фаз оксида лантана.

Детальный анализ рентгенограмм показывает, что с увеличением атомного содержания La межплоскостное расстояние, соответствующее основному наиболее интенсивному пику (111)  $\text{ZrO}_2$ , увеличивается. Эти данные указывают на образование твердого раствора катионов  $\text{La}^{3+}$  со значительно большим, чем у катиона  $\text{Zr}^{4+}$ , радиусом ( $\text{Zr}^{4+} = 0,84$ ;  $\text{La}^{3+} = 1,16$  Å для КЧ 8) в решетке тетрагонального  $\text{ZrO}_2$ .

Для исследования влияния лантана на структурные свойства вольфрамированного диоксида циркония синтезировали катализаторы с содержанием вольфрамат-анионов 17,6 моль.%. Установлено, что фазовый состав катион-промотированных вольфрамированных образцов, независимо от концентрации лантана, представлен преимущественно диоксидом циркония тетрагональной модификации. Нанесение платины не оказывало заметного влияния на формирование фаз. Таким образом, установлено, что введение катионов лантана и вольфраматных групп в гидроксидный предшественник способствует кристаллизации метастабильной тетрагональной формы  $\text{ZrO}_2$  в процессе прокаливания.

### Список литературы

1. Ахметов Т.В., Терегулова Э.И., Абдульминев К.Г. Варианты комбинированной технологии каталитического риформинга и изомеризации бензиновых фракций // Нефтегазовое дело. 2013. № 3. С. 284–290.
2. Promotion effect of lanthanum addition on the catalytic activity of zirconia supported platinum and tungstophosphoric acid catalyst for n-pentane isomerization / Y. Xu, X. Zhang, H. Li [et al.] // Applied Surface Science. 2009. P. 6504–6507.

3. Dynamics of the activity and physicochemical characteristics of Pt/WO<sub>4</sub><sup>2-</sup>-ZrO<sub>2</sub> catalysts in the hydroisomerization of heptane and heptane-benzene mixtures / P.N. Kuznetsov, A.V. Obukhova, L.I. Kuznetsova, Y.L. Mikhlin // *Catalysis Letters*. 2017. Vol. 147. P. 773–784.

4. Bulk and surface characterization and isomerization activity of Pt/ WO<sub>4</sub><sup>2-</sup>/ZrO<sub>2</sub> catalysts of different preparations / P.N. Kuznetsov, A.V. Kazbanova, L.I. Kuznetsova [et al.] // *Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis*. 2014. Vol. 113. P. 69–84.

5. Studies of sulphated mixed oxides (ZrO<sub>2</sub>-SO<sub>4</sub>-La<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) in the isomerization of n-hexane / R. Silva-Rodrigo, E. L. Cruz-Domínguez, F. E. Lugo-del Angel [et al.] // *Catalysis Today*. 2015. P. 197–208.

УДК 665.656.2+665.658.4+665.652.4

**В.А. Фомов**

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **А.В. Обухова**  
*Сибирский федеральный университет*

## РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ ВНОВЬ МОДЕЛИРУЕМЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

На современном этапе развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности Российской Федерации все более остро встает вопрос, связанный с необходимостью грамотного и четко обоснованного расчета оптимальных режимных и конструктивных параметров процессов, являющихся основой технологических регламентов всех без исключения существующих производств. Во многом такая необходимость обусловлена существующей тенденцией постепенного изменения сырьевой базы предприятий, разработкой новых, более совершенных и в то же время селективных катализаторов, а также постоянно изменяющимися экологическими нормами, предъявляемыми к выпускаемой предприятиями продукции.

Высокая степень эффективности управления процессами в совокупности с низкими показателями энерго- и ресурсопотребления обеспечивается во многом благодаря оптимизации процессов уже на этапах их разработки и проведения исследовательских работ с использованием различных методов моделирования, в частности моделирования при помощи портативных лабораторных каталитических установок.

Особое внимания при этом уделяется получению достоверной информации, подтверждающей адекватность и статическую управляемость моделируемого процесса с последующим контролем выбранных показателей качества, что лишним раз подчеркивает актуальность данного направления исследований. В связи с этим целью настоящей работы является поиск и разработка универсального метода анализа и статической управляемости вновь моделируемых процессов нефтепереработки.

Одним из наиболее эффективных инструментов в данной области является построение контрольных карт Шухарта для анализа поступающих количественных данных не поддающихся строгой группировке в связи с существующими техническими сложностями (что особенно актуально в момент вывода портативной каталитической установки в состояние статической управляемости). Для осуществления поставленных целей были выделены два основных этапа:

- построение контрольных карт с заранее не заданными значениями конечных параметров (для выявления изменчивости, обусловленной неслучайными причинами, будь то некорректная работа отдельных частей оборудования, утечки, и приведения работы портативной каталитической установки в состояние статической управляемости);
- построение контрольных карт с заранее установленными значениями интересующих параметров (для контроля стабильности результатов по итогам последовательных испытаний, позволяющих следить за результатами при изменении технологических параметров и выявлять их оптимальные значения).

В качестве основного инструмента для осуществления физического моделирования, а также изучения и оптимизации ключевых каталитических процессов нефтепереработки и нефтехимии использовалась установка фирмы Vinci Technologies модели MCB (Micro Catalyst Bed). В качестве основного моделируемого процесса выбран процесс каталитического дегидрирования газов  $C_2-C_4$ . В качестве катализатора использовали платину, нанесенную на оксид алюминия и промотированную рением.

По итогам проведенной работы разработаны и опробованы два типа универсальных контрольных карт. На основе карт первого типа с заранее не заданными конечными значениями изучаемых параметров (в частности, карты скользящих размахов) доказана адекватность моделируемого процесса и произведена оптимизация работы каталитической установки. Наряду с этим, установлена зависимость конверсии углеводородных газов от температуры, позволившая при помощи карт второго типа (карты индивидуальных значений) выделить оптимальные параметры проводимого технологического процесса и обеспечить стабильность результатов на выходе.

### Список литературы

1. Колесов Ю.Б. Моделирование систем. Динамические и гибридные системы: учебник для вузов. СПб.: ВHV-Петербург, 2006. 224 с.
2. Рогов В.А. Методика и практика технических экспериментов: учеб. пособие. М.: Академия, 2005. 288 с.

УДК 622.243.063

**Е.И. Старостина**

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент **Л.С. Баталина**  
*Сибирский федеральный университет*

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАБУХАНИЯ ГЛИН

Цель научной работы: подбор оптимального состава промывочной жидкости на водно-полимерной основе для предотвращения гидратации глинистых минералов.

Задачи научной работы:

- изучить структуру глин, склонных к набуханию, в частности иллита;
- провести исследования явления гидратации подходящих глинистых минералов на тестере продольного набухания;
- выдать рекомендации по оптимизации состава бурового раствора, предотвращающего гидратацию.

Актуальность данной работы заключается в том, что при бурении скважин существует проблема обрушения горных пород, одним из преобладающих факторов является наличие глинистых пород, многие из которых склонны к набуханию.

На рис. 1–2 наглядно представлены графические зависимости изменения линейных размеров исследуемых образцов в дистиллированной воде и раствора силиката натрия.

Исследования показали, что степень набухания в дистиллированной воде выше, чем в растворе жидкого стекла. Метасиликат натрия является эффективным растворителем, иначе говоря, в водных дисперсных системах он способен пептизировать крупные механические агломераты в мелкие частицы и таким образом снижать вязкость некоторых суспензий.

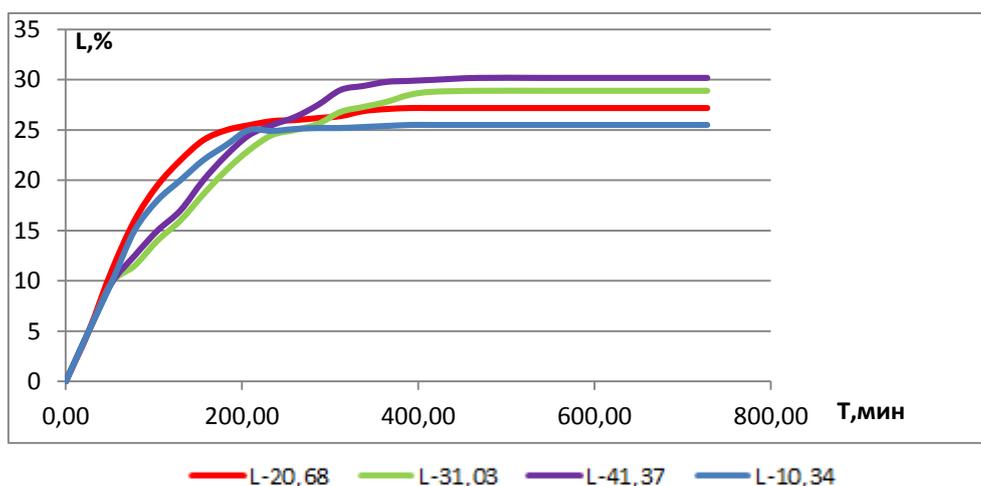


Рис. 1. Кривая степени набухания таблеток, спрессованных из иллитового глинопорошка при различных давлениях в дистиллированной воде

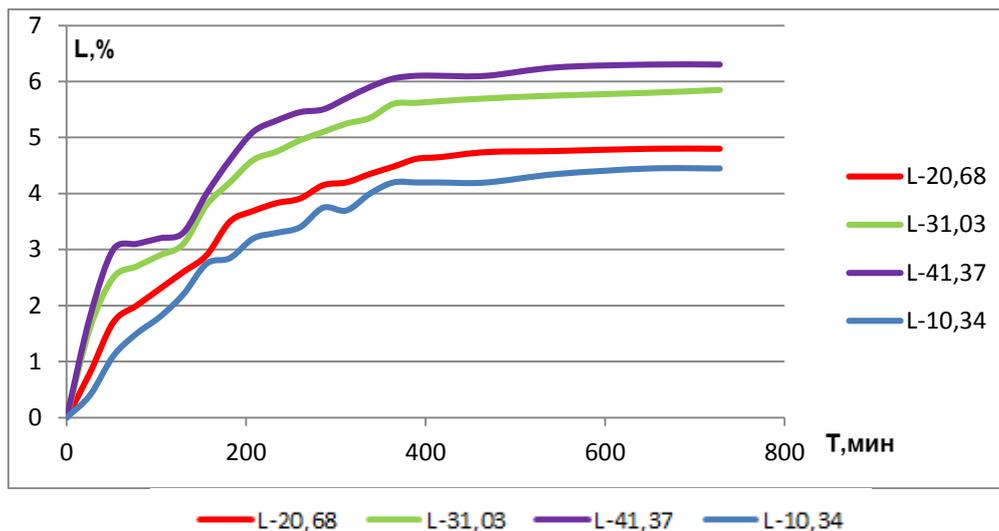


Рис. 2. Кривая степени набухания таблеток, спрессованных из иллитового глинопорошка при различных давлениях в 10%-ном растворе силиката натрия

Проанализировав данные рис. 1–2, можно сделать вывод, что раствор силиката натрия проявил себя наиболее эффективно в отношении регулирования гидратации, наибольший процент гидратации по истечению 12 часов составил 6,3 %. С учетом результатов проделанной работы именно силикат натрия может быть предложен в качестве добавки бурового раствора для предотвращения гидратации глин.

### Список литературы

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие. Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008. 309 с.
2. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник. 3-е изд. М.: ИД «Альянс», 2011. 456 с.
3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. 664 с.
4. Замулин П.В., Минаев К.М. Виды буровых растворов. Развитие полимеросодержащих буровых растворов, их особенности и преимущества над остальными растворами // Проблемы и перспективы бурения. 2006. № 6. С. 591–596.
5. Реологические свойства растворов акриловых полимеров для бурения скважин комплексами ССК / А.Л. Неверов, А.В. Гусев, В.П. Рожников, А.В. Минеев // Изв. Сиб. отд-ния Секции наук о Земле РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2012. Т. 40, № 1. С. 86–96.

УДК 620.193

**Abdul Rahman, Alexander Tretyakov**

Scientific supervisor – candidate of Chemical sciences, associate professor **Elena Lesik**  
*Siberian Federal University*

## DEVELOPMENT OF PHOSPHOLIPID-BASED CORROSION INHIBITING COMPOSITION

The global market for corrosion inhibitors is expected to reach \$8.7 billion by 2021 from \$6.9 billion in 2016, rising at a compound annual growth rate (CAGR) of 4.6 % from 2016 through 2021 [1]. Indeed, U.S. demand for corrosion inhibitors is forecast to rise to \$2.8 billion by 2020, according to a new study from the Freedonia Group, a Cleveland-based industry research firm.

Innovative technology of developing the accessibility to produce inhibitors from phospholipid (PL) offers feasible future market demand and environmentally beneficial, while minimizing the potential loss from industrial wastes. Reported by the Indonesian forum of palm oil entrepreneurs, 182 million tons of biomass and 147 million tons of palm oil mill effluent (POME) is produced annually. In this study we explored multiple methods in extracting the best PL's types to implement as corrosion protector. Although various methods of extraction have been performed, often have been misunderstood that each method carry physical and chemical properties changes on the phospholipids, as a result the obtain PL unable to perform well. This research examines the most effective way of extraction both economically and substantially based on the end ability of the inhibitors produced.

The materials used as primer sample of the assessment obtained from the cooking oil manufacturing plant (sunflower seed, rapeseed, soybean, etc) as phosphatides concentrate. Rapeseed and sunflower seeds wastes contain significant number of embedded PL in compare to palm or corn oils [2]. The recommendable extraction of the PL from the crude oil chosen to be TOP (Totaal Ontslijmings Process), reasonably inexpensive and optimum extraction secured in better quantity than hydration and acid degumming [3]. Furthermore, the techniques of destructing the emulsion of PL-concentrate able to be done in different ways, while pointing the variables such as economics, equipment, complexities and end-properties are considered. Supercritical CO<sub>2</sub> features maximum demulsification during the process of PL-lecithin separation [4], however, combination of SC-CO<sub>2</sub> with pre-centrifugation method believed to be more efficient in PL recovery. The most critical method of this research is the final fractionation of the PL. Experimental results yield from the work done by Teti E. in 2010 using modification solvent of ethanol and acetone extraction method (Yunoki et al., 2008) displayed satisfying findings as shown in table 1.

The extracted fraction of PL is selected based on their physical and chemical properties parameter which will be performed further in this research. The technical specification of the inhibitor would be tested thoroughly by running diagnostic under gravimetry and electrochemical measurement methodologies. Despite, with limited number of observations narrowly completed in the application of PL-based inhibitor, the proper media to be utilized would be tested proportionally.

Table

## Built-up components (%) and purity (%) of phosphatides concentrate and phospholipids fraction of palm oil fibres extracted

Types of Phospholipids	Built-up components (%)				
	Phosphatides concentrate	Ethanol soluble fractions	Ethanol insoluble fractions	Ethanol soluble fractions	
				Acetone soluble	Acetone insoluble
Free fatty acids (FFA)	21.79	11.28	7.75	23.30	12.11
Di-phosphatidylglycerol (DPG)	18.88	7.99	7.38	20.47	18.18
Phosphatidic acid (PA)	8.60	20.36	7.44	10.42	8.93
Phosphatidylglycerol (PG)	21.19	24.79	14.67	20.40	21.27
Phosphatidyl ethanolamine (PE)	8.60	3.31	12.13	7.65	11.03
Phosphatidylcholine (PC)	12.17	19.03	23.65	11.58	16.31
Phosphatidylinositol (PI)	8.76	13.23	33.78	6.19	12.17
Purity (%)	61.67	65.78	71.44	67.06	68.49

In conclusion, the researchers are expected to carefully capture the utmost of both extraction-fractionation methods and implementation of the favourable PL as inhibitors. Underlining the environmental aspect of the future PL-based inhibitor produce will be monitored and realization of the market perspectives would certainly be depicted.

Keyword: Phospholipids, phosphatides, corrosion, corrosion inhibitors, demulsification.

### References

1. Mohammed Javed. Report on corrosion inhibitors: global market (BCC Research). 2017.
2. Frank Gunstone. Phospholipids technology and applications. Scotland. March, 2008.
3. Young, F.V.K., C. Poot, E. Biernoth, N. Krog, N.G.J. Davidson, and F.D. Gunstone, Processing of Fats and Oils, in The Lipid Handbook, 2nd edn., edited by F.D. Gunstone, J.L. Harwood, and F.B. Padley, Chapman and Hall, London, 1994, pp. 249–318.
4. Mamata Mukhopadhyay, Natural Extracts Using Supercritical Carbon Dioxide. 2005.
5. Feral temelli. Extraction of triglycerides and phospholipids from canola with supercritical carbon dioxide and ethanol.
6. Naveen K. Investigation of phospholipid separation from soybean oil for biodiesel production, USA, 2007.

УДК 665.7

**Vladimir A. Safin, Sergei U. Romanovskiy,  
Tatyana N. Nefedeva, Dina V. Atitanova, Anna S. Kazakova**

Scientific supervisor: PhD in Chemical sciences **Vladimir A. Safin**,

language advisor: **Anna B. Alekseeva**

*Siberian Federal University*

## **STUDING OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF LIGHT FRACTURE OF THERMAL COAL DISSOLUTION PROCESS**

### **Introduction**

Nowadays coal tar pitch, produced from coal tar at coke plants, is used as a binder for the production of anode mass in the aluminum industry. Coal tar pitch is widely used because its operational characteristics, such as the optimum softening temperature, coking capacity of more than 50 %, high content of organic compounds. These characteristics provide the necessary cohesion between the anode particles. However, in addition to the advantages of this type of pitch there is a disadvantage. Coal tar pitch is distinguished by a high content of carcinogenic polyaromatic hydrocarbons and, in particular, benz[a]pyrene. So aluminum industrial companies try to reduce the emissions of polyaromatic hydrocarbons and benz[a]pyrene into the air of the working area and the environment, as well as the shortage of coal tar pitch on the global market [1]. All of these aspects prompt them to look for the alternative ways of obtaining pitch.

One of the most potential productive methods of obtaining pitch at the moment is the method of thermal dissolution of coal, consequently thermal decomposition of its organic mass occurs in the field of high-boiling hydrocarbon solvents or their mixtures at a temperature of 380 °C [2; 3]. The synthesis of benzo[a]pyrene does not occur in the process of thermal dissolution as the conditions are mild. As a result of this process a pitch-like material is produced. This material is characterized by reduced carcinogenicity.

Apart from this, light boiling hydrocarbon fracture, boiling away up to 360 °C, is formed during getting alternative pitch-like products. This fracture is considered as by-product and on average, the yield of this light fraction is 8–13 % by weight. Unfortunately, at the moment, this by-product has not been investigated yet.

The purpose of this work is to study the fractional and group hydrocarbon composition of light fraction; to determinate its physical and chemical characteristics which can determine the possibility of its use as a component of fuels or raw materials for getting carbon black.

As it is seen from the data the light fracture contains (on average) 8 % of the fraction boiling away in the temperature range (the initial boiling temperature and up to 180 °C). This fracture is a gasoline-like product. And 40 % of the fraction is the fraction of 240–360 °C, which is a diesel-like product.

The hydrocarbon composition of the fraction (the initial boiling temperature and up to 180 °C) was determined with the help of the fluorescent adsorption method (FIA) [3]. The results of the analysis are presented in Table 1.

Table 1

The hydrocarbon composition of the fraction  
(the initial boiling temperature and up to 180 °C)

Hydrocarbons	Content of hydrocarbons, %, volume
Paraffin	28,62
Olefin	9,39
Aromatics	61,99

The fraction 180–240 °C contained a crystalline phase 86 % by weight, which was analyzed by high performance liquid chromatography. The crystals were dissolved in a matrix of straight-run diesel fuel in an amount of 10 % by weight, diesel fuel without additive was used as a sample for comparison.

Comparing the chromatograms of a standard sample and a sample with an additive of the test substance, it can be seen that there is a significant increase in the third peak on the chromatogram. This peak is responsible for the content of compounds with two condensed aromatic rings. Thus, the crystalline phase mainly consists of representatives of the homologous series of naphthalene.

The liquid components of the 180–240 °C fraction of the light fracture are mostly aromatic hydrocarbons, with an insignificant olefin content.

The modern environmental standards of EURO strictly regulate the quality of motor fuels in terms of the content of heteroatomic compounds (nitrogen and sulfur), unsaturated and aromatic compounds, so fractions obtained in this research must be hydro-refined to be sold as a component of motor fuel.

As a result of studying the physical and chemical properties and the component composition of the light fraction were obtained. The results are shown Table 2.

Table 2

The physical and chemical properties of the light fracture

Measure	Meaning
Density, kg/m <sup>3</sup>	989,09
Pour point, °C	2
The group hydrocarbon composition, % wt	
Paraffin-naphthenes	27,5
Aromatics	67,3
Resin	3,4
Asphaltenes	1,8
The content of naphthalene and its derivatives, % wt	39,2

Given the high content of aromatic compounds, high density of the light fraction, it can be considered appropriate to use it as a raw material for production of carbon black.

Thus, the study of by-product liquid products obtained by thermal dissolution of coal showed that, because of the high content of aromatic hydrocarbons and olefins in fuel fractions, they must

be subjected to hydrogenation upgrading prior to compounding. After distillation of heavy gasoline and kerosene fraction, the light fraction could be effectively used as a raw material for carbon black.

### References

1. The review of the market of coal tar in the CIS. Second edition, supplemented and revised. M., 2010. 18 p.
2. Kuznetsov P.N., Kamenskiy E.S., Kuznetsova L.I. Comparative Study of the Properties of the Coal Extractive and Commercial Pitches // *Energy and Fuels*. 2017. Vol. 31 (5). P. 5402–5410.
3. Getting an alternative pitch binder by thermal dissolution of coal / P.N. Kuznetsov, E.N. Marakushina, A.V. Kazbanova [et al.] // *American Journal of Applied Sciences*. 2016. Vol. 13 (1), is. 7.13. P. 7–13.
4. GS R 52063–2003. Liquid petroleum products. Determination of group hydrocarbon composition by the fluorescent adsorption method. M.: Publishing house of standard forms, 2003. 12 p.

**ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ  
И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ,  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ  
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ**

---

УДК 162.504

**А.О. Алексеева**

Научный руководитель – главный специалист **А.А. Бойчук**  
 АО «Востсибнефтегаз»

## ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ФАКЕЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

В работе рассматривается проблема выбросов вредных веществ в атмосферу, таких как окислы азота и серы, оксида углерода, взвешенных частиц, от сжигания попутного нефтяного газа вследствие неполноты его сгорания.

Цель – снижение количества вредных выбросов от сжигания попутного нефтяного газа.

Задача – увеличение полноты сгорания попутного нефтяного газа.

С целью повышения эффективности сгорания газа предложен метод добавки озона перед сжиганием. Идея работы заключается в способности озона проявлять окислительные свойства по отношению к органическим и неорганическим веществам, находящимся в жидкой, газообразной и твердой фазах. За счет полного сгорания уходящие газы не такие ядовитые. Суть теоретических исследований о влиянии каталитического воздействия озона на процесс сжигания газового топлива заключается в том, что кулоновские силы рвут сгустки (кластеры) одноименно заряженных молекул кислорода и газа с интенсивным перемешиванием. Проведены расчеты необходимой эффективной и в то же время безопасной концентрации озона, а также подобрана комплектная озонаторная установка производительностью 500 г/ч. Данный метод позволит в среднем до 70 % снизить выбросы вредных веществ.

Техническим решением является комплектная озонаторная установка КОУ 500 производительностью по озону 500 г/ч.

После применения технологии можем наблюдать снижение количества вредных выбросов в атмосферу, которое представлено в диаграмме на рис. 1.

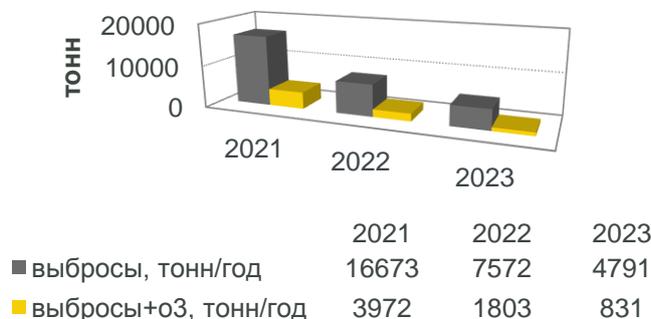


Рис. 1. Выбросы вредных веществ до и после использования технологии

Применение технологии повлияет на уплату за штрафы. На диаграмме 2, приведенной на рис. 2, представлена уплата за штрафы до и после применения технологии.

Для такого серьезного проекта очень важно экономическое обоснование. Менее года потребуются на окупаемость вложенных инвестиций. Результатом является экономический эффект в размере 1,39 млн рублей.

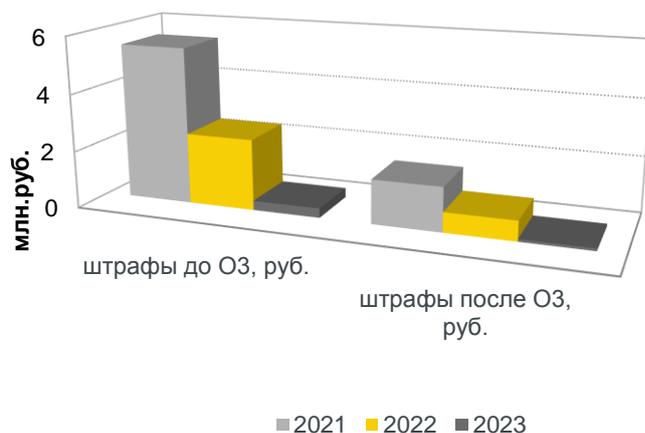


Рис. 2. Уплата за штрафы до и после применения технологии

### Заключение

1. Сжигание ПНГ оказывает значительное влияние на окружающую природную среду. При сжигании 1 млрд м<sup>3</sup> газа образуется около 30 тыс. т вредных выбросов. Причиной является неполнота сгорания газа.

2. Применение метода добавки озона перед сжиганием ПНГ является перспективным методом, так как позволяет снизить выбросы в атмосферу до 70 %, а также суммы штрафов.

3. С помощью компании по производству озонаторов Ecoson была теоретически рассчитана концентрация озона и комплектная озонаторная установка КОУ500 производительностью 500 г/ч.

4. Данный метод можно использовать для нейтрализации вредных выбросов не только, где сжигается попутный ПНГ, но и в других отраслях производств, где выбрасываются вредные вещества в атмосферу.

5. Высокий экономический эффект показывает исключительную доходность и прибыльность технологии. Благодаря новшеству достигается снижение суммы штрафов. Для внедрения процесса в производство необходим тщательный подбор концентрации озона в соответствии с компонентным составом и количеством попутного нефтяного газа. Благодаря таким нововведениям так же снижается отрицательное воздействие на окружающую среду.

### Список литературы

1. Химия загрязняющих веществ и экология / В.Н. Вернигорова, Н.И. Макридин, Ю.А. Соколова, И.Н. Максимова // ПАЛЕОТИП, 2005. С. 141–158.

2. Дудышев В.Д. Новая электроогневая технология – эффективный метод решения экологических и энергетических проблем // Экология и промышленность России. 1997. № 3. 15 с.

3. Громцев С.А., Смирнов В.Т., Пурмал М.Я. Способ регулирования процесса горения и устройство для его осуществления. Описание изобретения. ВНИИГПЭ, а.с. № 1394000. 1986.

УДК 551.89

А.Р. Квеско

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент А.А. Азеев  
Сибирский федеральный университет

## ИССЛЕДОВАНИЕ РАСТЕПЛЕНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ В ПРИАРКТИЧЕСКИХ ЗОНАХ СРЕДНЕЙ СИБИРИ

В настоящее время воздействие со стороны человека на окружающий мир стало столь велико, что приняло глобальный масштаб и привело к появлению зон экологического бедствия, которые не только наносят существенный экономический ущерб, а также способствуют проявлению принципиально новых негативных факторов.

В начале 2000-х была выдвинута гипотеза, о выбросах метана, которые происходят вследствие лавинообразной деструкции газогидратных линз, залегающих в верхних этажах мерзлотного слоя осадочного покрова арктического шельфа и побережья, где в интервале глубин от поверхности до 250 метров температура пород колеблется от 0 до  $-10$  °С, а статическое давление варьируется от 1 до 35 бар.

При таких параметрах среды устойчивость газогидратов в системе «вода – лед – газ-газогидрат» исключительно сильно зависит от давления (рисунок) – уменьшение его на 1–2 бара может спровоцировать самопроизвольное разложение газогидратов, при котором каждый кубометр «конденсированной» фазы продуцирует до  $170$  м<sup>3</sup> газа.

На территории РФ есть места, где проявления газогидратов насчитывают не один десяток лет.

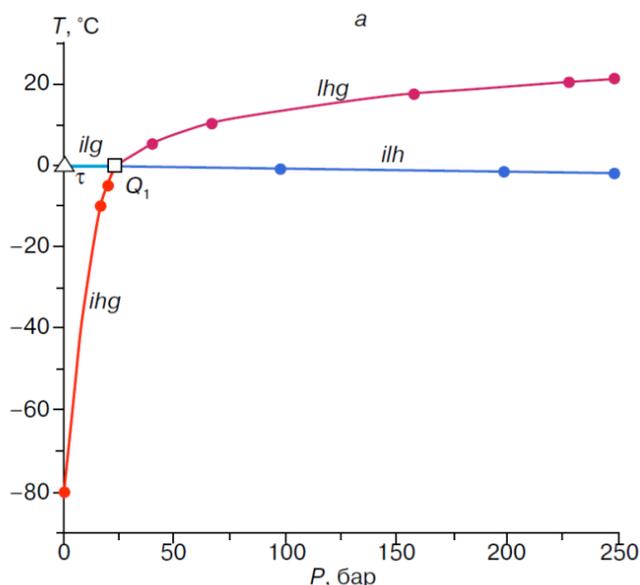


Рисунок. Диаграмма состояния системы «вода (l) – лед (i) – газ (g) – газогидрат (h)» в диапазоне температур от  $-80$  до  $+30$  °С и давлений 0–250 бар. Синяя линия определяет переход воды в лед (устойчив ниже линии), красная – разложение газогидратов метана (устойчивы ниже линии) с образованием свободного газа

Прежде всего, это Баренцево море, где первые кратеры на дне были обнаружены в 90-х гг. прошлого века. Аналогичные структуры самых разных размеров, вплоть до диаметров более 1 километра, имеют широкое распространение и на арктическом побережье Западной Сибири, ЯНАО, полуострове Ямал, в устье реки Енисей, Иркутской области и в Республике Саха (Якутии). Проблемы, связанные с гидратообразованием на разных этапах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Красноярского края, тоже требуют пристального внимания, а процесс активного выделения метана в Арктике с поверхности морей в атмосферу вызывает серьезную озабоченность. Природные газогидраты привлекают к себе внимание не только как потенциальный источник ископаемого топлива, но и как фактор климатических изменений [1].

Метан – сильнейший парниковый газ, в значительной степени отвечающий за потепление на планете. Объемы его выбросов в атмосферу над шельфом арктических морей сопоставимы с объемами метана, выделяемыми всей остальной поверхностью Мирового океана. Не случайно над морями Восточной Сибири наблюдается самая крупная на Земле положительная температурная аномалия. Связано это с тем, что все они – море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское – очень мелководные. Чтобы метан, выделяющийся в виде вертикальных струй со дна моря, растворился в толще воды, необходима глубина не менее 200 метров, а у побережья Восточной Сибири она меньше. Поэтому метан, который высвобождается при разложении метангидратных залежей, здесь активно выбрасывается в атмосферу. На шельфе других морей он обычно растворяется в воде, не достигая поверхности [2].

Стоит учесть, что процесс потепления в Арктике характеризуется наличием петли положительной обратной связи: увеличение темпов высвобождения метана, связанное с оттаиванием многолетнемерзлых пород в зоне повышенных температур, в свою очередь, приводит к дальнейшему ускоренному потеплению.

По оценкам Н.М. Чебаковой, «повышение средней температуры даже на полградуса – это очень много, а если она повышается на градус, то это катастрофа. Сейчас мы, делая оценки температур для Средней Сибири в пределах Красноярского края, видим, что в некоторых районах средние температуры января поднялись на 2–4 градуса всего за 50 лет, это очень много. Изменения особенно касаются зимних температур на северных широтах, где отмечается смягчение суровых зим. Для Средней Сибири  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  – это нормально;  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  не так часто, но бывает, а  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  уже практически не бывает» [3].

Все эти факты говорят о том, что необходимо детально разобраться в причинах и механизме таких выбросов, чтобы оценить риски ведения в Арктике хозяйственной деятельности, особенно связанной с нефтегазодобычей.

Наиболее очевидный путь – математическая модель для мониторинга внешних условий (глубина моря или влагонасыщенность, давление, температура), предшествующих растеплению газогидратов, и принятие превентивных мер для его предотвращения путем изменения термобарических условий или влажности. Модель проходит тестирование для условий Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

### Список литературы

1. Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M. Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor // *Science*. 2017. Vol. 356. P. 948–953.

2. Газовые гидраты в отложениях материков и островов / В.С. Якушев, Е.В. Перлова, Н.А. Махонина [и др.] // Рос. хим. журн. (Журнал Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). 2003. Т. XLVII, № 3. С. 80–90.

3. Сукачева А. Нельзя бесконечно использовать природу [Электронный ресурс] // Сибирский форум. Интеллектуальный диалог. URL: <http://sibforum.sfu-kras.ru/node/1114>.

УДК 537.622.3

**М.О. Борисов**

Научный руководитель – кандидат физико-математических наук, доцент **А.Э. Соколов**  
*Сибирский федеральный университет*

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАНОЧАСТИЦ МАГНЕТИТА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНО-НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Проблема техногенного загрязнения планеты является одной из самых важных в современном мире, в числе ведущих стоит загрязнение сточных вод продуктами нефтепереработки, так как потребности человека в нефти и ее производных увеличиваются с каждым днем.

Нефть, загрязняющая воду, представляет собой эмульсию вида нефть в воде. Асфальтены, которые содержатся в составе нефти, образуют на границе нефть – вода асфальтеновые оболочки и отличаются повышенной адсорбирующей способностью ферромагнитных наночастиц. Следовательно, магнитные наночастицы прилипают к эмульсии и этим обуславливается возможность управления ею с помощью внешнего магнитного поля.

В работе [2] было теоретически показано, что у частиц диаметром меньше 6 нм магнитный момент становится невелик, а наночастица слабо реагирует на внешнее неоднородное магнитное поле, поэтому такие частицы не представляют дальнейшего интереса для изучения. Максимально эффективный состав суспензии достигается с использованием наночастиц с размером, варьирующимся в диапазоне 6–24 нм, при котором они не коагулируют и, как следствие, будут подходить для многократного использования.

Тепловое равновесия достигается практически мгновенно у наночастиц диаметром до 24 нм (таблица), следовательно, они демонстрируют суперпарамагнитные свойства, поэтому наиболее подходящий размер наночастиц для магнетита варьируется в диапазоне 6–24 нм.

Таблица 1

Зависимость времени релаксации от размера наночастицы [2]

Размер наночастицы (нм)	23	24	25	26	27
Время релаксации (с)	0,0054	0,0509	0,5850	8,3149	146,116

В данной работе магнитные наночастицы получались методом лазерной абляции, при облучении объёмного образца лазером Nd:YAG при  $\lambda = 1\ 064\ \text{nm}$ , с дальнейшей стабилизацией поверхности наночастиц различным полимерным покрытием. Сравнение снимков показало, что метод лазерной абляции позволяет получать коллоидные растворы наночастиц магнетита с довольно широким распределением по размерам и легко осуществлять стабилизацию полученных наночастиц различными лигандами. При этом физические свойства наночастиц очень сильно меняются в зависимости от метода их получения и использованного лигандного покрытия, предотвращающего агломерацию наночастиц в коллоидном растворе. Именно поэтому наночастицы, полученные различными методиками, нуждаются в доскональном изучении и паспортизации. Нефть, смешанная с водой, делится на несколько фракций: легкая, средняя и тяжелая. Если удаление тяжелой и легкой фракций не вызывает особых проблем, то очищение от средней вызывает очень серьезные затруднения, так как нефть создает с водой коллоидный раствор, где частицы нефти находятся во взвешенном состоянии между молекулами воды. Также они не склонны к осаждению, и их нельзя отделить от дисперсионной среды центрифугированием и фильтрованием. Поэтому для очистки данной фракции лучше использовать магнитные наночастицы. По результатам проведенных нами опытов выяснилось, что обычные (нестабилизированные) наночастицы без каких-либо полимерных покрытий обладают не удовлетворяющей нас эффективностью. Наночастицы с покрытием из поливинилпирролидона являются более результативными, так как их средний размер попадает в промежуток, в котором наночастицы проявляют суперпарамагнитные свойства. Также наночастицы, покрытые данным поверхностно-активным веществом, обладают более сильным эффектом адсорбции нефти. Наночастицы, покрытые оболочкой из полиэтиленгликоля, не представляют интереса для дальнейшего изучения, так как не входят в необходимый промежуток при котором тепловое равновесие достигается мгновенно.

Исследования, проводимые американскими коллегами [6], показали, что наночастицы, покрытые  $\text{NH}_2$ -группами, способны более эффективно отчищать нефть от воды и являются очень продуктивными, так как один грамм магнитных наночастиц, покрытых поверхностно-активными  $\text{NH}_2$ -группами, способен отчистить 149 грамм сырой нефти, и обладают превосходной степенью очистки. Использование наночастиц, покрытых аммиачными группами, дает большое преимущество перед ранее исследованными нами наночастицами, покрытыми поливинилпирролидоном и полиэтиленгликолем. Наноконструктивный раствор с использованием покрытия действующего вещества аммиачными группами многократно усиливает как степень очистки, так и ее скорость. Использование наночастиц, покрытых веществами, усиливающими их адсорбционные свойства, может осуществлять не только для очистки, но и для сдерживания нефти и ее локализации.

### Список литературы

1. Магнитные наночастицы: методы получения, строение и свойства / С.П. Губин, Ю.А. Кокшаров, Г.Б. Хомутов, Г.Ю. Юрков // Успехи химии. 2005. № 74 (6). С. 539–568.
2. Лютоев А.А., Смирнов Ю.Г. Моделирование поведения магнитных наночастиц в жидкой среде с целью разработки технологии очистки загрязненных нефтью сточных вод // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. № 4. С. 424–435.

3. Светличный В.А., Смуглов А.А., Лапин И.Н. Установка для синтеза наночастиц методом лазерной абляции // Материалы IX Междунар. конф. студентов и молодых учёных «Перспективы развития фундаментальных наук». С. 221–223.
4. Никифоров В.Н. Биомедицинское применение магнитных наночастиц // Наука в промышленности. 2011. № 1. С. 90–99.
5. Справочник по технологии наночастиц: пер. с англ. / науч. ред. А.Б. Ярославцев, С.Н. Максимовский. М.: Науч. мир, 2013. 730 с.
6. Recyclable amine-functionalized magnetic nanoparticles for rapid demulsification of crude oil-in-water emulsions / Qing Wang, Maura C. Puerto, Sumedh Warudkar [et al.] // The Royal Society of Chemistry 2018. 2018. № 4. С. 1553–1563.

УДК 502.521

**А.С. Харыбина, А.К. Юмашева**

Научный руководитель – кандидат педагогических наук, доцент **Н.Е. Лобжанидзе**  
*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

## **ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ФОН ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

Изучение углеводородных соединений, вызывающих ухудшение качества окружающей среды и вместе с тем повсеместно распространенных в природных и техногенных ландшафтах, уже несколько десятилетий остается одной из наиболее актуальных и очень сложных проблем геоэкологии.

При углеводородном загрязнении тесно взаимодействуют три группы экологических факторов: 1) сложность, уникальная поликомпонентность состава нефти, находящегося в процессе постоянного изменения; 2) сложность, гетерогенность состава и структуры любой экосистемы, находящейся в процессе постоянного развития и изменения; 3) многообразие и изменчивость внешних факторов, под воздействием которых находится экосистема: температура, давление, влажность, состояние атмосферы, гидросферы и т.д. [1].

Одной из задач геоэкологических исследований является поиск аналитических методов для дифференцированной оценки вклада природной и техногенной составляющих в углеводородах органического вещества, экстрагированных органическими растворителями из проб почв и грунтов [2].

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – ограниченность видового и экологического разнообразия организмов, обитающих в них. Происходит ухудшение автотрофной ассимиляции, ингибирование функциональной активности почвенных животных и ферментативной активности почв.

Определение нефтепродуктов в почве во время исследования было основано на их экстракции хлороформом, дальнейшем извлечении гексаном, отделении полярных органических соединений путем адсорбции на оксиде алюминия и определении нефтепродуктов гравиметрическим методом.

Можно сделать вывод, что пропитывание нефтяными углеводородами почвенной массы приводит к существенным изменениям в химическом составе, физических свойствах и структуре почв [3]. В первую очередь это сказывается на гумусовом горизонте: количество углерода в нем резко увеличивается, но углеводородное вещество значительно ухудшает свойство почв как питательного субстрата для растений. В почве меняются окислительно-восстановительные условия, увеличивается подвижность гумусовых компонентов из ряда микроэлементов. Все это влечет ухудшение состояния растительности, падение продуктивности земель.

### Список литературы

1. Гаджиев Н.Г., Гакаев Р.А. Почвенные экосистемы под влиянием техногенного воздействия и некоторые вопросы по их улучшению (на примере Чеченской Республики) // Актуальные проблемы экологии и природопользования. Ч. 1. 2012. С. 310–317.
2. Другов Ю.С., Родин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. СПб.: Анатолия, 2000. 250 с.
3. Капелькина Л.П. Экосистемный подход к установлению региональных нормативов допустимого остаточного уровня содержания нефтепродуктов в почвах болотных ландшафтов // Экобиотехнология. Борьба с нефтяным загрязнением окружающей среды. Пушино. 2001.

УДК 622.276.4:536.212.3

**Д.А. Крутых**

Научный руководитель – и.о. начальника цеха **Г.А. Шмелев**  
АО «АНПЗ ВНК»

## ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ КОМПАНИИ «РОСНЕФТЬ»

Задачей данного проекта является замена морально устаревшего способа изоляции технологических трубопроводов, а также обеспечение более надежной и безопасной эксплуатации и сокращение материальных затрат на изоляцию трубопроводов.

На сегодняшний день в большинстве случаев на технологических трубопроводах используют минеральную вату с листовым металлом. При осуществлении ремонта трубопровода, ревизии, экспертизы промышленной безопасности приходится демонтировать имею-

щуюся изоляцию и, как правило, монтировать в дальнейшем новую. Данный способ отнимает немалое количество сил и материальных средств.

Для исключения таких проблем предлагается рассмотреть применение жидкой теплоизоляции.

Основные недостатки минеральной ваты с покрытием листового металла следующие:

- из-за того, что минеральная вата устанавливается дискретно (плитами, рулонами), в изоляционном слое присутствуют зазоры и щели, через которые возможны утечки тепла;
- при значительной разнице температур между стальными листами и минеральной ватой будет образовываться конденсат. Минеральная вата очень гигроскопична, от постоянного конденсата ее теплоизоляционные свойства будут значительно ухудшаться. В итоге срок годности такого утепления составит не более трех лет;
- монтаж подобной изоляции очень трудоемок и требует значительных трудовых затрат;
- изоляция обладает большими габаритными размерами, что затрудняет работы по техническому обслуживанию трубопровода (ревизия трубопровода, монтаж/демонтаж временных заглушек, ревизия арматуры, установленной на трубопроводе);
- при длительном использовании исключает возможность повторного использования;
- острые кромки, образованные вследствие монтажа листового металла на врезках, тройниках, задвижках, заусенцы увеличивают риск травмирования персонала;
- вследствие накопления влаги в минеральной вате при некачественном монтаже, создаются дополнительные нагрузки (из-за увеличения ее веса) и нередко образуются провисы трубопроводов между опорами, создавая «мертвые, застойные зоны»;
- во время пожара, минеральная вата будет тлеть.

Теплоизоляционный пенополиуретан был разработан в конце 1970-х гг. и по своим теплоизоляционным свойствам не уступает минеральной вате.

Недостатки пенополиуретанового покрытия:

- низкая влагостойкость и стойкость к ультрафиолетовому излучению данного материала требует дополнительной защиты покрытием;
- пенополиуретан плохо реагирует на динамические расширения и сужения конструкции трубопроводов, возникающих вследствие изменения температуры металла;
- покрытие, которое создается ППУ, может растрескаться и абсолютно потерять адгезию к металлу;
- невозможность проведения осмотра и дефектоскопии (толщинометрии) трубопровода.

Не так давно появился еще один теплоизоляционный материал, характеристики и преимущества которого делают его материалом будущего. Жидкая теплоизоляция состоит из жидкого связующего (синтетический каучук и акриловые полимеры) и двух типов микросфер – вакуумированные (с разреженным газом) керамические микросферы и силиконовые микросферы, заполненные воздухом. После нанесения материала на изолируемую поверхность, в процессе высыхания и последующей полимеризации покрытия, вокруг силиконовых микросфер с воздухом внутри образуются коконы из керамических микросфер с вакуумом внутри. Таким образом, создается каркас из плотно прилегающих друг к другу коконов, состоящих из силиконовых сфер, заполненных воздухом, и керамических сфер с вакуумом внутри. Акриловый полимер же плотно связывает между собой эти коконы, а также образует многослойную структуру, состоящую из мельчайших пленчатых волокон, между которыми

образуются воздушные прослойки. Данный состав получает слой с очень низкой теплопроводностью – около 0,001 Вт/м·°С.

Жидкая теплоизоляция может состоять не только из акрилового связующего и микросфер, но в зависимости от модификации в их состав могут вводиться специальные добавки, которые делают материал применимым для решения более широкого спектра задач. Некоторые модификации жидкой теплоизоляции содержат ингибитор коррозии, который, вступая в реакцию с ржавчиной, не дает ей пройти сквозь покрытие и разрушить его, поэтому такие покрытия можно наносить на металлические конструкции без предварительной антикоррозийной подготовки их поверхности, т.е. прямо на ржавчину. Существуют и специальные модификации жидкой теплоизоляции, которыми можно работать при отрицательных температурах окружающего воздуха (до –35 °С).

Таким образом, жидкие керамические теплоизоляционные покрытия обладают большим рядом преимуществ:

- материал имеет высокую адгезию к различным поверхностям;
- материал защищает изолированный объект от воздействия влаги и атмосферных осадков;
- обладает антикоррозийными свойствами;
- наносится на любую форму поверхности;
- материал предотвращает образование конденсата;
- отражает до 85 % теплового излучения;
- защищает различные металлоконструкции от деформации при перепадах температур;
- отсутствует дополнительная нагрузка на несущие конструкции;
- покрытие устойчиво к воздействию УФ-лучей;
- материал быстро наносится, а готовое покрытие просто ремонтируется и восстанавливается;
- материал обладает огнеупорностью (обугливается при температуре 260 °С, разлагается при 800 °С с выделением окиси углерода и окиси азота, что замедляет распространение пламени);
- не требует монтажа контуров заземления, поскольку является диэлектриком, не накапливает статическое электричество на поверхности;
- является экологически чистым продуктом, безопасным и нетоксичным.

### Список литературы

1. URL: <http://www.alpstroygroup.ru/stoimost-pokraski-metallokonstrukcij.html>.
2. URL: <http://www.paritet-energo.ru/stoimost-montazha-teploizolyacii-tarify-moscow.html>.
3. URL: <https://flagma.ru/izollat-so252847-1.html>.

УДК 519.688

**Т.С. Бадрак**

Научный руководитель – инженер пожарной безопасности, доцент **А.В. Богданов**  
*Сибирский федеральный университет*

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРОГНОЗА ОПЕРАТИВНОЙ ОБСТАНОВКИ ПРИ ПОЖАРЕ НА ОБЪЕКТЕ С МАССОВЫМ ПРЕБЫВАНИЕМ ЛЮДЕЙ НА ПРИМЕРЕ БОЛЬШОГО КОНЦЕРТНОГО ЗАЛА Г. КРАСНОЯРСКА

«СИГМА ПБ» – компьютерная программа, предназначенная для расчета пожарных рисков и моделирования эвакуации. С помощью этой программы можно оценивать время блокирования опасными факторами пожара (ОФП) путей эвакуации и расчетное время эвакуации из зданий и сооружений для эвакуации и заданных условий пожара. Для этого используются полевая модель развития пожара и модель движения людей индивидуально-поточного типа.

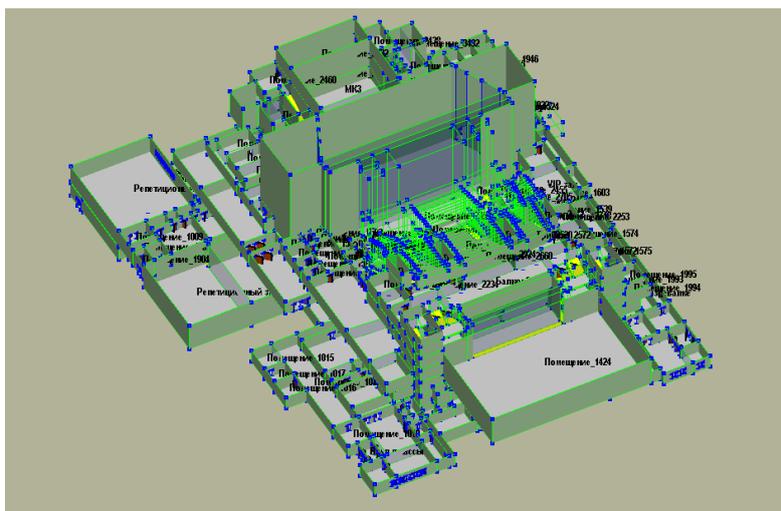


Рисунок. Рассматриваемый объект, смоделированный в программе

Программа по расчету пожарных рисков позволяет оперативно и наглядно выполнить расчеты с учетом систем противопожарной защиты, определить безопасные сценарии эвакуации.

### Список литературы

1. URL: <https://3ksigma.ru/>.
2. Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности: приказ от 30.06.2009 № 382. URL: <http://docs.cntd.ru/document/902167776>.

УДК 620.9: 502.174

**Д.А. Липчинский**

Научный руководитель – начальник сектора **А.А. Швецов**  
АО «АНПЗ ВНК»

## СНИЖЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ РЕКУПЕРАТИВНЫХ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

Использование энергии теплого воздуха систем вентиляции за счет внедрение рекуперативных вентиляционных систем может стать одним из путей решения проблемы экономии топлива и повышения энергоэффективности предприятия, а также экологически правильным решением и залогом комфортного воздухообмена.

Экономический эффект от внедрения рекуператоров в системах механической приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха в первую очередь достигается в результате уменьшения расхода тепловой энергии на нагрев приточного воздуха, подаваемого в обслуживаемые помещения. Нагрев приточного воздуха в рекуператоре происходит за счет отвода теплоты от потока удаляемого воздуха к наружному приточному воздуху.

Рекуператоры тепла вытяжного воздуха вентиляционных систем целесообразно устанавливать в тех помещениях, где производится постоянный воздухообмен. Причем чем больше объем помещения и выше необходимая кратность циркуляции воздуха, тем больший объем воздуха одновременно поступает и удаляется из здания. Соответственно, в таких помещениях установка теплоутилизатора позволит экономить большее количество энергии. Также необходимо учитывать и индивидуальную планировку помещения, обвязку воздухопроводов, количество приточных и вентиляционных установок, свободное для установки рекуператора пространство.

Количество сэкономленной тепловой энергии, полезно возвращаемой рекуператором, складывается из потока явной теплоты, обусловленной температурой удаляемого воздуха, и потока скрытой теплоты, выделяющейся в пределах поверхности рекуператора при конденсации, содержащейся в удаляемом воздухе влаги.

Тепловая мощность рекуператора для каждого  $i$ -го часа его работы вычисляется по формуле, Гкал/ч,

$$Q_{i,m.y.} = 0,24 \cdot \varepsilon_{tot} \cdot (t_{i,l} - t_{i,ext}) \cdot c \cdot L_{i,ext} \cdot 10^{-6} , \quad (1)$$

где  $\varepsilon_{tot}$  – тепловая эффективность теплоутилизатора по полной теплоте;  $t_{i,l}$  – температура удаляемого воздуха, °С;  $t_{i,ext}$  – температура наружного воздуха, °С;  $c$  – теплоемкость воздуха, кДж/(м<sup>3</sup>·°С);  $L_{i,ext}$  – объемный расход наружного приточного воздуха, м<sup>3</sup>/ч.

Расчет поверхности нагрева  $F$  рекуператора произведем исходя из уравнения теплопередачи теплообменника:

$$Q_2 = K \cdot \Delta \bar{t} \cdot F \quad \text{Вт} , \quad (2)$$

где  $K$  – коэффициент теплопередачи для трубного пучка теплообменника, Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $\Delta\bar{t}$  – средний температурный напор в теплообменнике между греющим паром и нагреваемым теплоносителем, °С;  $F$  – поверхность нагрева, м<sup>2</sup>.

Установка система рекуперации тепла на нефтеперерабатывающих предприятиях является, безусловно, высокоэнергоэффективным мероприятием.

Монтаж установки рекуперации тепла воздуха вытяжной вентиляции позволит:

- снизить потребление топлива и повысить энергоэффективность предприятий;
- снизить тепловое воздействие на окружающую среду;
- положительным образом скажется на имидже предприятий в целом, так как установки по рекуперации тепла на промышленных объектах нашей страны практически не применяются и данная тема является новой.

### Список литературы

1. Астановский Д.Л., Астановский Л.З. Использование теплообменных аппаратов новой конструкции в теплоэнергетике // Теплоэнергетика. 2007.
2. Бухаркин Е.Н. Возможности экономии электроэнергии при использовании конденсационных теплоутилизаторов в водогрейных котельных // Промышленная энергетика. 1998. № 7. С. 34–37.
3. Гаряев А.Б., Цепляева Е.В. Расчет утилизации теплоты влажных газов в теплообменных аппаратах перекрестного тока // Вестн. МЭИ. 2003. № 5. С. 82–85.
4. Повышение эффективности работы тепловых электрических станций / Л.А. Беляев [и др.] // Энергоэффективность и использование возобновляемых источников энергии – основные резервы энергетической безопасности регионов России: материалы докл. VIII Всерос. совещания, 14–16 ноября 2007 г. Томск: Технопарк, 2007.
5. Ефимов А.В., Гончаренко А.Л., Гончаренко Л.В. Разработка пластинчатого воздухоподогревателя конденсационного типа для теплоутилизационной системы // ЕНЕРГЕТИКА: економіка, технології, екологія. 2012. № 2 (31).
6. Отопление и вентиляция: учебник: в 2 ч. 3-е изд., пераб. и доп. / П.Н. Каменев, А.Н. Сканави, В.Н. Богословский [и др.]. М.: Стройиздат, 1975.

УДК 622.692.4:681.883.2

**В.И. Пачковский, Н.А. Гуров**

Научные руководители: доктор технических наук, профессор **Ю.Н. Безбородов**,  
кандидат технических наук, доцент **А.Н. Сокольников**  
*Сибирский федеральный университет*

## ГЕОЛОКАЦИОННЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДА

В последние годы решение задач обеспечения промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта приобретает особенное актуальное значение в связи с несанкционированным подключением к трубопроводам, так называемыми «врезками». Такие противоправные действия в большинстве случаев приводят к чрезвычайным ситуациям: авариям и последующим загрязнением окружающей среды. Поэтому повышение надежности и безопасности технологических процессов при эксплуатации магистральных трубопроводов с применением современных методов и технологий дистанционного контроля является актуальной задачей [1].

При этом на сегодняшний день в нефтегазодобывающих компаниях наиболее распространены три метода контроля несанкционированных врезок: 1) внутритрубная диагностика, недостатком которой является ее долгая периодичность (РД-39-132–94); 2) визуальный контроль – в результате большой протяженности магистрального трубопровода под землей, возникают проблемы с его визуальным контролем; 3) контроль рабочих параметров технических процессов перекачки. В настоящее время существующие приборы контроля технических параметров процесса перекачки обладают погрешностью в пределах от 0,25 до 1 %. [2].

Проанализировав существующие методы, можно сказать, что они недостаточно эффективны. Целью данной работы является разработка технологии оперативного обнаружения несанкционированных врезок в магистральном трубопроводе. Эксперимент проводился при помощи АБ-1000 и трех разных по диаметру и материалу труб, закопанных в песок.

Принцип действия большинства современных георадаров тот же, что и у обычных импульсных радаров. В изучаемую среду излучается электромагнитная волна, которая отражается от разделов сред и различных включений. Отраженный сигнал принимается и записывается георадаром [3].

**Метод по обнаружению несанкционированных врезок с помощью судна на воздушной подушке (СВП).** Данный метод заключается в закреплении на СВП георадаров АБ-1000 (рис. 1) с трех сторон на высоте 30–40 см от уровня земли, которые, в свою очередь, находятся на стабилизирующей конструкции. Стабилизирующие конструкции нужны для того, чтоб убрать погрешность, которая появляется при вертикальных изменениях георадара. Принцип работы следующий: СВП перемещается вдоль изучаемой местности, в подповерхностный слой земли излучается электромагнитный импульс, который отражается от раздела сред или включения. Отраженный сигнал принимается и записывается прибором, полученный результат отображается на экран компьютера. Эксперимент по обнаружению отводов за счет СВП показан на рис. 2.

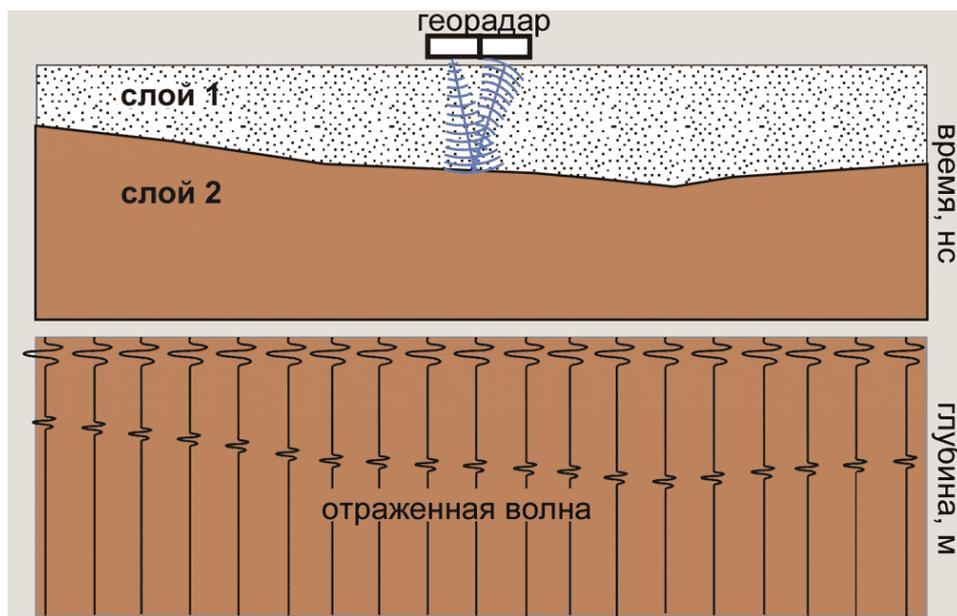


Рис. 1. Принцип работы георадара

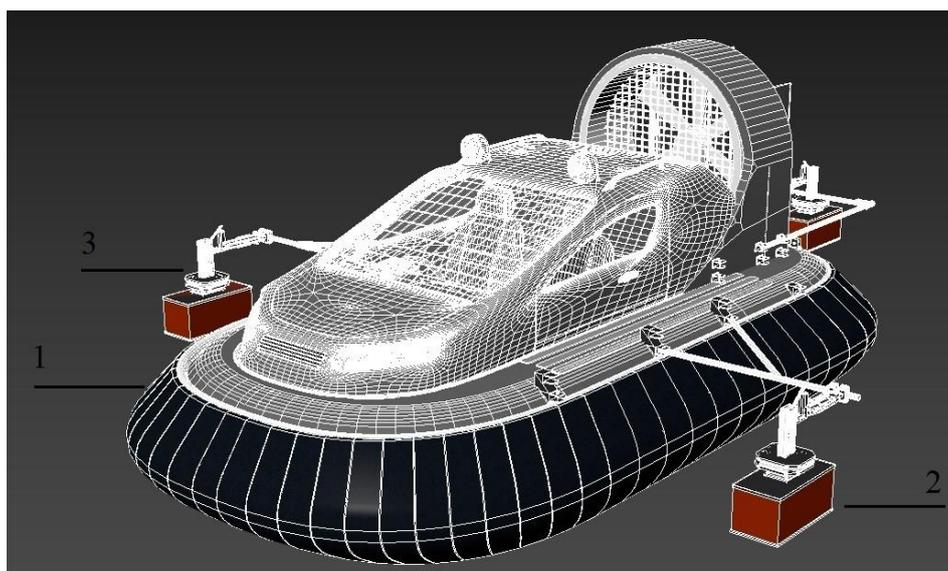


Рис. 2. Наземная геолокация за счет СВЧ: 1 – судно на воздушной подушке; 2 – георадар АБ 1000; 3 – стабилизатор движения

### Список литературы

1. Публичное акционерное общество «Транснефть» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.transneft.ru> (дата обращения: 18.02.2017).
2. Первухин П.А. Методы и приборы обнаружения утечек нефтепродуктов [Электронный ресурс] // Технологии техносферной безопасности. 2009. № 6. URL: <http://ipb.mos.ru/ttb>. (дата обращения: 19.01.2017).
3. Пат. 2119680 Российская Федерация, МПК G 01 V 3/11. Способ геоэлектromагнитной разведки и устройство для его реализации / Ю.П. Кравченко; заявитель и патентообладатель Кравченко Юрий Павлович. № 94014548/25; заявл. 19.04.94; опубл. 27.09.98.

УДК 502.174:624.15

**А.В. Меньшикова**Научный руководитель – начальник отдела **С.А. Хромов**  
*ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»***ПРИМЕНЕНИЕ БУРОВОГО ШЛАМА ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА  
ОБЪЕКТОВ ЛОДОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Охрана и защита окружающей среды, особенно при освоении территорий Крайнего Севера, – одна из важнейших задач нефтедобывающей отрасли. Процесс нефтедобычи сопровождается образованием большого количества отходов. Существует необходимость их утилизации.

Способ использования буровых отходов с получением из них строительного материала позволяет решить экологические задачи по обезвреживанию буровых отходов, а также задачи их полезной утилизации.

В то же время одной из актуальных проблем является проблема обустройства нефтегазовых месторождений в условиях сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Специфика таких грунтов требует особых конструктивных решений и методов строительства, а также особых мер по обеспечению надежности возводимых конструкций, в том числе фундаментов. Для удаленных нефтегазовых районов, с учетом имеющегося в них дефицита строительных материалов и дороговизны их транспортировки, использование буровых отходов в составе строительных материалов является выгодным решением.

Существуют различные технологии переработки отходов бурения в строительные материалы – буролитовая смесь, грунтобетон и др. Одна из существующих технологий подразумевает создание строительного материала «РЕСОИЛ» (патент на изобретение № RU 2 593 289 С1). «РЕСОИЛ» производят путем смешения буровых отходов, цемента (15 % от веса буровых отходов), песка (40 % от объема буровых отходов) и диатомита (0,1 % от веса отходов) [4]. Цемент используют в качестве отвердителя смеси. Природный песок используют в качестве минерального наполнителя смеси. Диатомит обеспечивает песку дополнительный сорбционный эффект, увеличивая его поглотительную способность.

Специфика многолетнемерзлых грунтов, которыми характеризуется, в частности, Лодочное месторождение, требует особых конструктивных решений для обустройства месторождений, в том числе для свайных фундаментов. СП 25.13330.2012 [1] предъявляет требование заполнять полые сваи и сваи-оболочки бетоном класса не ниже В7,5, а в пределах слоя сезонного промерзания-оттаивания и выше – бетоном класса не ниже В15.

На практике при строительстве в условиях многолетнемерзлых грунтов из-за климатических особенностей районов существуют трудности с производством бетона в связи с наличием «мокрых» процессов на стройплощадке.

Существует необходимость заполнения полости свайных фундаментов материалом, который можно без затруднений приготовить на строительной площадке. Переработка буровых отходов в строительный материал, который по свойствам схож с искусственным материалом,

получаемым смешением различных минеральных смесей с цементом или другими неорганическими вяжущими, является отличным решением экологических проблем, а также рационального использования ресурсов.

В качестве примера используются буровые отходы с кустовой площадки Лодочного месторождения. Изготовленный строительный материал «РЕСОИЛ» предполагается использовать в качестве заполнителя полости свай на площадном объекте Лодочного месторождения. Количество возводимых свай – 14 377 штук, объем заполнения – 2 673,93 м<sup>3</sup>.

Изготовление «РЕСОИЛА» происходит на строительной площадке путем перемешивания всех компонентов ковшем экскаватора в шламовом амбаре.

В результате сравнения заполнения полости свайных фундаментов бетоном и «РЕСОИЛОМ» экономический эффект от внедрения строительного материала составил порядка 9 млн руб.

Результаты экономического сравнения представлены в таблице.

Таблица

Технико-экономическое сравнение вариантов заполнения полости свай

Наименование	Заполнение бетоном класса В7,5 и В15	Заполнение строительным материалом "РЕСОИЛ"
Объем заполнения, м <sup>3</sup>	2673,97	
Стоимость материалов, тыс. руб.	5 199,48	2 968,03
Стоимость транспортировки материалов, тыс. руб.	8 912,39	2 262,43
Стоимость производства работ, тыс. руб.	1 100,53	917,54
<b>ИТОГО</b>	<b>15 212,41</b>	<b>6 148,00</b>
Экономический эффект от внедрения, тыс. руб.	0	<b>+9 064,41</b>

Таким образом, переработка буровых отходов и производство из них строительного материала позволяет решить важнейшие экологические проблемы и проблемы ресурсосбережения. Кроме того, благодаря использованию «РЕСОИЛА» в качестве заполнения свай, решается проблема высоких затрат на транспортировку материалов, так как большая часть материалов находится в районе производства работ.

### Список литературы

1. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04–88 [Электронный ресурс]. Доступ из информационно-справочной системы «Техэксперт».
2. Мустаева А.И. Утилизация буровых отходов // 8-я Междунар. науч. конф. «World science: problems and innovations».
3. Николаев Н.А., Сивков Ю.В. Анализ методов, применяемых при обезвреживании нефтешлама на месторождениях Тюменской области.
4. Пат. 2593289. Российская Федерация, МПК С 04 В 18/04. Строительный материал «Ресоил» / Чупин А.В.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «СеверЭкоСервис». № 2015118078/03; заявл. 14.05.2015; опубл. 10.08.2016. Бюл. № 22. – 9 с.
5. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов // Нефтегазовое дело. 2006.

УДК 629.072:004.896

**А.С. Савич**

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.В. Серватинский**  
*Сибирский федеральный университет*

## **ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ**

На севере Красноярского края в условиях Крайнего Севера есть сеть автомобильных дорог, которые располагаются на многолетнемерзлых грунтах (далее ММГ) в районах со сложными гидрогеологическими и климатическими условиями. Освоение Енисейского севера несет в себе огромное стратегическое значение для России, так как данные территории таят в себе уникальные месторождения полезных ископаемых. Огромные производительные силы направлены на освоение этих территорий, но своеобразие природных комплексов, малоизученность многолетнемерзлых пород и подземных льдов во многом усложняет и затрудняет строительство автомобильных дорог. Практически нет ни одной действующей автомобильной дороги, которая при сложных природно-климатических условиях продолжала в процессе эксплуатации сохранять свои нормативные показатели. Со временем эти автомобильные дороги деформируются и разрушаются, причем процессы приобретают незатухающее значение и все больше распространяются. По многолетним наблюдениям паводочный сброс в условиях криолитозоны в некоторых районах достигает значений природных катастроф.

Постройка автомобильной дороги вносит большие изменения в температурные гидрогеологические условия многолетнемерзлых грунтов, и влияние этих изменений необходимо постоянно контролировать в течение всего периода эксплуатации, выполняя соответствующие мероприятия по содержанию и текущему ремонту.

В настоящее время полноценный технический мониторинг на таких автомобильных дорогах практически не осуществляется, особенно важны такие наблюдения в летний период. С выпадением атмосферных теплых осадков наблюдается значительный перенос тепла из атмосферы в ММГ, выступающие в роли водоупора.

Диффузия теплых осадков через крупнообломочные грунты склонов и распространенные мохо-торфяные толщи (водонасыщение 800 %) характеризуется полным впитыванием. Осадки, таким образом, достигают водоупора в виде верхней границы ММГ, затем, стекая, возвращаются в русло гидрографической сети. Места разгрузки почвенно-грунтового стока могут перемещаться по склону, и часто в процессе стока происходит выклинивание части воды и переход от фильтрационного к поверхностному стоку, а при дальнейшем стекании возможна инфильтрация вновь.

Температура воды выпавшего дождя значительно выше температуры грунтов деятельного слоя. По нашим наблюдениям и измерениям, температура теплых осадков составляет 15–16 °С, в зонах разгрузки температура составляет 3–4 °С, а в образовавшемся ручье наблюдается незначительное повышение температуры до 6–7 °С (рисунок).

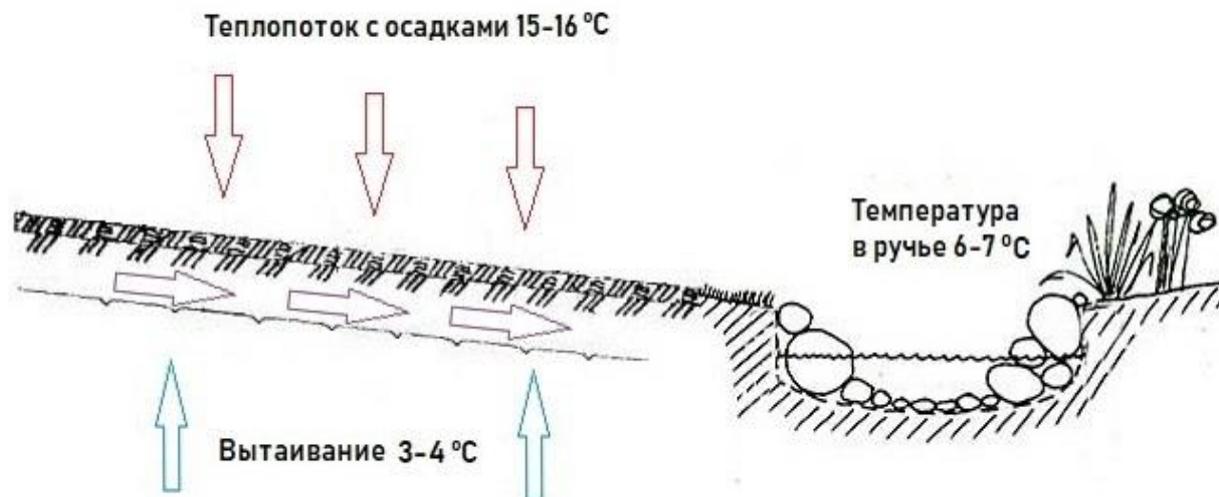


Рисунок. Схема теплоточков воды в летний период в районах многолетних мерзлых грунтов

Таким образом, происходит мощный теплоточек в многолетний мерзлый грунт, так как количество теплоты, необходимое на нагревание грунта, меньше, чем на оттаивание льда в мерзлых породах. В ходе исследований и измерений выявлено, что большая часть теплоты (больше 80 %) расходуется на преодоление нулевой завесы.

И для определения зависимости количества теплоточка ручьев от количества теплых осадков и температуры воздуха в летний период, а также для повышения эффективности мониторинга дорожно-транспортного процесса в зоне ММГ, была проведена аналитика климата в северных районах Красноярского края, в частности г. Игарка. Следует отметить, что очень перспективные Ванкорское и Тагульское нефтегазоконденсатные месторождения, расположенные в Туруханском районе Красноярского края в 140–150 км от г. Игарка.

Для получения информации о метеорологических изменениях были запрошены данные с метеорологических станций и метеопостов на северных территориях, нас интересовали температура воздуха в летний период и количество теплых осадков (таблица).

Основную сложность в поиске данных доставил переход с аналогового оборудования на цифровое. В настоящее время проходит оцифровывание метеоданных рукописных журналов. Часть метеоданных самостоятельно переводилась в электронные таблицы.

Таблица

Значения количества выпавших летних среднемесячных осадков (мм) и среднемесячной температуры в г. Игарка Красноярского края за период с 2008 года по 2018 г.

Период наблюдений 2008–2018 гг.	ИЮНЬ		ИЮЛЬ		АВГУСТ	
	Средне-месячное количество осадков, мм	Средне-месячная температура воздуха, °C	Средне-месячное количество осадков, мм	Средне-месячная температура воздуха, °C	Средне-месячное количество осадков, мм	Средне-месячная температура воздуха, °C
	55,8	8	58,0	15,2	66,58	4,9

Климат в городе Игарка холодно умеренный. Наблюдается выпадение большого количества осадков в Игарке даже в самый засушливый месяц. Средняя температура воздуха в Игарке составляет  $-8,2$  °С, среднегодовая норма осадков – 494 мм. Для нашей работы актуальны климатические характеристики летних месяцев. В среднем температура в июле составляет  $15,2$  °С, июль является самым теплым месяцем.

Из-за специфических физических свойств многолетнемерзлых грунтов в северных районах с учетом метеорологических условий важными моментами экологической безопасности данных территорий являются:

- постоянное отслеживание изменений грунтовых процессов сезонного промерзания и оттаивания;
- наблюдения за количеством выпавших осадков;
- наблюдения за температурными колебаниями атмосферного воздуха;
- наблюдения состоянием дорожного покрытия.

Таким образом, проведенные исследования позволили сделать вывод, что для объективного расчета прогнозируемого стока в ММГ необходимо учитывать сумму выпавших жидких осадков и воды, образовавшейся в процессе вытаивания из ММГ. Это значит, что к створу малого искусственного сооружения, осуществляющего отвод воды ручья от полотна автомобильной дороги, приходит воды больше, чем выпало осадков. Для решения этой проблемы необходимы конструкторские решения.

### Список литературы

1. ВСН 137-89 (Минтрансстрой СССР). Проектирование, строительство и содержание зимних автомобильных дорог в условиях Сибири и Северо-Востока СССР [Электронный ресурс]. М.: Стандартинформ, 1990 // Профессиональные справочные системы «Техэксперт». URL: <http://www.cntd.ru>.
2. Иванов И.П., Тржцинский Ю.Б. Инженерная геодинамика СПб.: Наука, 2001. 416 с.
3. ОДМ 218.9.015–2016. Рекомендации по организации автоматизированного мониторинга состояния искусственных сооружений автомобильных [Электронный ресурс]. М.: Стандартинформ, 2016 // Профессиональные справочные системы «Техэксперт». URL: <http://www.cntd.ru>.
4. ОДМ 218.2.091–2017. Геотехнический мониторинг сооружений инженерной защиты автомобильных дорог [Электронный ресурс]. М.: Стандартинформ, 2017 // Профессиональные справочные системы «Техэксперт». URL: <http://www.cntd.ru>.
5. Павлов А.В., Малкова Г.В. Современные изменения климата на Севере России Альбом мелкомасштабных карт. Новосибирск: Академ. изд-во «Гео», 2005. 54 с.