

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

# **ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

*Материалы Международной научно-практической конференции  
обучающихся, аспирантов и ученых*

*Том 1*

Тюмень  
ТИУ  
2017

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

О 60

**Ответственный редактор:**

Ю. Б. Чебыкина

О 60 **Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса:** материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижевартовск, 20 апреля 2017 г.). В 2-х томах / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень: ТИУ, 2017.

Том 1. – 370 с.

ISBN 978-5-9961-1519-8 (общ.)

ISBN 978-5-9961-1520-4 (Том 1)

В сборник вошли научные исследования профессорско-преподавательского состава, аспирантов и сотрудников нефтегазодобывающих предприятий по широкому кругу вопросов, связанных с нефтегазовой отраслью и автотранспортным хозяйством.

География участников конференции:

Mott MacDonald Ltd, Bristol, UK (Англия); ПДВ С. А. Петролео (Венесуэла); НТЦ НИС – Нафтагаз д.о.о. (г. Нови Сад, Сербия); Огранак «Недра Жабаль» (г. Нови Сад, Сербия); ООО «МВ Продакшн» (г. Санкт-Петербург); АО «Гипрогазцентр» (г. Нижний Новгород); ООО «Газпром трансгаз Ухта»; АО «Самотлорнефтегаз» (г. Нижневартовск); АО «Востсибнефтегаз» (г. Красноярск); ООО «СК «Черногорнефтеотдача» (г. Тюмень); ОАО «НижевартовскНИПИнефть»; ООО Научно-Производственная фирма «Джамир» (г. Нижневартовск).

Альметьевский государственный нефтяной институт, Волгоградский государственный технический университет, Иркутский национальный исследовательский технический университет, Кемеровский государственный университет, Кыргызский государственный технический университет им. Раззакова (г. Бишкек), Мегионский политехнический колледж, Национальный авиационный университет (г. Киев), Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Нижневартовский государственный университет, Нижневартовский нефтяной техникум (филиал) Югорского государственного университета, Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Российский государственный университет (национальный исследовательский) нефти и газа им И.М. Губкина, Российский университет дружбы народов (г. Москва), Санкт-Петербургский горный университет, Сибирский федеральный университет (г. Красноярск), Тюменский индустриальный университет, Удмуртский государственный университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Ухтинский государственный технический университет, филиал ТИУ в г. Нижневартовске.

УДК 622.276+550.832

ББК 33.36+26.3

ISBN 978-5-9961-1519-8 (общ.)  
ISBN 978-5-9961-1520-4 (Том 1)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2017.

## **СОДЕРЖАНИЕ**

### **СЕКЦИЯ I. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Ахмедов А.М. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ НЕОБХОДИМОГО ЗАЗОРА МЕЖДУ КРОМКАМИ СТЫКУЕМЫХ СЕКЦИЙ ТРУБ.....	12
Бимашова А.Б. ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ВЫВОДУ СКВАЖИН ИЗ НЕРАБОТАЮЩЕГО ФОНДА КАК ЦЕЛЬ ДОСТИЖЕНИЯ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ.....	16
Василькив Я.М., Нурисламов О.Р. ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ: УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ.....	19
Велиев Н.Р., Подскребкин А.Д. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2».....	23
Зиннатуллин Р.А., Чебыкина Ю.Б. ОСВОЕНИЕ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕТОРОЖДЕНИЯ .....	27
Козлов А.В., Стадник М.Н., Кормин А.М. ОСОБЕННОСТИ ТРАНЗИТА УГЛЕВОДОРОДОВ В РАМКАХ ЕАЭС .....	30
Кручинин С.В., Зайцева С.П., Тамер О.С. ПРОБЛЕМЫ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	34
Курнашов И.Д., Чебыкина Ю.Б. ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	39
Мигунова А.М. О ПРЯМЫХ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЯХ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ РОССИИ.....	41
Савельева Н.Н. ПОДГОТОВКА БАКАЛАВРОВ НЕФТЯНИКОВ МЕТОДАМИ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....	44

### **СЕКЦИЯ II. ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Апасов Т.К., Ахундзаде Н.И. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ .....	48
--------------------------------------------------------------------------------------	----

Апасов Т.К., Ахундзаде Н.И. МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ. МЕТОД «ПУТЕВОЙ УВЯЗКИ» ПОТОКОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЯ.....	51
Бахышова Ш.Т., Колесник С.В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ОБЪЕКТА БВ8(0) САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ.....	53
Дягилев В.Ф., Погребная И.А., Перепелкина А.Н. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	57
Дягилев В.Ф., Погребная И.А., Перепелкина А.Н. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ГРП НА СЕВЕРО-ПОКУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ОБЪЕКТ АВ12.....	62
Зыкова В.Е., Кузнецова А.Н. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	66
Искам А.Ю., Кузнецова А.Н. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	69
Карманский Д.А. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД.....	73
Кашкаров П.А., Рябикова К.О. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВГВ НА ЮЛТ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	79
Кинах А.С., Кузнецова А.Н. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ И ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ .....	82
Коробейникова Т.В., Дударик П.П., Маркелов В.Б., Куприянов Ю.Д. ИНДИКАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАК МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ, ВЛИЯЮЩЕЙ НА ПРОЦЕСС РАВНОМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА, НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА .....	87

Новиков А.В., Вольф А.А. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕМОНТУ, ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ .....	92
Пирматова В.Р., Волкова С.В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ГВК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГДИ И ПГИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ.....	95
Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М., Полишвайко Д.В. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПР ПО ИСПЫТАНИЮ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ ОДНОГОРИЗОНТНОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА НШ-2 ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	98
Румма В.В., Синцов И.А. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА .....	103
Рычковский А.А., Вольф А.А. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....	106
Саяхов В.А., Шайхразиева Л.Р., Исроилов Н.К. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ НАГРЕВЕ .....	109
Сухих А.С., Кузнецова А.Н. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЗАЛЕЖАХ ПОЛИМИКТОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ .....	115
Шарипова Н.Д., Севастьянов А.А. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ASP-ТЕХНОЛОГИИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ .....	118
Поливахо А.С., Шафеев Р.М., Мигунова С.В. ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ СО <sub>2</sub> НА МЕСТОРОЖДЕНИИ РУСАНДА.....	123
<b>СЕКЦИЯ III. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b>	
Аксенова Н.А., Рожкова О.В., Тимофеева В.А. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ДОБАВКОЙ «ОСНОВА-ГС».....	129

Биктагиров К.М., Аксенова Н.А., Федоровская В.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК К БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ.....	133
Карасёв С.И., Шешукова Г.Н. ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ЗАБОЕВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ОТ ПРОППАНТОВЫХ ПРОБОК.....	138
Козлов М.Д., Волкова С.В. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА «ФОРТ» КОМПАНИИ ООО «СНК».....	143
Макаев Р.Р., Аксенова Н.А. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	147
Мельников В.В., Епихин А.В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИЗНОСА ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИЙ ООО «РАДИУС-СЕРВИС» и ООО «ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» ПРИ БУРЕНИИ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ .....	151
Милосердов Е.Е., Ганиев Д.Ф., Герлинский П.В., Лемешов С.А., Дьяченко М.С., Измайлов А.П., Лошаков Д.С. ПРИЧИНЫ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.....	156
Мирзоев В.Ш., Шешукова Г.Н. ОБЗОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОЛОННЫ С ЦЕЛЬЮ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА.....	161
Поляков Н.Н., Аксенова Н.А., Харитонов Т.А. АНАЛИЗ ПРИЧИН САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ.....	165
Попов А.В., Анашкина А.Е. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОВОДКИ СКВАЖИН .....	169
Попова Ж.С., Овечкин А.В. МНОГОСТВОЛЬНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН.....	174
Шандра Н.А., Аксенова Н.А., Лубягина Н.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИАНИОННОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ.....	177

## **СЕКЦИЯ IV. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Александров А.Н. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	183
Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Ахундзаде Н.И., Мухаметшин В.Г. АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	186
Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Ахундзаде Н.И., Мухаметшин В.Г. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И НКТ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ .....	192
Бабюк Г.Ф. АНАЛИЗ ОТКАЗА СКВАЖИН С УЭЦН НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	197
Бабюк Г.Ф. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	201
Балаценко Н.А., Шангараева Л.А. ПРИМЕНЕНИЕ ЩЕЛОЧНОГО-ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РОССИИ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПУТИ ЕГО РАЗВИТИЯ .....	206
Женишбек У.К., Краснов В.Г. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МИКРО ГЭС .....	211
Корабельников М.И. О МЕТОДАХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АСФАЛЬТО – СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	216
Бабюк Г.Ф., Полищук С.Т. ИСПЫТАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ИНГИБИТОРА Л-3003Б .....	222
Сун Д.В., Тананыхин Д.С. ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА, СНИЖАЮЩИЕ РИСК ВОДОПРОЯВЛЕНИЙ .....	226
Фарманзаде А.Р. ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОК К ТЕПЛОНОСИТЕЛЮ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ.....	231

## **СЕКЦИЯ V. СБОР, ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА**

Александров О.Ю. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ, ВЫЗЫВАЕМОЙ ГЕОМАГНИТНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ .....	235
Воронцов Д.В., Милованова В.В., Шушпанов И.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АВАРИЙНЫХ ЗАДВИЖЕК НЕФТЕПРОВОДОВ.....	240
Игнатик А.А. АНАЛИЗ И СРАВНЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА.....	244
Исламов Р.Р. ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА МАНДЕЛЬШТАМА-БРИЛЛЮЭНА ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ.....	249
Исупова Е.В. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК.....	253
Караневская Т.Н. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ .....	258
Козлов А.В., Шевнина Т.Е., Кормин А.М. ЛОГИСТИКА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ СУРГУТ».....	264
Лопес И. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ НЕОБХОДИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В УСЛОВИЯХ КВАЗИРАВНОМЕРНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	267
Мельник А.И., Погребная И.А. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ НЕИСПРАВНОСТЕЙ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ РАБОТЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	271
Парфенов Д.В., Попков А.С. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА	



ПЕРЕПУСКА ГАЗА НА КРАНОВОМ УЗЛЕ ПРИ ЗАПОЛНЕНИИ  
УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДА ..... 275

Погадаев А.А., Погребная И.А. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ  
НАСОСА НПВ 5000-120 ..... 277

Савельева Н.Н. НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ  
ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (КВОУ)  
ДЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ..... 282

Середёнок В.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАГНИТОМЕТРИЧЕСКОГО  
МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОДЗЕМНЫХ  
ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗА И НЕФТИ ..... 285

Султыгов М.М., Балантаев А.А. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД  
К ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМУ СБРОСУ ВОДЫ НА КУСТОВЫХ  
ПЛОЩАДКАХ, В УСЛОВИЯХ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ  
ИНФРАСТРУКТУРЫ ..... 289

Тамер О.С., Темирбаев Р.М., Бондаровская Л.В. ДЕМОНТАЖ  
ВОЗДУШНОГО ПЕРЕХОДА МН «АНЖЕРО-СУДЖЕНСК-  
КРАСНОЯРСК» ДИАМЕТРОМ 1220 ЧЕРЕЗ РЕКУ ЯЯ ..... 291

## **СЕКЦИЯ VI. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Аитов И.С. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЁМНОГО СОДЕРЖАНИЯ  
ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ  
В ПОЧВО-ГРУНТАХ ..... 294

Багрова Е.В., Аникин И.Ю., Шевнина Т.Е. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ  
ОХРАНЫ ТРУДА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО  
КОМПЛЕКСА ..... 299

Козлов А.В., Кормин А.М., Стадник М.Н. ОХРАНА ТРУДА  
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ..... 303

Мигунова И.М.  
ПРИМЕНЕНИЕ АУДИОВИЗУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
ПРИ ОБУЧЕНИИ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ  
БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ  
СРЕДЫ ..... 306

Мухарлямов Р.Г. ДИНАМИЧЕСКИЕ АНАЛОГИИ ЗАДАЧИ  
УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ  
И МОДЕЛИРОВАНИЕМ ДВИЖЕНИЯ СИСТЕМЫ  
С ПЕРЕМЕННОЙ МАССОЙ ..... 310

Шафиков А.А., Подскребкин А.Д. АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА  
КАК АЛЬТЕРНАТИВА НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ  
ЭНЕРГОРЕСУРСАМ ..... 315

## **СЕКЦИЯ VII. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ**

Бабюк Г.Ф., Адуков Р.М. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ  
АВТОМОБИЛЯ ..... 320

Бабюк Г.Ф., Мережкин Д.Р. СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ  
АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ ..... 325

Бабюк Г.Ф., Тулебаева З.А. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ  
МАТЕРИАЛОВ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ КУЗОВА АВТОМОБИЛЯ ..... 330

Бузин В.А. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА  
НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ФИЛЬТРОВ  
АВТОМОБИЛЕЙ ..... 335

Велиев Х.Б., Погребная И.А., Полищук С.Т., Михайлова С.В.  
ВЛИЯНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА НА ТРАНСПОРТ НЕФТИ  
И НЕФТЕПРОДУКТОВ ..... 339

Казаринов Ю.И. КРИТЕРИЙ СТАТИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ  
ДЕТАЛЕЙ ПОДВИЖНОГО СОСТАВА ..... 341

Казаринова Е.Ю. УЛУЧШЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ  
АВТОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОСНОВЕ  
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЕГО ОРГАНИЗАЦИОННОЙ  
КУЛЬТУРЫ..... 345

Колесник С.В., Шаньгин Е.С. К ВОПРОСУ УТИЛИЗАЦИИ  
ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ..... 348

Кормин А.М., Аникин И.Ю., Темирбаев Р.М. ВОДОИСПАРИТЕЛЬНОЕ  
ОХЛАЖДЕНИЕ В ИСПЫТАНИЯХ КАБИН СТРОИТЕЛЬНЫХ  
БУЛЬДОЗЕРОВ ..... 353

Кормин А.М., Аникин И.Ю., Козлов А.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ КАБИНЫ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН .....	355
Кураков Е.В., Подскребкин А.Д. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА ДЛЯ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ.....	359
Макарова А.Н. ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ АВТОМОБИЛЕЙ 4320-1951-40 АЦ-32У В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	364

## **СЕКЦИЯ I. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

### **ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ НЕОБХОДИМОГО ЗАЗОРА МЕЖДУ КРОМКАМИ СТЫКУЕМЫХ СЕКЦИЙ ТРУБ**

Ахмедов А.М.

Волгоградский государственный технический университет

При осуществлении сварочных работ в полевых условиях, проблема повышения качества выполнения каждой технологической операции является наиболее актуальной на сегодняшний день. Так как неправильно выполненная технологическая операция может напрямую повлиять на конечный результат. Например, при выполнении технологической операции центровки и операции сближения секций труб, в полевых условиях, требуется применение специальных устройств. Исходя из проведенного анализа известных изобретений [1-6], было выявлено, во-первых, что данная проблема имеет место быть, а во-вторых, что данные устройства не позволяют обеспечить строгое горизонтальное положение стыкуемых секций, а значит, при осуществлении технологической операции подведения секций труб возникает необходимость выравнивания зазора между кромками, что требует дополнительных затрат времени.

Для решения данной проблемы предлагается специальное вспомогательное устройство (рис.1), которое разработано для осуществления технологической операции центровки секций труб. Предлагаемое техническое решение создано для применения его в полевых условиях при строительстве и реализации методов капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов. Устройство позволит качественно и с высокой степенью точности осуществить технологическую операцию центровки секций труб под сварку.

Устройство (рис.1) состоит из двух частей. Первая часть 1 установлена на правом конце левой секции 2 трубы, а вторая часть 3 на левом конце правой секции 4 трубы. Первая часть 1 устройства состоит из двух полуколец 5 и 6, на каждом из которых установлены лазерные излучатели 7. Лазеры 7 прикреплены к первой части устройства 1, посредством фиксаторов 8. Вторая часть 3 устройства устанавливается противоположно первой 1 и состоит тоже из двух полуколец 9 и 10, на которых посредством краски нанесена линия 11. Полукольца 9,10 и 5,6 соединяются между собой при помощи болтовых соединений 12. Кроме этого полукольца выполнены из пластика, что облегчает их вес и работу с ними. Для совмещения кромок 13 секций труб 2 и 4, и обеспечения горизонтальности, к каждому верхне-

му полукольцу 5 и 9 присоединен уровень 14, который закреплен таким образом, чтобы его нижняя плоскость полностью касалась верхней образующей трубы. Каждый лазерный луч 15, при осуществлении технологической операции центровки, проецируются в точку 16 на полукольца 9 и 10, на которые нанесена линия 11.

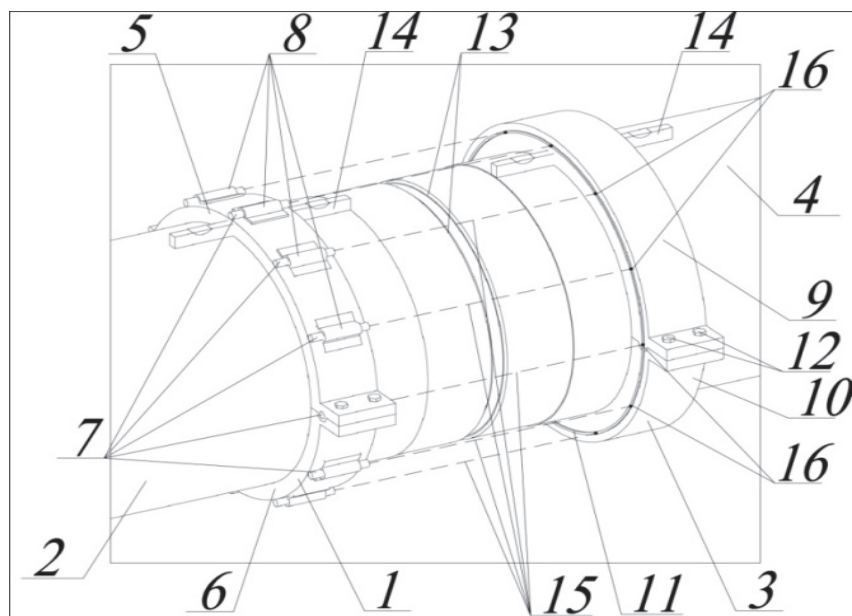


Рисунок 1 – Вспомогательное устройство для достижения необходимого зазора между кромками стыкуемых секций труб: 1 – первая часть вспомогательного устройства, 2 – левая секция, 3 – вторая часть вспомогательного устройства, 4 – правая секция, 5 – верхнее полукольцо первой части устройства, 6 – нижнее полукольцо первой части устройства, 7 – лазерный излучатель, 8 – фиксатор для крепления лазерного излучателя, 9 – верхнее полукольцо второй части устройства, 10 – нижнее полукольцо второй части устройства, 11 – линия на которую необходимо спроецировать лазерные лучи при осуществлении технологической операции центровки секций под сварку, 12 – болтовое соединение, 13 – кромка секции трубы, 14 – уровень, 15 – лазерные лучи, 16 – проекция лазерного луча на линию 10.

Разработанное вспомогательное устройство предлагается использовать в сочетании со специальным инновационным устройством [7,8] (рис.2), состоящее из прицепов 1 и 2, на каждом из которых установлен механизм для передвижения 3 секций труб 4 и 5.

Для исключения повреждения изоляции стыкуемых секций труб 4 и 5, на механизмах передвижения 3 установлен ложемент с прорезиненным материалом. При помощи механизмов передвижения 3, можно легко осуществлять сближение секций труб до достижения требуемого зазора между кромками, а также выполнять центровку труб по горизонтальной и вертикальной плоскости.

Однако при выполнении технологической операции появляется необходимость выравнивания ширины зазора по периметру стыка, и контроля

горизонтального положения труб, что требует привлечения дополнительных инструментов.

Для решения этой задачи, рассмотрим совместную работу специальных монтажных опор [7,8] и инновационного вспомогательного устройства. Сначала секции труб 4 и 5, которые необходимо сварить в плетъ, устанавливаются на монтажные опоры 1 и 2 [7,8](рис.2). Каждая секция трубы 4 и 5 укладывается на два механизма передвижения 3.

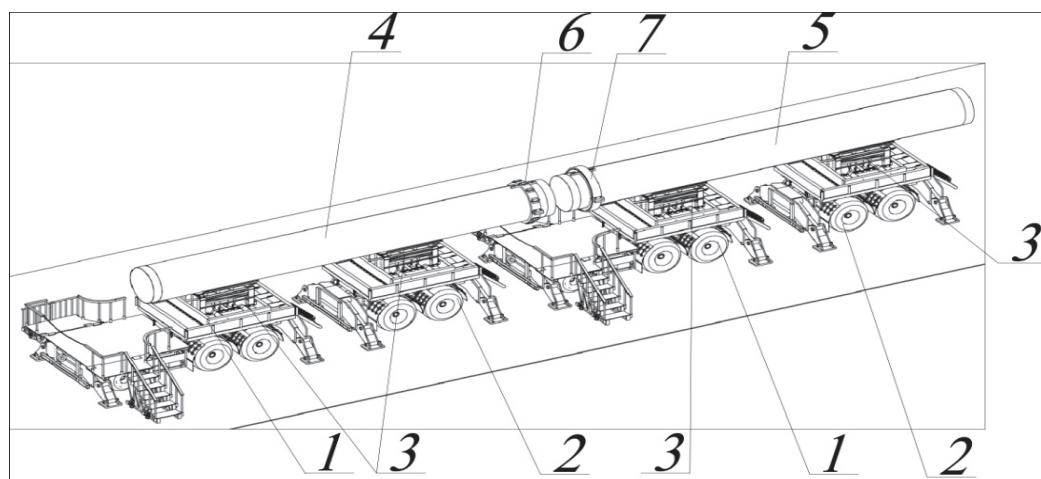


Рисунок 2 – Пространственная имитационная схема осуществления технологической операции центровки секций труб: 1,2 – прицепы, 3 – механизм для передвижения секций, 4 – левая секция трубы, 5 – правая секция трубы, 6 – первая часть вспомогательного устройства, 7 – вторая часть вспомогательного устройства

Затем на правый конец левой секции 4, устанавливается первая часть вспомогательного устройства 6, потом на левый конец правой секции 5, устанавливают вторую часть устройства 7. За счет присутствия в обеих частях вспомогательного устройства уровней, при выполнении технологической операции центровки, появляется возможность контроля горизонтальности положения секций стыкуемых труб. Горизонтальная установка стыкуемых секций позволит обеспечить параллельность кромок, а следовательно и перпендикулярность кромок секций труб к горизонтальной плоскости.

Далее осуществляется подведение секций труб 4 и 5 на встречу друг другу, до достижения необходимого зазора между кромками, при помощи механизмов передвижения 3 монтажных опор 1 и 2. При этом контролируют строгое горизонтальное положение обеих стыкуемых секций труб 4 и 5 (рис.2), и осуществляют контроль над величиной зазора между кромками стыкуемых секций.

После чего включают лазерные излучатели на первой части устройства (рис.1), и проецируют лазерами в сторону установки второй части устройства, сопрягая при этом проекции точек лазеров со специально нанесенной

линией, находящиеся на второй части вспомогательного устройства. Центровка секций труб осуществляется при помощи механизмов передвижения 3 (рис.2). Это позволит с высокой степенью точности достичь совпадения осей двух секций стыкуемых труб.

В результате использования монтажных опор с механизмами передвижения 3 и предлагаемого вспомогательного устройства, можно достичь качественного и точного осуществления технологической операции центровки секций труб под сварку. Кроме этого правильная центровка секций труб напрямую повлияет на качество выполнения сварного шва. Предлагаемое вспомогательное устройство можно применять не только при осуществлении технологической операции центровки на бровке, но и в траншее. Кроме этого достоинствами предлагаемого вспомогательного устройства является полная автономность и простота применения. Корпус обеих частей вспомогательного устройства выполнен легким, что упрощает его установку в рабочее положение, снятие и переналадку на другом месте выполнения технологической операции.

Техническое решение позволит упростить контроль над технологической операцией совмещения кромок стыкуемых секций. За счет конструктивного исполнения вспомогательного устройства, можно значительно упростить технологическую операцию центровки секций труб под сварку, а применение лазерных излучателей позволит дать монтажнику четкое визуальное представление о смещениях кромок секций друг относительно друга.

## Список литературы

1. Пат. 148090 Российская Федерация, МПК F16L 1/26, Опорно-центрирующее устройство концевого участка магистрального нефте- или газопровода [Текст] / Матвеев Ю. Г.; патентообладатель ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2014111881/06; заявл. 27.03.14; опубл. 27.11.14, Бюл. № 33– 2 с.

2. Пат. 2235242 Российская Федерация, МПК F16L 1/26, Способ поддержки подземного трубопровода во время его капитального ремонта [Текст] / Гаскаров Н. Х., Азметов Х.А., Ронжина Е.Г., Хамматов Р.Г.; патентообладатель Институт проблем транспорта энергоресурсов – № 2000123339/06; заявл. 07.09.2000; опубл. 10.08.2002, Бюл. № 22– 6 с.

3. А. с. 1645719 СССР, МПК F16L1/028, Самоходный траншейный подъемник трубопровода [Текст] / А. Г. Гумеров, В. М. Муров, А.С. Кумылганов, и др. – № 4209149; заявл. 06.01.1987; опубл. 30.04.1991, Бюл. № 16. – 5 с.

4. Пат. 90522 Российская Федерация, МПК F16L 1/028, Устройство для подъема и поддержки трубопровода в траншее [Текст] / Аксютин О. Е., Бабииков А.Г., Власов С.В., Егурцов С.А, и др.; патентообладатель ООО «ГАЗПРОМЭНЕРГОДИАГНОСТИКА – № 2009117956/22; заявл. 14.05.09; опубл. 10.01.10, Бюл. № 1–4 с.

5. Пат. 2079761 Российская Федерация, МПК F16L 1/024, Устройство – опора для поддержания трубопровода [Текст] / Калугин А. А., Куликов В.А.; патентообладатель Специальное конструкторское бюро «газстроймаш» – № 94032961/06; заявл. 09.09.94; опубл. 20.05.97, Бюл. № 14– 4 с.

6. А. с. 929949 СССР, МПК F16L1/00, Самоходное устройство для подъема и поддержки трубопровода на весу в траншее при ремонте [Текст] / А. И. Семьянистов, В. А. Химикус, А.Г. Федосеев, и др. (СССР). – № 2981038/29-08; заявл. 03.09.1980; опубл. 28.05.1982, Бюл. № 19. – 4 с.

7. Пат. на полезную модель №147232 Российская Федерация, МПК F16L 1/00, Устройство для монтажа магистрального трубопровода [Текст] / заявитель и патентообладатель Ахмедов А. М., Абрамян С.Г.– № 2014111425/06 ; заявл. 25.03.14 ; опубл. 27.03.14, Бюл. № 9– 4 с.

8. Ахмедов А. М. Совершенствование технологической операции центровки секций труб под сварку при осуществлении строительства и методов капитального ремонта магистральных трубопроводов / А. М. Ахмедов // // Инженерный Вестник Дона. – 2017. – № 1. URL: [http://www.ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD\\_24\\_akhmedov\\_am.pdf\\_db613836bc.pdf](http://www.ivdon.ru/uploads/article/pdf/IVD_24_akhmedov_am.pdf_db613836bc.pdf)

Научный руководитель – Абрамян С.Г. канд. техн. наук, профессор

## **ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ВЫВОДУ СКВАЖИН ИЗ НЕРАБОТАЮЩЕГО ФОНДА КАК ЦЕЛЬ ДОСТИЖЕНИЯ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ**

Бимашова А.Б.

АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

Несмотря на то, что с начала разработки Самотлорского месторождения прошло уже 50 лет, и оно находится на своей завершающей стадии, бурение новых скважин всё ещё является существенной частью мероприятий, выполняемых предприятием АО «Самотлорнефтегаз». С 2014 года наблюдается рост ввода новых скважин на Самотлорском месторождении: только за 2015 год пробурено и запущено более 100 новых скважин, в 2016г. – более 200 скважин. В связи с необходимостью увеличения фонда для сохранения уровня добычи нефти, предприятие столкнулось с проблемой нехватки ресурсов существующей промышленной инфраструктуры (появилась потребность в строительстве новых кустовых площадок, дорог, трубопроводных сетей и т.д.). Это влечет за собой значительное увеличение капитальных затрат на строительство новых промышленных объектов, а также времени на подготовку проектно-сметной документации. Существующие технологии бурения (бурение новых скважин и зарезка боковых



стволов) не решают всех проблем, в частности – проблемы оперативного вовлечения в разработку недренируемых запасов.

Все это подразумевает необходимость поиска и внедрения инновационных технологий бурения, благодаря которым можно увеличить добычу нефти, не расширяя при этом существующую промышленную инфраструктуру. Я предлагаю инновационный метод бурения – бурение скважины из существующего устья с извлечением части эксплуатационной колонны.

### Обоснование необходимости предлагаемой технологии

С 2014 г. в АО «Самотлорнефтегаз» ежегодно вводится в эксплуатацию более 100 новых скважин. Все они пополнили огромный пробуренный на месторождении фонд – его численность составляет более 15000 скважин. Немаленькая часть скважин относится к неработающему фонду. Ежегодно проводятся 1000 геолого-технических мероприятий (ГТМ) по выводу скважин из бездействующего фонда, но их успешность варьируется в пределах 50-75% в зависимости от вида ГТМ.

В АО «Самотлорнефтегаз», как и в остальных ДО ПАО «НК «Роснефть», существует определенная система реализации бурения, при которой необходимо обустройство кустовых площадок. Она включает в себя ряд мероприятий подготовки проектно-сметной документации (ПСД) и получения согласований на тот или иной вид работ (строительство новой кустовой площадки или дополнительная отсыпка существующего) (рис.1).

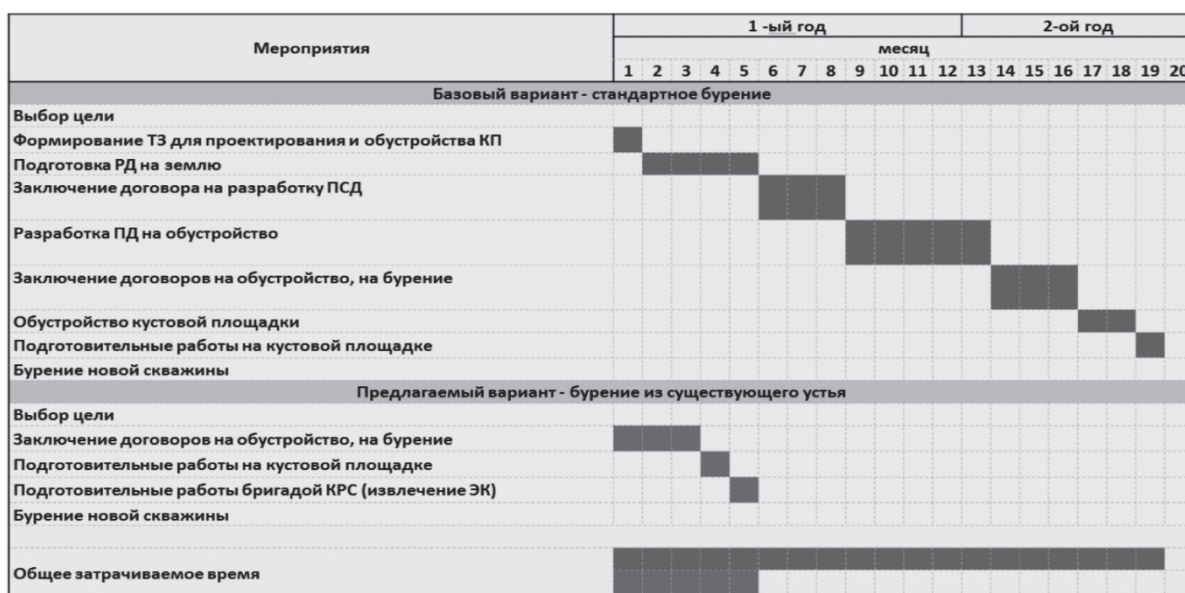


Рисунок 1 – Процесс реализации стандартного бурения скважины и бурения из существующего устья

Предлагаемый мной новый метод бурения – бурение скважины из существующего устья с извлечением части эксплуатационной колонны – позволит достигать обозначенные запасы нефти без необходимости строительства или

расширения кустовых площадок, а соответственно, и промышленной инфраструктуры в целом, а также решать проблему увеличения бездействующего фонда за счет вовлечения его в повторную эксплуатацию.

### **Описание технологии**

Предлагаемая технология ранее на предприятиях ПАО «НК «Роснефть» не применялась. Суть технологии заключается в проводке новой скважины из существующего устья через вырезанное окно в кондукторе после извлечения части спущенной эксплуатационной колонны. По описанию предлагаемая технология может напоминать стандартную зарезку бокового ствола (ЗБС), но новый метод в корне отличается, а также имеет ряд преимуществ (рис.2).

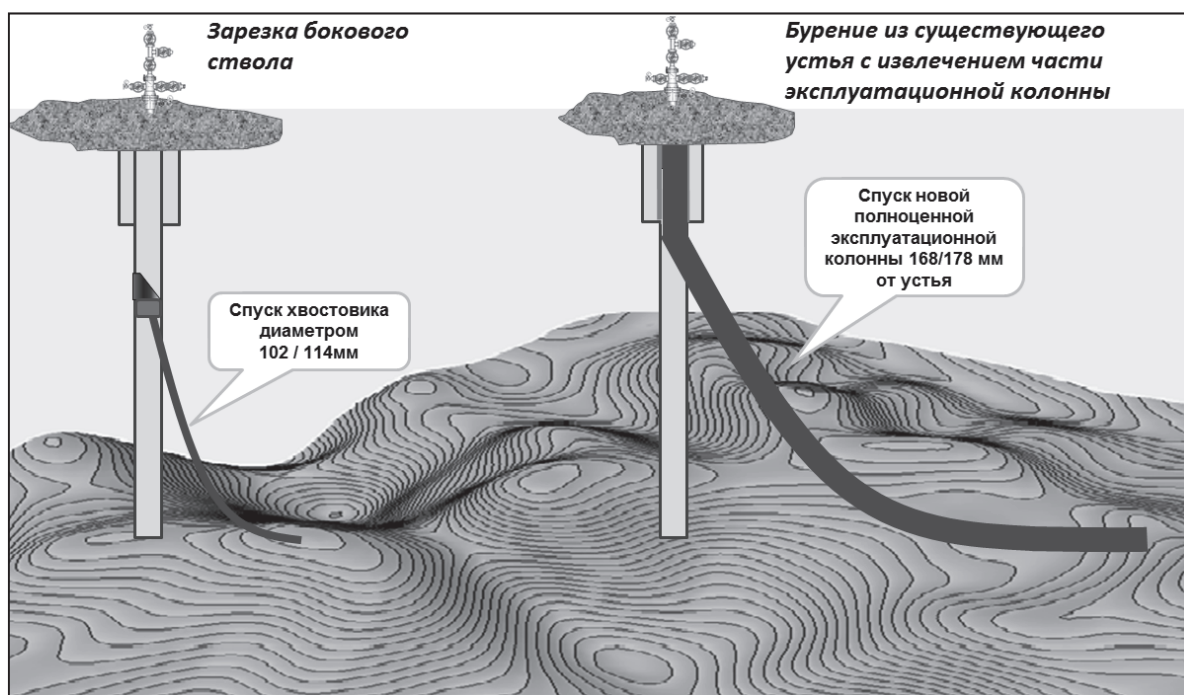


Рисунок 2 – Схематичное сравнение технологии ЗБС и бурения скважины из существующего устья с извлечением части эксплуатационной колонны

В сравнении с технологией ЗБС преимущества предлагаемого подхода заключаются в следующем:

- возможность спуска полноценной новой колонны диаметром 168 мм от устья скважины;
- возможность спуска ЭЦН 5-го габарита с максимальным заглублением для создания необходимой депрессии;
- возможность разворота ствола скважины в любом направлении и достижения тем самым более отдаленных запасов нефти.

В сравнении с бурением новой скважины можно отметить следующие преимущества:

- нет необходимости организовывать постоянный землеотвод;

- значительное сокращение времени на подготовку проектной документации;
- наличие возможности, при необходимости, оперативно корректировать график движения бригады бурения;
- снижение суммарных затрат на строительство скважины.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что предлагаемый метод эффективнее со стороны технико-производственных показателей, и в принципе способен решить многие проблемы предприятия.

Предлагаемая технология была включена в план опытно-промышленных испытаний АО «Самотлорнефтегаз» ПАО «НК «Роснефть». Испытания запланированы на второй квартал 2017г. На данный момент проводятся соответствующие мероприятия по подготовке данной технологии к реализации. В процессе подготовки к опытно-промышленным испытаниям были проведены предварительные расчеты экономической эффективности технологии бурения из существующего устья с извлечением части эксплуатационной колонны и стандартных методов бурения для проведения полного и объективного сравнительного анализа. Подтверждено, что технология бурения из существующего устья экономически выгоднее, чем бурение стандартной скважины и производительно эффективнее, чем зарезка бокового ствола.

### **Заключение**

Таким образом, предлагаемый метод бурения – бурение скважин из существующего устья с извлечением части эксплуатационной колонны – позволит решить проблему низкой оперативности реализации планов бурения. Внедрение данной технологии значительно сократит капитальные затраты на строительство и обустройство промышленной инфраструктуры. По сравнению с существующими технологиями бурения предлагаемый метод является наиболее эффективным как в экономическом, так и в технологическом плане.

Кроме того, бурение скважин с использованием существующего устья позволит внести значительный вклад в решение одной из главных проблем как Самотлорского, так и других зрелых месторождений – сокращение фонда неработающих скважин и скважин, работающих на грани рентабельности, на которых проведение геолого-технических мероприятий уже неэффективно.

## **ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ: УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ**

Василькив Я.М., Нурисламов О.Р.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Быстрое развитие мировой экономики и широкое использование энергоемких технологий способствуют активному развитию очередного энергетического кризиса в мире. Природа за сотни миллионов лет накопила ог-

ромные ресурсы минеральной энергии – угля, нефти, природного газа, которые за 100–200 лет могут быть полностью истощены. Поэтому часто стали обращать внимание на новые перспективные источники. Одним из таких являются природные газовые гидраты, потенциал метана в которых превышает  $1.5 \times 10^{16} \text{ м}^3$  [1].

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) – кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и газа, благодаря своей клатратной структуре единичный объем газового гидрата может содержать до 160–180 объемов чистого газа.

### Условия образования газовых гидратов в недрах

Образованию гидратов из воды и газов, благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления.

Условия образования гидратов газа принято изображать в виде гетерогенных диаграмм фазового состояния в координатах температура — давление, которые показывают начальные условия образования гидратов чистых газов или их смесей (рис.1).

На равновесные условия газогидратообразования большое влияние оказывает минерализация воды: чем она больше, тем более низкие температуры или более высокие давления необходимы для образования гидратов.

Огромную роль играет соответствие термодинамического режима областей океана с условиями образования газогидратов. Такие области получили название зон возможного газогидратообразования (ЗВГО). Для прогноза ЗВГО строят геотермические профили, на которые наносят теоретические равновесные условия образования гидратов, (рис.2). Если на данной глубине температура гидратообразования выше пластовой, то гидраты могут существовать, если ниже – то нет [2].

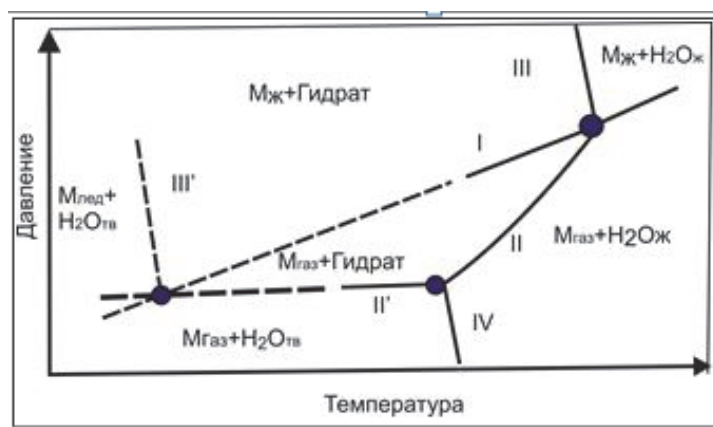


Рисунок – 1 Фазовая диаграмма

I – температурная зависимость давления насыщенного пара растворителя; II – температурная зависимость давления газа над гидратом в присутствии жидкой воды; II' – то же, в присутствии льда; III – зависимость темпера-

туры плавления гидрата от давления в области существования жидкой воды; III' – то же, в области существования льда; IV – изменение температуры замерзания воды при растворении в ней гидратообразователя М.

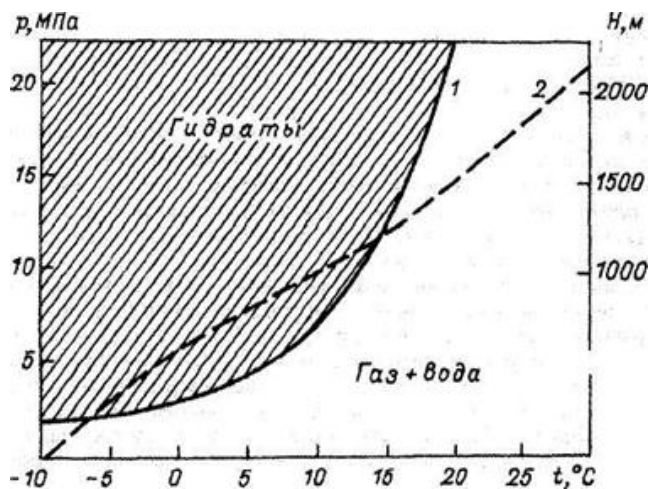


Рисунок 2 – Определения условий гидратообразования в недрах.  
1 – равновесная кривая гидратообразования; 2 – геотермограмма

Очевидно, что необходимыми условиями газогидратонакопления являются также и генетические предпосылки, обеспечивающие наличие достаточного количества газа. В первую очередь они имеются в континентальных и шельфовых НГБ, где в процессе диагенеза и катагенеза газ генерируется, а при миграции поступает в ЗВГО.

В настоящее время достоверно установлено, что микробиальный метан образуется только при содержании СОрг в осадках более 0,5%. Поэтому наиболее благоприятными для образования газогидратов являются периферийные области Мирового океана и континентальные склоны. Мощность осадков здесь может достигать 10–15 км, содержание СОрг в среднем 0,8–1%. Поэтому газогенерационные процессы достаточно активны, а образование газогидратов, по мнению Г. Д. Гинсбурга и В. А. Соловьева [1988 г.], может успешно происходить в процессе массового гравитационного перемещения осадков при лавинной седиментации с высвобождением значительных количеств газа и его перемещения в зону стабильности газогидратов. Возможны также и другие реальные процессы газогидратообразования в осадках акватории.

### Освоение залежей

Газогидраты труднодоступны, т.к. к настоящему времени установлено, что около 98% залежей газогидратов сосредоточены на шельфе и континентальном склоне океана, на глубинах воды более 200–700 м, и только всего 2% – в приполярных частях материков. Поэтому, проблемы в освоении коммерческой добычи газовых гидратов встречаются уже на этапе разработки их месторождений.

Трудности извлечения метана из газогидратов связаны с тем, что месторождения залегают на больших глубинах. Чтобы получить метан надо превратить газогидрат в газ, то есть разрушить его, и отобрать пузыри газа в емкости.

Несмотря на это уже сейчас рассматриваются три основных метода вызова притока газа из гидратного пласта (рис.3): понижение давления ниже равновесного давления, нагрев гидратосодержащих пород выше равновесной температуры, а также их комбинация.

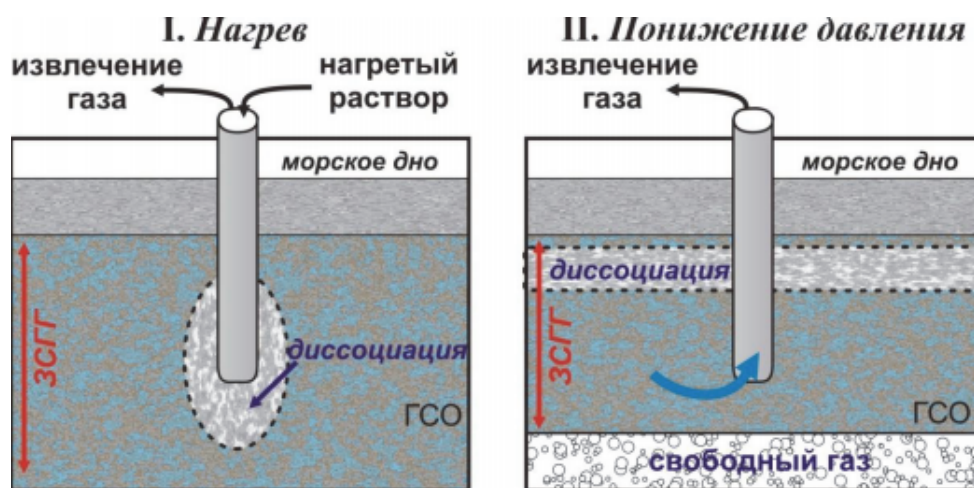


Рисунок 3 – Представление методов добычи газа из гидратов:  
 1. Тепловой метод. 2. Метод понижения давления

Разработка гидратных залежей за счет понижения давления возможна только при закачке ингибиторов в призабойную зону, что значительно увеличит себестоимость добываемого газа.

Тепловой метод разработки газогидратных месторождений пригоден для пластов, имеющих высокое содержание гидратов в порах. Однако, как показывают результаты расчетов, тепловое воздействие через забой скважины малоэффективно [3].

Наибольшие перспективы имеет комбинированный метод, состоящий в одновременном снижении давления и подводе тепла к скважине. Недостатком комбинированного метода (как и теплового) является большое количество попутно добываемой воды.

Недостатки добычи природного газа из слоя гидратов с использованием любого из вышеуказанных методов заключаются в том, что они будут иметь отрицательные последствия для самого слоя гидратов и для окружающей среды. В слое гидратов под морским дном уже могут иметься неоднородности жесткости осадочных пород, которые могут быть вызваны влиянием гидратов на нормальное образование осадочных пород и уплотнение местных пород. К тому же газ, скопившийся под слоем гидратов, может находиться под высоким давлением, что может привести к резкому выбросу газа на границе слоя [4].

На данный же момент, экспериментальной добычей занимается японская госкомпания JOGMEC (Japan Oil Gas & Metals National Corp) в Наккайской впадине глубина 1300 м. Себестоимость 1 тыс. м<sup>3</sup> составляет \$400–1200, в то время как США предлагает газ за \$120, но японские специалисты полны энтузиазма и собираются дальше развиваться в этом направлении.

Таким образом, при современном уровне нефтегазовых технологий трудно ожидать, что себестоимость добываемого газа из гидратов будет сопоставима с аналогичным показателем традиционных газовых месторождений. Это обусловлено большими проблемами и сложностями, возникающими перед разработчиками и исследователями. Поэтому говорить о газовых гидратах, как о полноценной замене традиционных источников рано. Однако с точностью можно сказать, что в будущем газовые гидраты, благодаря своему количеству, будут играть огромную роль в сфере энергетики.

### **Список литературы**

1. Ю.Ф.Макогон. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения. Техасский университет. 2010 г.
2. Процессы газогидратообразования в недрах. [http://studopedia.ru/9\\_72086\\_protsepsi-gazogidratoobrazovaniya-v-nedrah.html](http://studopedia.ru/9_72086_protsepsi-gazogidratoobrazovaniya-v-nedrah.html)
3. Алексей Щебетов. Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки. [http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik\\_02\\_2006/89909/public/89919.shtml](http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik_02_2006/89909/public/89919.shtml)
4. Беляев А.М. Гидраты метана – новый энергетический ресурс и экологические проблемы, Санкт-Петербург.

Научный руководитель – Нурисламов О.Р., канд. физ.-мат. наук, доцент

## **ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2»**

Велиев Н.Р., Подскребкин А.Д.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

8 июня 2015 г. на Петербургском экономическом форуме Газпром, немецкий E.ON англо-голландский Shell и австрийский OMV договорились о сотрудничестве по проекту создания второй линии газопровода «Северный поток» (далее СП-2) по дну Балтийского моря, которая при вводе в строй третьей и четвертой ниток газопровода увеличит объем поставок газа в Германию в два раза, до 110 млрд м<sup>3</sup> в год. Было принято решение о создании для строительства и последующей эксплуатации газопровода междуна-

ного консорциума, каждый из участников которого получал свою долю в капитале этого совместного предприятия. Предполагалось, что участники проекта, окончательный состав которых состоял из французской Engie, австрийской OMV, англоголландской Shell, немецких Uniper (бывший E.ON) и Wintershall создадут с Газпромом совместное предприятие (СП). Этот шаг был необходим, чтобы избежать возражений со стороны Комиссии ЕС, которая могла применить в отношении этого проекта механизм Третьего энергетического пакета, обвинив российский концерн в монополии. Кроме того европейские компании-участники должны были обеспечить по крайней мере половину объема финансирования проекта, бюджет которого составляет на сегодня, по некоторым оценкам, уже около 9 млрд. евро.

Заявку на создание СП партнеры подали регуляторам Германии и Польши в декабре 2015 г. Германский регулятор согласовал ее в течение 18 дней. Польша взяла дополнительное время на рассмотрение заявки, направляла дополнительные запросы заявителям, а в конце июля 2016 г. выпустила официальное заявление о возражениях.

В заявлении говорилось, в частности, что реализация проекта приведет к «существенному ограничению конкуренции».

В результате западные партнеры Газпрома отказались от идеи создания консорциума по строительству нового газопровода, что вызвано несколькими причинами. Одной из них следует назвать риски осложнений для бизнеса этих компаний в Польше. Второй причиной является нежелание стран-участниц СП на нынешнем фоне проблем в единой Европе раздувать еще один скандал, способный усугубить противоречия между членами ЕС. Поэтому партнеры по проекту «Северный поток-2» отозвали ходатайство о создании СП, направленное ранее в польский антимонопольный регулятор UOKiK.

Необходимость получения разрешения у польской стороны была вызвана тем, что у Газпрома, Shell и немецких компаний уже есть существенный бизнес в Польше.

В ходе неофициальных встреч стало ясно, что регулятор настроен решительно на запрет слияния и шансы на успешную апелляцию ничтожны.

Теоретически консорциум мог бы проигнорировать мнение Польши, но западные участники объединения сочли такой вариант неприемлемым и слишком рискованным. Известно, что на данный момент никакого решения по схеме участия в проекте не принято, есть только понимание, что она должна быть одинаковой для всех западных партнеров. Пока единственным акционером Nord Stream-2 остается Газпром, который продолжает подготовительные работы для начала строительства газопровода.

Противников у «СП-2» гораздо больше, чем сторонников. И здесь политика густо замешана на экономических интересах.

Так, например, в марте этого года восемь членов ЕС – Чехия, Словакия, Венгрия, Польша, Румыния, Латвия, Литва, Эстония выступили с заявле-



нием, направленным категорически против проекта, обосновав это тем, что «реализация проекта несет в себе геополитическую угрозу».

В том факте, что Польша фактически заблокировала проект, ничего удивительного нет. С одной стороны, Польша, также как Словакия и Украина, в случае реализации «Северного потока-2» потеряют миллиарды долларов, которые они получают за транзит газа по своей территории. Известно также, что Польша является проводником интересов США в Европе. А США сейчас оказывают беспрецедентное давление на Европу с целью сорвать газовые проекты с Россией. Причем это давление оказывается на всех уровнях и на все имеющие отношение к этим вопросам страны. На пресс-конференции в Стокгольме в конце августа вице-президент США Джозеф Байден назвал «СП-2» «плохой сделкой» для Европы. Он подчеркнул, что в случае появления газопровода возросшая зависимость Европы от России приведет к полной дестабилизации Украины. «Европе необходимо диверсифицировать свои источники газа», – заявил Байден. Позиция вице-президента США обусловлена беспокойством относительно возможной потери Украиной поступлений от транзита (а это 2 млрд. долларов США ежегодно), которые придется возмещать ее спонсорам, а конкретно США. Кроме того,

Действия Польши копирует и Украина. Антимонопольный комитет Украины потребовал от участников проекта газопровода «СП-2», согласовать его реализацию с украинской стороной «для предотвращения нарушения законодательства о защите экономической конкуренции».

Ситуация с OMV – это всего лишь один из многих подобного рода случаев, можно вспомнить многочисленные визиты эмиссаров США в Болгарию по поводу «Южного потока», который затем был успешно похоронен болгарскими партнерами. Представители Дании, участвовавшие в переговорах по «СП-2», которые касались территориальных вод этой страны, жаловались, что оказалась в безвыходной ситуации, хотя и не имеют ничего против расширения газопровода, однако предпочитает не вызывать недовольство Вашингтона. Для полноты картины следует добавить и активность спецпосланника США по международным энергетическим вопросам Амоса Хохштейна, который, вторя Байдену, утверждает, что «СП-2» нанесет экономике Украины непоправимый удар, из чего следует, что США сделают все возможное, чтобы заблокировать этот проект, уговорив Германию отказаться от планов по его реализации. По словам Хохштейна, «Северный поток-2» угрожает энергетической безопасности Европы и ее стратегии по диверсификации источников энергии. Поэтому он заботливо предлагает Европе покупать как можно больше американского сжиженного газа, который дороже российского трубопроводного на 50-70%.

Председатель Еврокомиссии Жан-Клод Юнкер тоже прошелся по проекту «СП-2». Выступая на международном экономическом форуме в Санкт-Петербурге в июне, он сказал: «Мы должны быть уверены в том,

что все страны Центральной и Восточной Европы имеют равный доступ к поставкам энергии». «Мне очень нравятся трубопроводы, которые соединяют, а не разъединяют», – добавил глава Еврокомиссии.

Очевидно, что главный бенефициар проекта «СП-2» в Европе это немецкие газовые фирмы – участницы проекта и Германия в целом. Польша, например, уже закупает СПГ из Катара, пока около 10% от своих потребностей. Газ из Катара на 70% дороже российского, но Польша называет это платой за «диверсификацию поставок углеводородов». В Германии нет такой безумной русофобии, там умеют видеть и получать свою выгоду от торговли с соседями. «Восточная политика» Германии еще во времена СССР заключалась в налаживании отношений через экономическое сотрудничество. Если «СП-2» будет реализован и через Германию пойдут дополнительные 55 млрд. м<sup>3</sup> газа в год, то эта страна станет ключевым газовым игроком на континенте. Это сулит немалые выгоды. Газ из Германии можно будет поставлять в страны Западной, Центральной, Южной и (!) Восточной Европы. Даже сейчас газ, поставляемый в Чехию через «СП-1» и трубопровод Opal, стоит дешевле, чем транзит через Украину и Словакию.

Многие обозреватели считают, что Германия, не раздувая большого европейского скандала, будут все же продвигать столь выгодный ей проект. Хотя в этом случае действия Германии войдут в противоречие с так называемым «списком Могерини», перечнем пунктов, которые должны, по мнению ЕС, лежать в основе отношений с Россией. И там присутствует требование проводить общую энергетическую политику.

Что касается Украины, теряющей в случае реализации проекта транзитные миллиарды, есть версия, что Германия, в случае реализации проекта, попросит Газпром оставить небольшой транзит через эту страну, в объемах 20–30 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Постоянный представитель России при ЕС Владимир Чижов считает, что проект «СП-2» будет реализован, поскольку он чрезвычайно привлекателен коммерчески для крупнейших газовых компаний Германии.

Кроме этого, Чижов обращает внимание, что у «Северного потока» в отличие от «Южного» нет наземной части, что не позволяет ЕС применить к нему положения Третьего энергопакета ЕС, на основании которого договоры России со странами транзитерами по «Южному потоку» были признаны ЕС незаконными.

## **Список литературы**

1. Конституция Российской Федерации" (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6-ФКЗ, от 30.12.2008 N 7-ФКЗ, от 05.02.2014 N 2-ФКЗ, от 21.07.2014 N 11-ФКЗ)

2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением 2 правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715р.

3. Постановление Правительства РФ от 2 июня 2014 года №506-12 о государственной программе «Развитие атомного энергопромышленного комплекса»

4. Федеральный конституционный закон от 21 марта 2014 г. № 6-ФКЗ «О принятии в Российскую Федерацию Республики Крым и образовании в составе Российской Федерации новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя»

5. Приказ ФСТ России от 18.03.2015 N 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов и внесении изменений в приказы ФСТ России от 17.02.2012 N 98-э и от 30.03.2012 N 228-э» (Зарегистрировано в Минюсте России 23.04.2015 N 37029)

## **ОСВОЕНИЕ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Зиннатуллин Р.А., Чебыкина Ю.Б.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Приразломное нефтяное месторождение расположено на шельфе в юго-восточной части Печорского моря в 60 км. от военного поселка Варандей. Особые гидрометеорологические условия Арктики потребовали применения принципиально новых, уникальных технологий для освоения месторождения. Ледяной покров сохраняется в течение 7 месяцев, высота торсов льда достигает 2х метров, а температура воздуха может опускаться ниже – 55°С.

Приразломное месторождение геологи открыли в 1989 г. Смена политического режима и дефолт помешали разработке месторождения. Только в 1993 г. дочернее предприятие «Газпрома» – «Росшельф» – начало заниматься активным освоением Приразломного. До 1994 г. была произведена геологическая разведка трех скважин. Уже в 1996 г. предприятие подготовило экономико-техническое обоснование.

В 1997 г. утвердили план строительства стационарной платформы. Для реализации проекта создана морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная», которая обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение скважин, добычу, хранение, отгрузку нефти на танкеры, выработку тепловой и электрической энергии.

В 1998 г., когда проектирование платформы было в активной стадии, работы заморозили из-за экономического дефолта. Спустя 5 лет проект был скорректирован, и уже новая дочерняя компания «Газпрома» – «Северморнефтегаз» – возобновила строительство. Сроки установки платформы в течение долгого времени откладывались. Первый этап строительства завершили только в конце 2010 г. И только в конце 2013 г. она начала полноценно функционировать.

Строили платформу в Северодвинске и Мурманске, а затем по морю доставили к месту дислокации. При ее проектировании был учтен опыт ведущих иностранных нефтяных компаний, которые уже несколько десятилетий ведут разработку месторождений в схожих природно-климатических условиях.

Длина и ширина платформы составляют 126 м, вес платформы (без балласта) – 117 тыс. т, автономность по запасам провизии и ГСМ – 14 суток, по технологическим запасам и химреагентам – 60 суток, по расходным материалам для буровых работ – 40 суток, жилой модуль рассчитан на круглогодичное проживание до 200 человек (для остальных рабочих используют плавающие рядом Норвежские корабли снабжения).

Платформа отвечает самым жестким требованиям безопасности. Она приспособлена к работе в суровых природно-климатических условиях, спроектирована и построена с расчетом на максимальные в регионе ледовые нагрузки. Платформа работает в соответствии с принципом «нулевого сброса»: использованная буровая промывочная жидкость, шлам и другие технологические отходы закачиваются в специальную поглощающую скважину.

Глубина моря в окрестностях месторождения не превышает 20 метров, поэтому платформа установлена на морском дне и надежно удерживается за счет своего рекордного веса в 500 тыс.т. и защитной бермы из насыпи камня и щебня (около 700 тыс. тонн). Специально разработанное опорное основание МЛСП (кессон) способно беспрекословно противостоять любому арктическому климату, а так же прямому торпедному удару, благодаря стенкам, выполненным из четырех сантиметровой слоя плакированной стали, для большей устойчивости к коррозии и износу они покрыты специальным лакокрасочным соединением, по которому ходит постоянное напряжение.

Кессон является одновременно и хранилищем добытой нефти, трехметровое пространство между ним и стенками заполнено сверхпрочным бетоном. Система хранения нефти на платформе предусматривает «мокрый» способ размещения сырья в резервуарах. При этом поток сырья, поступающий в хранилище, вытесняет балластную воду, и, наоборот, при откачке нефти на судно происходит замещение её балластной водой. Таким образом, резервуар постоянно заполнен какой-либо жидкостью, что исключает возникновение свободной зоны для накопления взрывоопасного газа.

В общей сложности проектом предусмотрен ввод в эксплуатацию 36 скважин, в том числе 19 добывающих, 16 нагнетательных и одной поглощающей.

Для основы жилого модуля была использована бывшая в эксплуатации норвежская нефтяная платформа, но все остальное – это абсолютно уникальная конструкция, построенная так, чтобы обеспечить максимальную безопасность сотрудников и гостей платформы.

Буровая вышка на МЛСП «Приразломная» надежно защищена от внешнего воздействия всех климатических факторов, кожух выдерживает ураганные ветры с силой до 51 м/с. что позволяет вести бурение в любую погоду. Грузоподъемность буровой лебедки – 547 тонн. Специальное оборудование исключает вероятность срыва инструмента, обеспечивает чистоту и комфортабельность проведения работ.

Для отгрузки нефти платформу оснастили двумя комплексами устройств КУПОН, работающими на основе крановой системы, имеющими возможность двигаться в секторе 180° и позволяющими производить загрузку танкеров напрямую из нефтехранилища платформы. Рабочая дистанция между судном и платформой всего 82 метра, швартовка, шланговка и перекачка нефти занимает порядка 6 часов. КУПОНЫ находятся на противоположных концах платформы, что делает возможным беспрепятственный подход судна к платформе в любых погодных условиях. Специальное носовое приемное устройство позволяет максимально точно и быстро начать отгрузку углеводородов через одно из устройств в зависимости от направления течения, волнения моря, дрейфа льда, ветра и др. Если хотя бы один из 30 параметров не будет соответствовать норме, отгрузка автоматически прекратится. Чтобы исключить возможность непроизвольного столкновения танкера с платформой, КУПОНЫ оснащены системой динамического позиционирования. В случае отклонения судна от сектора, обслуживаемого одним из устройств, начинается отшвартовка и переход к другому устройству отгрузки. В случае возникновения непредвиденной ситуации система способна в течение 7 секунд полностью остановить подачу сырья и отсоединиться от судна, исключив при этом разлив нефти в море.

Обнаруженные залежи являются ответвлением обширного Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, граница которого на юге доходит до Перми. Его осадочная порода состоит из палеозойских и мезозойских отложений.

Добыча на месторождении начата в декабре 2013 г. В сентябре 2014 г. был добыт миллионный баррель нефти. Всего в 2014 г. на Приразломном было добыто порядка 2,2 млн. баррелей нефти. В будущем максимальный уровень добычи может достигать 5 млн. тонн нефти в год. Срок эксплуатации месторождения – не менее 25 лет.

Новый сорт нефти, добываемый на Приразломном месторождении, носит название ARCO – от первых букв английских слов Arctic и Oil. Впервые он был представлен на мировом рынке в апреле 2014 г.

Нефть ARCO, по сравнению с обычной российской экспортной нефтью, отличается повышенной плотностью и относительно высоким содержанием

ем серы, а также низким содержанием парафиновых соединений. Содержание серы в нефти ARCO составляет 2,3 %, для сравнения – нефть марки Brent содержит 0,4 % серы.

Нефть ARCO может быть переработана на сложных НПЗ северо-западной Европы. Из нее производятся уникальные химические соединения, используемые в автодорожном строительстве, шинном производстве, а также в космической и фармацевтической промышленности по всему миру.

МЛСП Приразломная перспективное решение, которое принесет нашей стране очень большую выгоду в экономическом плане и что намного ценнее, энергетическую независимость. На основании принятой ОАО «Газпром» концепции работы компании на шельфе предполагается совместная разработка близлежащих Приразломного и Долгинского нефтяных месторождений. Этот шаг является составной частью стратегии по комплексному обустройству всего арктического сектора. Ее суть заключается в освоении ряда недалеко находящихся друг от друга месторождений. Такой подход даст возможность снизить расходы, а также ускорит темп развития и освоения морских месторождений.

## **Список литературы**

1. <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/novaya-neft-novye-usloviya.html>
2. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Приразломное\\_месторождение](https://ru.wikipedia.org/wiki/Приразломное_месторождение)
3. <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/pnm/>
4. [http://www.nftn.ru/oilfields/offshore/timano\\_pechorskij\\_bassejn/prirazlomnoe/18-1-0-56](http://www.nftn.ru/oilfields/offshore/timano_pechorskij_bassejn/prirazlomnoe/18-1-0-56)
5. <https://neftrossii.ru/taxonomy/term/339/0>
6. [https://wiki2.org/ru/Приразломное\\_месторождение](https://wiki2.org/ru/Приразломное_месторождение)
7. <http://fb.ru/article/224186/prirazlomnoe-mestorojdenie-nefti-v-pechorskom-more>
8. <http://pro-arctic.ru/25/02/2014/press/7049>
9. <http://www.turkaramamotoru.com/ru/-19771.html>

## **ОСОБЕННОСТИ ТРАНЗИТА УГЛЕВОДОРОДОВ В РАМКАХ ЕАЭС**

Козлов А.В., Стадник М.Н., Кормин А.М.  
Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Интеграция стран ЕАЭС представлялась важным и экономически обоснованным объединением, но кризисные явления, потрясшие страны союза значительно снизили прогнозы успешного развития. С момента создания

ЕАЭС, не прекращаются дискуссии о том, как на самом деле к нему относятся граждане стран, в него входящих, и не проигрывает ли ЕАЭС в конкуренции Евросоюзу и другим объединениям. Позитивная динамика в экономической активности наблюдалась уже в течение 2016 года. Выход на положительный рост, по оценкам аналитиков, ожидается в странах ЕАЭС к середине 2017 г. и составит 0,5%, после падения по итогам 2016 г. на 0.6%. По итогам 2017 года ожидается рост в диапазоне от 0.3 до 3.6% по разным странам [1].

Периодически появляются конфликтные моменты, связанные с установлением пошлин на импорт, доступа к железнодорожным перевозкам и трубопроводам, а также доступа на рынки друг друга. Особенно это касается пищевой продукции. Трудно шел процесс согласования документов по общему рынку лекарственных средств и медицинских изделий. Такие конфликты снимаются в рабочем порядке органами ЕАЭС – начиная с Евразийской экономической комиссии и вплоть до Межправсовета [2].

Главное достижение – создание Таможенного союза и успешное внедрение Единого таможенного тарифа. С этим связан и успешный переход таможенного контроля на внешний контур ЕАЭС. Кроме того, работающий Договор о ЕАЭС [5]. В нем закреплена «дорожная карта» по достройке общих рынков – лекарственных средств, электроэнергии, финансовых рынков, нефти и газа. Также Договором предусмотрены общие принципы макроэкономической политики, промышленной политики, технического регулирования и пр. Наблюдается определенный прогресс в устранении нетарифных барьеров, стоящих на пути функционирования внутренних рынков. Большой и часто недооцениваемый успех – функционирование общего рынка труда. Стоит также отметить заключения соглашений о Зоне свободной торговли, с государствами не входящими в ЕАЭС.

Диспропорция во взаимных товарных потоках во многом обусловлена особенностью моделей экономического развития государств-членов, спецификой их драйверов экономического роста, которые на протяжении всего постсоветского периода формировались под влиянием рыночной трансформации и конъюнктуры мирового рынка, что предопределило сегодняшнюю разновекторную нацеленность на выстраивание торгово – экономических отношений.

Реализация потенциала страновой специализации и кооперационных связей в ЕАЭС во многом определяется выработкой механизма по снятию (устранению) действующих препятствий во взаимной торговле с последующим предотвращением случаев их введения. Эффект от устранения препятствий для государств-членов зависит от структуры их взаимной торговли, объемов выпуска и внутреннего потребления.

Реализуя намеченные планы по обеспечению трансграничной свободы передвижения товаров, услуг, капитала и рабочей силы, государства-члены в настоящее время сталкиваются с некоторыми трудностями внутреннего

характера. Несмотря на договорную дисциплину переговорного процесса, при подготовке проекта

Договора о ЕАЭС ряд препятствий в качестве барьеров был зафиксирован в статусе «сохранено», в то время как ряд препятствий был учтен в Договоре о Союзе и в иных нормативных актах, составляющих право Союза, в качестве изъятий и ограничений.

Необходимость формирования общих рынков энергоресурсов прописана в 79-й статье договора о ЕАЭС, под которым поставили свои подписи главы Беларуси, Казахстана и России 29 мая 2014 года. Документ предусматривает создание общего электро-энергетического рынка союза к 1 июля 2019 года, общих рынков нефти, газа и нефтепродуктов – к 1 января 2025 года [3].

Основные положения Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС [1]. Концепция формирует цели и задачи общего рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС, структуру, направления взаимодействия.

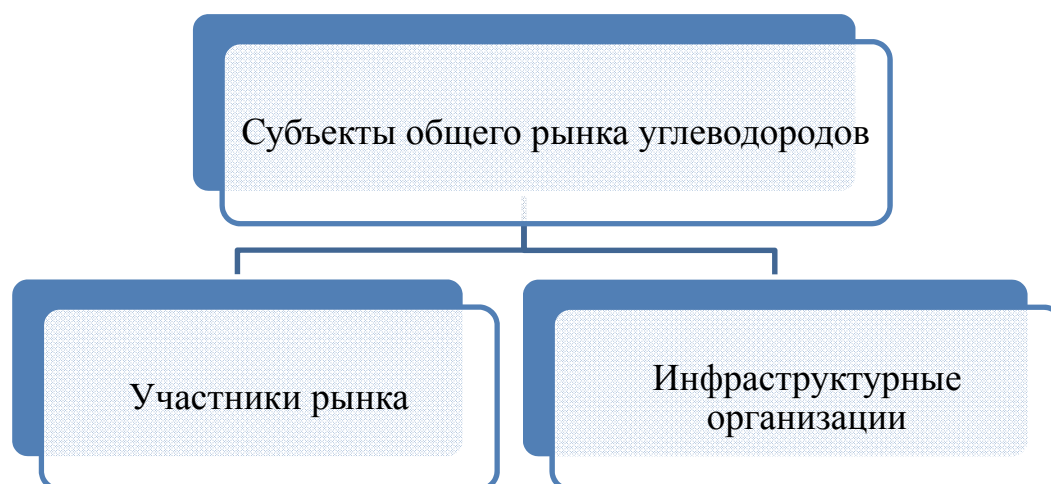


Рисунок 1 – Схема взаимодействия на общем рынке ЕАЭС

Рассмотрим преимущества взаимодействия в рамках ЕАЭС на нефтяном рынке. На долю ЕАЭС в мире приходится 7 % запасов нефти. В феврале 2017 г. цены на нефть продолжили демонстрировать относительную стабильность. Цена на нефть марки Brent находилась у отметки 55 долл./барр., WTI – 53 долл./барр. При этом цены вновь были подвержены влиянию разнонаправленных факторов, которые пока компенсируют друг друга.

Основную поддержку ценам на нефть оказали данные о высоком уровне исполнения странами ОПЕК в целом своих обязательств по сокращению добычи нефти. В пользу роста цен также играет рост напряженности в отношениях США и Ирана, хотя это пока напрямую не угрожает нефтяному рынку последнего. Сдерживающим фактором для дальнейшего роста цен стал ускорившийся рост запасов сырой нефти и буровой активности в США, где в текущем году ожидается умеренный рост нефтедобычи. Однако большинство



аналитиков в этой ситуации ожидают, что в 2017 году средняя цена на нефть все же окажется на 1–5% выше текущих значений [4].

По данным ФТС России, в 2016 году основной прирост зарубежных поставок сырой нефти в абсолютном выражении пришелся на страны Европы и составил 8,4 млн. т, в относительном – 5,7%. Однако на Европу пришлось и основное сокращение поставок нефтепродуктов – на 13,8 млн. т, или 13,2%. Причем более всего, по данным ФТС России, поставки нефтепродуктов сократились в Италию (-50%) и Нидерланды (-16%). В страны АТР прирост поставок нефти из России в 2016 году составил 6,4%, или 4,5 млн. т, а поставки нефтепродуктов сократились всего на 0,7%. В страны ближнего зарубежья в 2016 году ожидаемо произошло сокращение поставок сырой нефти, которое составило 4,2 млн. т (-16,3%) и в основном было вызвано снижением экспорта нефти в Беларусь, которая на фоне разногласий с Москвой пытается заменить российские поставки импортом нефти из Азербайджана и Ирана, но по-прежнему остается в высокой степени зависимости от России. Поставки нефтепродуктов в страны ближнего зарубежья в 2016 году снизились на 7,1% к уровню 2015 года.

В России добыча нефти на море ведется в рамках шести проектов, расположенных в четырех морях. Около 75% морской добычи обеспечивают два проекта – «Сахалин-1» и «Сахалин-2», которые реализуются с середины 2000-х годов. В ближайшие годы существенного роста производства нефти по этим проектам не ожидается.

По существующим прогнозам общие рынки газа, нефти и нефтепродуктов должны появиться еще позже – к январю 2025 года. Одно из наиболее примечательных намерений инициаторов интеграции энергетических рынков заключается в недискриминационном доступе всех участников рынка к инфраструктуре друг друга [6].

Следует констатировать, что формирование общего рынка углеводородов и формирование эффективной системы транзита позволит более эффективно использовать мощный энергетический потенциал союза и решать проблемы энергообеспечения наших экономик, расширить экспортные возможности и транзитный потенциал, повысить устойчивость энергетического сектора и его инфраструктуры к внешним и внутренним воздействиям.

## Список литературы

1. Агеев А.И., Логинов Е.А., Райков А.Н. Формирование общего рынка нефти и нефтепродуктов ЕАЭС: фундамент союзного островка стабильности в будущем мировом океане глобальных спекуляций // Экономические стратегии. 2015. № 56. С. 8–21.
2. Багрова Е.В. Критический анализ реализации постиндустриализма в современном обществе // Философская мысль. – 0. – № 0. – С.0-0. DOI: 10.7256/2409-8728.0.0.21308. URL: [http://e-notabene.ru/fr/article\\_21308.html](http://e-notabene.ru/fr/article_21308.html)

3. Зайцева С.П., Тамер О.С., Лаптева С.В. Современные проблемы автоматизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли. В сборнике: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). 2016. С. 215–219.

4. Кручинин С.В., Киндеркнехт Т.В. Рациональное использование попутного газа. В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института. Ответственный редактор: О.А. Новоселов. 2013. С. 157–161.

5. Шай О. Организация отраслевых рынков. Теория и её применение. М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2014. 503 с.

6. О Концепции формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза // Решение №8 от 31.05.2016// Высший Евразийский экономический совет.

## ПРОБЛЕМЫ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК НЕФТЕПРОДУКТОВ

Кручинин С.В., Зайцева С.П., Тамер О.С.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Определяя современные тенденции развития, мы отмечаем, что Россия постепенно двигается вверх по лестнице многочисленных индексов качества деловой среды – уже удалось выйти на 40–60-е места в мире. Морская добыча нефти в России основной элемент технологического уклада и создания резерва гибкости на будущее, а в ряде случаев она может быть эффективней разработки месторождений в удаленных районах.

Таблица 1

Мировые цены на нефть [1].

Показатель	Ед. измер.	01.01.2017	01.02.2017	15.02.2017	01.03.2017	Изм. за мес. (%)	Средне-мес. годов. изм. (%)
Нефть Urals	долл./бarr.	53,9	53,3	52,7	53,4	-0,4	+72,0
Нефть ESPO	долл./бarr.	57,0	58,9	58,5	57,9	+3,3	+63,9
Нефть Brent	долл./бarr.	54,8	55,1	54,6	55,3	+1,4	+69,0
Нефть WTI	долл./бarr.	52,6	53,0	53,0	53,4	+2,1	+75,8
Нефть Dubai		53,2	55,3	54,7	54,5	+3,0	+84,1
Нефтяная корзина ОПЕК	долл./бarr.	52,8	53,8	53,5	53,5	+3,3	+85,3
Бензин (цена ARA FOB)	долл./т	547,5	562,0	572,8	566,5	+3,5	+61,0
Дизель (цена ARA FOB)	долл./т	475,3	485,0	480,0	486,0	+1,8	+66,3
Мазут 3,5% (цена ARA FOB)	долл./т	286,1	298,3	296,3	298,5	0,0	+120,2

В 2017 году стоимость нефти стабилизировалась, но уже в марте была продемонстрирована отрицательная динамика. На рисунке 1. представлены показатели ценовых изменений.

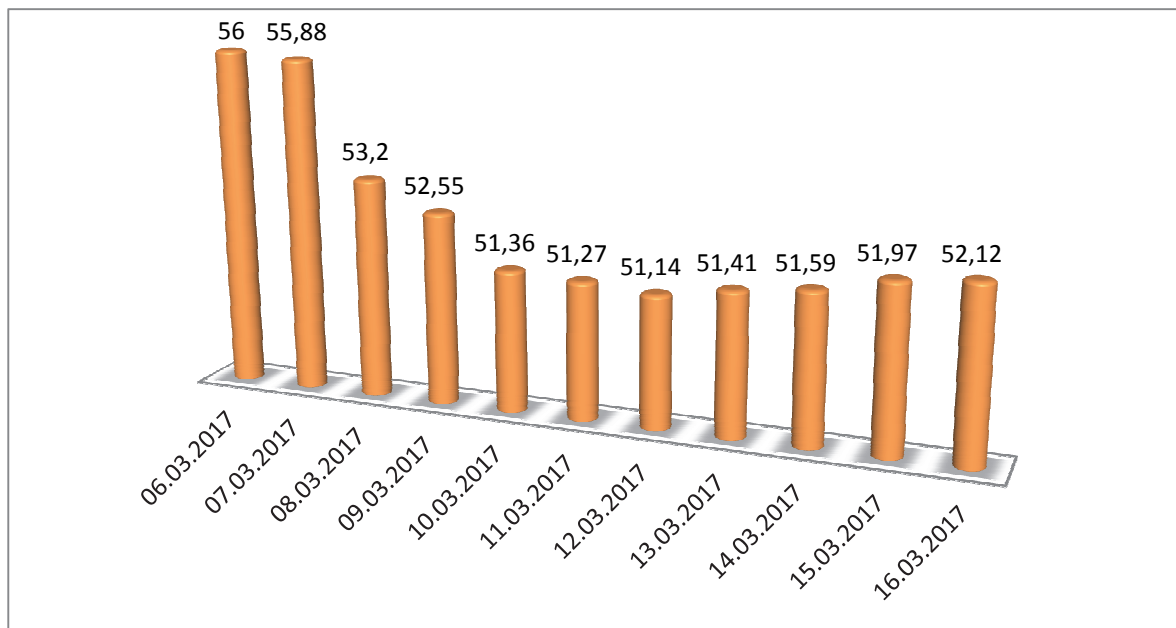


Рисунок 1 – Динамика стоимости нефти в марте 2017 года [1].

В феврале цены на нефть продолжили демонстрировать относительную стабильность. Цена на нефть марки Brent находилась у отметки 55 долл./барр., WTI – 53 долл./барр. При этом цены вновь были подвержены влиянию разнонаправленных факторов, которые пока компенсируют друг друга. Основную поддержку ценам на нефть оказали данные о высоком уровне исполнения странами ОПЕК в целом своих обязательств по сокращению добычи нефти. В пользу роста цен также играет рост напряженности в отношениях США и Ирана, хотя это пока напрямую не угрожает нефтяному рынку последнего.

Сдерживающим фактором, по мнению аналитиков, для дальнейшего роста цен стал ускорившийся рост запасов сырой нефти и буровой активности в США, где в текущем году ожидается умеренный рост нефтедобычи. Однако большинство аналитиков в этой ситуации ожидают, что в 2017 году средняя цена на нефть все же окажется на 1–5% выше текущих значений.

В январе 2017 года мировое предложение нефти относительно декабря 2016 г. сократилось на 1,5 млн. барр./день, из которых около 1 млн. барр./день пришлось на страны ОПЕК. Ряд членов ОПЕК, включая Саудовскую Аравию, сократили добычу заметно ниже своих индивидуальных квот, установленных на уровне октября 2016 г., однако Венесуэла, Габон и ОАЭ пока не выполнили своих обязательств в рамках договоренностей. Дополнительные сложности с полнотой выполнения сделки возникают из-

за Ливии, которая освобождена от ограничений на добычу нефти и устойчиво наращивает ее с августа 2016 г. Страны вне ОПЕК, присоединившиеся к соглашению, в январе обеспечили сокращение добычи нефти на уровне менее 40% от целевого значения [4].

По данным ФТС России, в 2016 году основной прирост зарубежных поставок сырой нефти в абсолютном выражении пришелся на страны Европы и составил 8,4 млн. т, в относительном – 5,7%. Однако на Европу пришлось и основное сокращение поставок нефтепродуктов – на 13,8 млн. т, или 13,2%. Причем более всего, по данным ФТС России, поставки нефтепродуктов сократились в Италию (-50%) и Нидерланды (-16%). В страны АТР прирост поставок нефти из России в 2016 году составил 6,4%, или 4,5 млн. т, а поставки нефтепродуктов сократились всего на 0,7%. В страны ближнего зарубежья в 2016 году ожидаемо произошло сокращение поставок сырой нефти, которое составило 4,2 млн. т (-16,3%) и в основном было вызвано снижением экспорта нефти в Беларусь, которая на фоне разногласий с Москвой пытается заменить российские поставки импортом нефти из Азербайджана и Ирана, но по-прежнему остается в высокой степени зависимости от России. Поставки нефтепродуктов в страны ближнего зарубежья в 2016 году снизились на 7,1% к уровню 2015 года.

В III и IV кварталах 2016 г. поставки нефти сократились до 3–3,5 млн. т, что в два раза меньше уровня 2015 года. Это было вызвано отказом Беларуси оплачивать долг за российский газ (550 млн. долл. на конец января 2017 г.). Стороны пока не согласовали объем поставок нефти в 2017 году, а Россия предложила сократить его до 4 млн. т в I квартале. Это невыгодно для Беларуси, так как НПЗ страны ориентированы на переработку российской нефти, которая поставляется по низкой цене (обнулены экспортные пошлины), а экспорт нефтепродуктов в Европу является важной статьёй доходов бюджета Беларуси.

Определяя внутренние условия экспорта, следует определить особенности регулирования в современных условиях. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был введен с 01.01.2002 г. таким образом, в январе 2017 года отрасль отмечает его 15-летие. Из-за появления большого количества льгот по НДПИ и экспортным пошлинам (ЭП) налоговая система стала сложной и коррупционноремкой. Около трети добычи нефти сегодня льгутируется в объеме порядка 400 млрд. руб. ежегодно. Льготы позволяют обеспечить рост добычи нефти, однако, их эффективность под вопросом [5].

«Основные направления налоговой политики на 2017 г. и плановый период на 2018 и 2019 гг.» (ОННП) предусматривают возможность введения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДЦ). Россия – не первая страна в мире, решающая задачу построения системы налогообложения доходов от нефтяной отрасли, однако действующая отечественная фискальная система разительно отличается от большинства зарубежных аналогов. Основной тенденцией налогообложе-

ния в последние пятьдесят лет является переход от систем, полностью основанных на валовых показателях, к системам, в большей степени базирующимся на налогообложении прибыли, чистого дисконтированного дохода и аналогичных показателей.

На современном этапе в России разветвленная система льгот по НДС и таможенным пошлинам при добыче нефти связана с высокими коррупционными рисками. Администрирование параметров, на которых основаны льготы, затруднено или просто невозможно. В подавляющем большинстве льготы привязаны к показателям государственного баланса запасов (проницаемость, выработанность, объем запасов, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, вязкость), которые измеряются с высокой погрешностью, могут меняться по ширине и глубине пласта, а также со временем. Проблема заключается еще и в том, что эти данные периодически пересматриваются, а контроль за этим процессом фискальными органами не осуществляется. Параметры Госбаланса (ГБЗ) изначально предназначаются для подсчета запасов и непригодны для целей налогообложения [2].

Например, для льготы по выработанности существует так называемая «проблема 2006 г.». Она связана с тем, что понижающий коэффициент к НДС применяется на основании данных ГБЗ об объеме начальных извлекаемых запасов на 01.01.2006 г. Привязка к конкретной дате баланса была сделана с целью исключить возможные манипуляции со списанием извлекаемых запасов для увеличения показателя выработанности. Однако на практике это привело к тому, что сегодня функционируют месторождения с выработанностью более 100%. так как прирост запасов после 2006 г. не отражается при расчете выработанности. Есть и обратные примеры. Так, поскольку извлекаемые запасы категорий АВС1+С2, как правило, на 40–50% выше рентабельно извлекаемых запасов, многие месторождения никогда не достигнут уровня выработанности 80%. с которого предоставляется льгота.

Объем льготированной добычи нефти, начиная с 2006 г. непрерывно растет. В 2006 г. он составлял всего 1% от общего объема производства, сегодня треть добываемой сырой нефти так или иначе попадает под льготы по экспортным пошлинам и НДС (161,5 млн. т в 2015 г.), и в будущем этот показатель будет только увеличиваться. Основные льготы в объеме добычи приходятся на выработанные месторождения (80%), трудноизвлекаемые запасы и гринфилды новых регионов.

Федеральный бюджет в современных условиях софинансирует добычу нефти на 350–400 млрд. руб. С учетом дополнительного роста НДС в 2017 г. при цене на нефть 48 долл./барр. чистая выручка за вычетом экспортной пошлины, транспортных затрат и НДС при отсутствии льгот составляет 15,7 долл./барр. Из этой величины должны быть полностью профинансированы эксплуатационные и капитальные расходы, затраты на финансирование, налоги на прибыль и имущество, дивиденды. Для сравнения, при добыче нефти плотных пород в бассейне Баккен в Северной Да-

коте чистая выручка составляет 42,6 долл./барр. Сопоставимый показатель в России не достигается даже для самых высокольготируемых категорий запасов (баженовская свита и СВН) [3].

Льготы эффективны, если только они приводят к принятию положительных инвестиционных решений. Но если при этом возникает сверхдоходность, то льготы избыточны. Системной оценки эффективности льгот по всем категориям запасов в России до сих пор не проводилось.

Подводя итоги, следует отметить, что важным направлением налоговой реформы является завершение налогового маневра с обнулением экспортных пошлин на нефть. Этот шаг необходим, поскольку система пошлин и акцизов имеет ряд существенных недостатков. Однако для их понимания полезно вспомнить историю вопроса, в том числе в части логики налоговой и таможенно-тарифной политики. Характерной особенностью последней является непоследовательность принимавшихся решений, в результате чего государство посылало довольно противоречивые сигналы инвесторам в нефтепереработке [6].

## Список литературы

1. Динамика стоимости нефти. Режим доступа: <https://news.yandex.ru/quotes/1006.html> (Дата обращения: 16.03.2017)
2. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть 2 (НК РФ ч.2) (ред. 28.12.2016) гл. 26 (введена Федеральным законом от 08.08.2001 N 126-ФЗ)
3. Налог на добычу полезных ископаемых 2017. Режим доступа: <http://ppt.ru/nalogi/ndpi> (Дата обращения: 16.03.2017)
4. Багрова Е.В. Глобализация и постглобализация. Монография / Москва, 2016.
5. Зайцева С.П., Тамер О.С., Лаптева С.В. Современные проблемы автоматизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли. В сборнике: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского промышленного университета). 2016. С. 215–219.
6. Кручинин С.В., Сумин М.П. Правовые проблемы газового конденсата. В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского промышленного института. Ответственный редактор: О.А. Новоселов. 2013. С. 130–132.

## ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Курнашов И.Д., Чебыкина Ю.Б.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Все больше российские нефтяники стремятся к развитию нефтедобывающей отрасли в различных регионах России. Многие нефтяные компании взяли курс на развитие нефтедобычи и газодобычи в северных регионах нашей страны. Большое внимание к себе привлек Ямало-Ненецкий Автономный округ, в котором находится Восточно-Мессояхское месторождение, являющееся самым северным месторождением в России находящимся на суше.

Мессояхские месторождения были открыты в 1980-х годах. Мессояхский проект развернут на Гыданском полуострове, в Тазовском районе ЯНАО на расстоянии около 340 км от Нового Уренгоя, в зоне арктического климата. Геологоразведочные работы на территории Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений проводило объединение «Заполярьегазгеология». Своё название группа месторождений получила благодаря реке Мессояха, которая пересекает оба лицензионных участка. В октябре 2012 г., в период проведения опытно-промышленных работ, на Восточно-Мессояхском месторождении была добыта первая нефть. Возведение главных объектов инфраструктуры, необходимых для начала работы месторождения, стартовало в 2014 г. Проект Восточно-Мессояхского месторождения осуществлен в условиях абсолютной транспортной и инфраструктурной автономии.

На начало января 2016 г. извлеченные запасы Мессояхской группы, относящиеся к категории С1(оценочные) + С2(препологаемые), составили больше 470 млн. тонн нефти, а конденсата – 188 млрд. м<sup>3</sup>.

В августе были завершены комплексные испытания главных объектов инфраструктуры. Проведён пуск газотурбинной электростанции, мощность которой составляет около 84 МВт. Проведены все необходимые проверки системы сбора и подготовки нефти.

21 сентября 2016 г. состоялся ввод в эксплуатацию Восточно-Мессояхского нефтяного месторождения. Разработкой этого объекта занялось предприятие «Мессояханефтегаз», которое является совместным предприятием ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК „Роснефть“». Общие инвестиции в Мессояхский проект составили около 85 млрд. рублей, при этом налоги составят приблизительно 1 трлн. рублей. По подсчетам к 2040 году сумма инвестиции компаний «Роснефть» и «Газпром» в проект месторождения составит приблизительно 256 млрд. рублей.

При внедрении новейших инженерно-технических решений на обустройство Восточно-Мессояхского месторождения потребовалось менее трех

лет. На момент запуска на месторождении была пробурена 51 эксплуатационная нефтяная скважина и введен в эксплуатацию подводный нефтепровод протяженностью 98 км, связывающий промысел с магистральным нефтепроводом «Заполярье-Пурпе». Из-за низких арктических температур в данном регионе трубопровод защищен слоем теплоизоляции. На месторождении и приемо-сдаточном пункте возведены две электростанции, общая суммарная мощность которых составляет более 90 МВт. Они полностью снабжают месторождение и приемо-сдаточный пункт электроэнергией.

Из-за сложного геологического строения месторождения потребовалось внедрение новых методов бурения и строительства скважин, поддержания пластового давления. Главные нефтяные пласты Восточно-Мессояхского месторождения представляют собой терригенные коллекторы, отличающиеся крайней прерывистостью по площади и разрезу. Для улучшения эффективности разработки залежей были применены современные решения, например бурение многозабойных скважин.

Особенности нефтеносного пласта залегающего на глубине 70–800 м определили то, что Мессояхские скважины являются уникальными, так как их глубина составляет 840 м, а горизонтальная протяженность участка превышает 1 000 м.

Для снижения воздействия на окружающую среду Арктического региона при обустройстве месторождения применялись специальные технологии. Например, для поддержания состояния слоев многолетней мерзлоты был проложен наземный подводный нефтепровод, стоящий на специальных опорах, оснащенных термостабилизационной системой, а подводные переходы нефтепровода были проложены методом наклонно-направленного бурения.

Добытая первая миллионная тонна нефти на Восточно-Мессояхском месторождении подтвердила правильность выбранного темпа разработки месторождения и эффективное применение современных технологий бурения и увеличения интенсивности притока.

В данный момент на Восточно-Мессояхском промысле 94 скважины поддерживают среднесуточную добычу нефти 7,3 тыс. тонн/сут.

Значительное увеличение объемов бурения на месторождении планируется в 2017 г. Для этого планируется поставить 11 дополнительных буровых установок. Всего на Восточно-Мессояхском месторождении одновременно будут работать 19 станков. По прогнозам в 2017 г. на долю новых скважин выпадет до 50 % всего объема добычи «Мессояханефтегаза». На 2020 г. на Восточно-Мессояхском месторождении планируется достичь пика добычи, который составит около 5,6 млн. тонн нефти.

Разработка Восточно-Мессояхского месторождения позволит российским нефтяникам продвинуться в освоении нефтеносных районов арктической части России. Помимо этого, добыча на месторождении по прогнозам



нефтяников к 2020 году будет равна 5,6 млн. тонн, а планируемые инвестиции компаний «Газпром нефть» и «Роснефть» в 2040 году составят около 256 млрд. рублей.

### **Список литературы**

1. <http://oilgascom.com/-nachata-promyshlennaya-ekspluatsiya-samogo-severnogo-iz-razrabatyvaemyx-neftyanyx-mestorozhdenij-rossii/>
2. <http://rus.vrw.ru/page/v-promyshlennuju-ekspluatsiju-zapushhenovostochno-messojajhskoe-mestorozhdenie>
3. <https://www.rosneft.ru/press/news/item/185737/>
4. [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/jamalo\\_neneckij\\_ao/vostochno\\_messojajhskoe/7-1-0-113](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/vostochno_messojajhskoe/7-1-0-113)
5. [http://nangs.org/news/business/tag/ВосточноМессояхское\\_месторождение](http://nangs.org/news/business/tag/ВосточноМессояхское_месторождение)
6. <http://www.vsluh.ru/longreads/191>

## **О ПРЯМЫХ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТИЦИЯХ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ РОССИИ**

Мигунова А.М.  
Mott MacDonald Ltd, Bristol, UK

Россия является лидером по запасам природного газа и одним из лидеров по запасам нефти. При наличии огромных природных ресурсов, образованной рабочей силы и потенциала нефтегазового рынка, парадоксально, что Россия является одной из наименее привлекательных стран для иностранных инвесторов в своем регионе [1]. Причинами являются не только политико-экономическая обстановка в стране и особенности местного рынка, но также и ухудшение обстановки в нефтегазовой отрасли в целом.

Каждая страна имеет разный уровень привлекательности для иностранных инвесторов, это определяется историей, географией, культурными особенностями и другими обстоятельствами.

Основной проблемой оттока иностранных инвестиций из страны за последние несколько лет стала политическая обстановка в России в отношении с Украиной и наложение санкций со стороны ряда стран, что оказывает негативное влияние на экономику страны. Нестабильность местной валюты как результат нестабильной экономики также является препятствием для инвесторов.

Алан Джонс изучил основные препятствия для прямых иностранных инвестиций в современную Россию и определил их следующим образом:

- Политическая и экономическая культура России и их влияние на государственные реформы;

- Межнациональные корпорации, инвестирующие в Россию, отмечают враждебную эру демократии, чье слабое понимание работы экономического рынка приводит к крушению сделок на федеральном уровне. Другие эксперты отмечают значительное присутствие коммунизма в современной России и ограниченность реформ экономики.

- Налоговая система и правовая инфраструктура. Частые изменения в налоговой системе, такие как неэластичные штрафы за неуплату налогов, которые могут легко увеличить налоговую ответственность в два или три раза и легкость, с которой коррупционные налоговые инспекторы могут манипулировать этими штрафами; присутствие большого количества налогов, облагаемых на федеральном и местном уровнях.

- Присутствие олигархии, широкое распространение преступности разного уровня и коррупции.

- Стил управления и работы на предприятиях.

- Регулирование экспорта [2].

И. Николаева так же отмечает дополнительный риск для иностранных инвесторов – непрозрачность российского рынка, которая главным образом определяется недоступностью информации [3].

Помимо особенностей страны, в настоящее время наблюдается беспрецедентно высокая волатильность цен на нефть, что делает затруднительным адекватно оценить ситуацию и провести анализ тенденции рынка. В нефтяной отрасли ценовая волатильность проецируется на длительный инвестиционный цикл капитальных вложений. Так, снижение цен на нефть и волатильность уже привели к потере огромной части инвестиций, и нефтяной рынок начал движение к достижению среднесрочного баланса [4].

Несмотря на негативные факторы, с которыми сталкиваются иностранные инвесторы при решении инвестировать в Россию, в отношении нефтегазовой отрасли страна является крайне благоприятной для развития бизнеса. Привлекательность российского нефтегазового рынка для иностранных инвесторов определяется огромным запасом природных ресурсов, конкурентоспособной себестоимостью добываемой нефти и газа, относительно низкой стоимостью рабочей силы и наличием опытных квалифицированных специалистов.

Большим преимуществом для иностранных инвесторов стала национальная политика плавающей валюты, которая изменилась в последние несколько лет. Учитывая, что структура затрат промышленности определяется местной валютой, а поток дохода находится в долларах, таким образом это очень здоровая промышленность с определенными ограничениями, которая должна работать в условиях санкций [5].

«В целом, сегодня формируется новый технологический уклад нефтегазовой отрасли, который включает в себя технологии быстрой обработки

больших массивов геологических данных, что позволяет говорить о новом витке в развитии способностей отрасли по использованию ресурсного потенциала» [4]. В новых ценовых условиях и с учетом развития технологий происходит изменение роли сервиса и требований к нему. Овладение новыми технологиями является необходимым условием на рынке сервисных услуг, компании-операторы должны предлагать наиболее эффективные решения. Конкуренция в этой области растет и успешными становятся лишь те компании, которые лидируют в сфере инноваций. Иностранные специалисты отмечают очень живой и конкурентный рынок местных сервисных нефтегазовых компаний [5].

#### **Вывод:**

Россия обладает значительным потенциалом в нефтегазовой отрасли, который выражается в объеме запасов природных ресурсов и квалифицированной рабочей силе. Иностранные инвесторы заинтересованы в российском рынке и готовы участвовать в развитии новых технологий в нефтегазовой индустрии. Главным препятствием для иностранных инвесторов помимо нестабильной экономико-политической обстановки в стране является неразвитая налоговая система, непрозрачность рынка и широкое распространение коррупции. При условии проведения определенных реформ и создания благоприятной обстановки для инвестирования, Россия может стать одной из наиболее привлекательных стран для иностранных инвесторов, что значительно улучшит не только нефтегазовую индустрию, но и другие сферы промышленности и экономику страны в целом.

#### **Список литературы**

1. N. Farby, S. Zeghni, Foreign direct investment in Russia: how the investment climate matters// Communist and Post-Communist Studies – 2002. – Vol. 8, Issue 3.
2. A. Jones, G. Fallon, R. Golov, Obstacles to foreign direct investment in Russia// European Business Review – 2000. – Vol. 12, Issue 4.
3. И.П. Николаева. Инвестиции. М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К». – С.182–188.
4. И. Сечин, Мировой рынок нефти на развилке: инвестиции в неопределенность или управление рисками?// Петербургский Международный Экономический Форум – 2016.
5. R. Dudley, World oil market at crossroads: uncertainty investments or risk management?//St. Petersburg International Economic Forum – 2016.

## ПОДГОТОВКА БАКАЛАВРОВ НЕФТЯНИКОВ МЕТОДАМИ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Савельева Н.Н.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В настоящее время проблема эффективности обучения в вузе и повышения качества знаний специалиста связана с быстрым увеличением объема научной и промышленной, следовательно, и учебной информации. Это, в свою очередь, вызывает необходимость реформирования образования путем совершенствования учебного процесса, активизация его внутренних резервов, интенсификации и оптимизации [1]. Вместе с тем, традиционное обучение не способствует активному освоению новой информации, поскольку является преимущественно репродуктивным, ориентированным на представление знаний и способов действия, которые передаются студентам в готовом виде [4]. В связи с этим актуальным является создание и внедрение новых обучающих технологий, методов управления обучения и систем контроля, обеспечивающих активную познавательную деятельность студентов, развитие их интеллектуальных, профессиональных и творческих способностей, отвечающих мировым стандартам в области профессиональной подготовки.

Одним из путей повышения эффективности обучения является введение элементов научных исследований в учебный процесс, что позволяет существенно сократить сроки адаптации выпускников к научным и производственным проблемам [3].

С целью создания обучающей модели в будущей профессиональной области деятельности автором разработаны компоненты дидактического инструментария в виде обучающих программ, моделирующих алгоритмов и графического интерфейса.

Моделью учебного процесса является поисковая учебная деятельность, которая включает следующие составляющие:

- постановка задач;
- выдвижение и проверка гипотез,
- формализация исходной информации;
- генерирование альтернативных вариантов;
- экспертная оценка;
- построение математической модели;
- формирование моделирующего алгоритма;
- оптимизация решения математической модели;
- визуальное отображение результатов решения задач;
- анализ результатов;
- варьирование исходных данных и моделей в ряде последовательных итераций исследовательского процесса;
- создание базы данных и знаний, и ряд других этапов.

В соответствии с предложенной моделью разработана схема алгоритма, приведенная на рисунке 1. Затем создана обучающая программа. Она выполнена на языке Delphi.

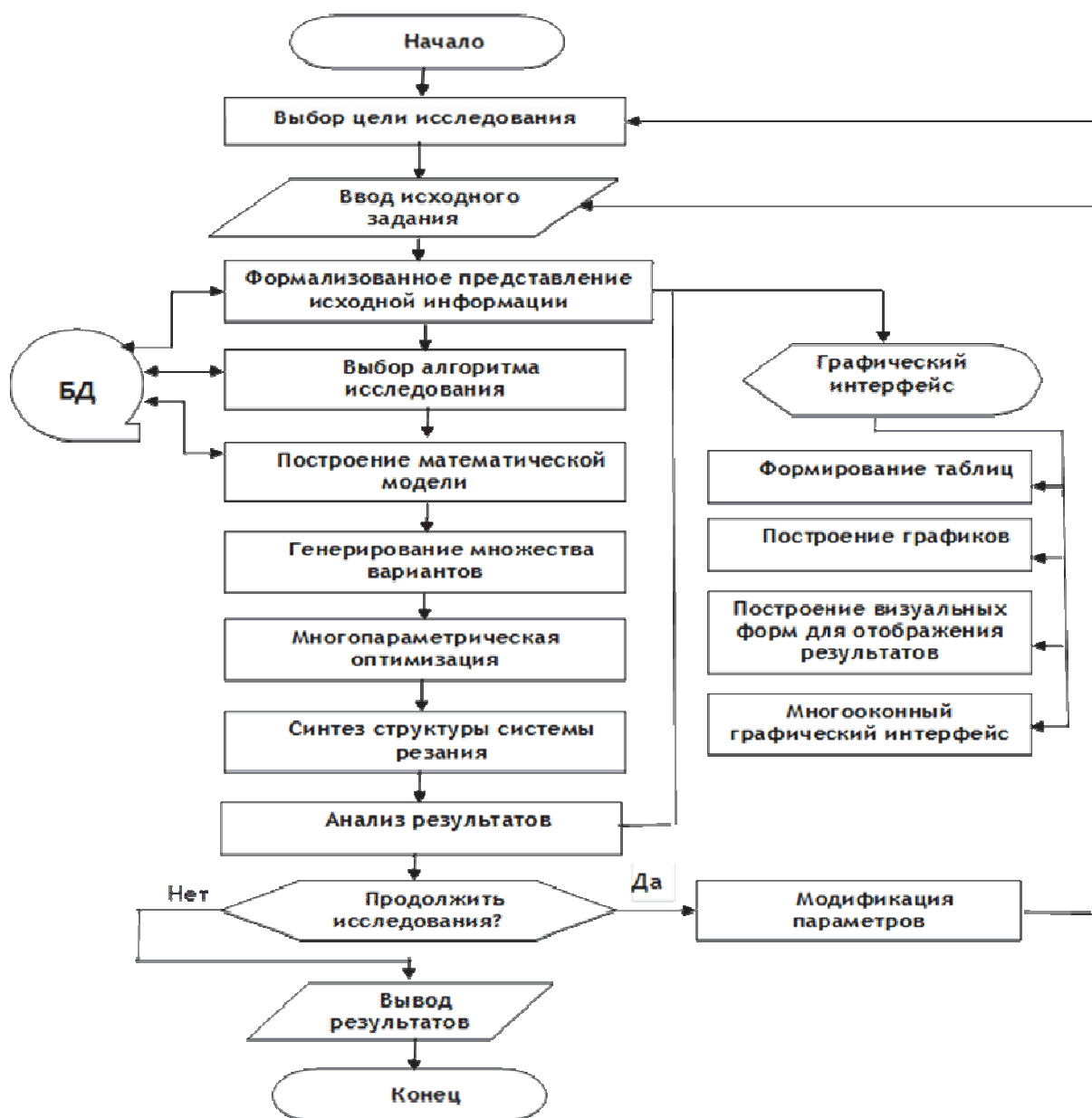


Рисунок 1 – Моделирующий алгоритм

Исходная и выходная информация представлена в визуальной форме, разработанной в среде Delphi (рисунок 2). Результаты исследований формируются в виде таблиц и графиков. Алгоритм обеспечивает формализованное представление исходных и выходных данных, проверку гипотезу по предварительному анализу ограничений и целевой функции, оптимизацию исследуемых параметров в виде итерационного процесса в диалоговом режи-

ме и ряд других функций. Создана база данных, которая используется для формирования математических моделей, моделирующих алгоритмов, методов решения оптимизационных задач, представления результатов в требуемом формате. Функциональные клавиши обеспечивают управление вычислительным процессом в зависимости от цели исследования.

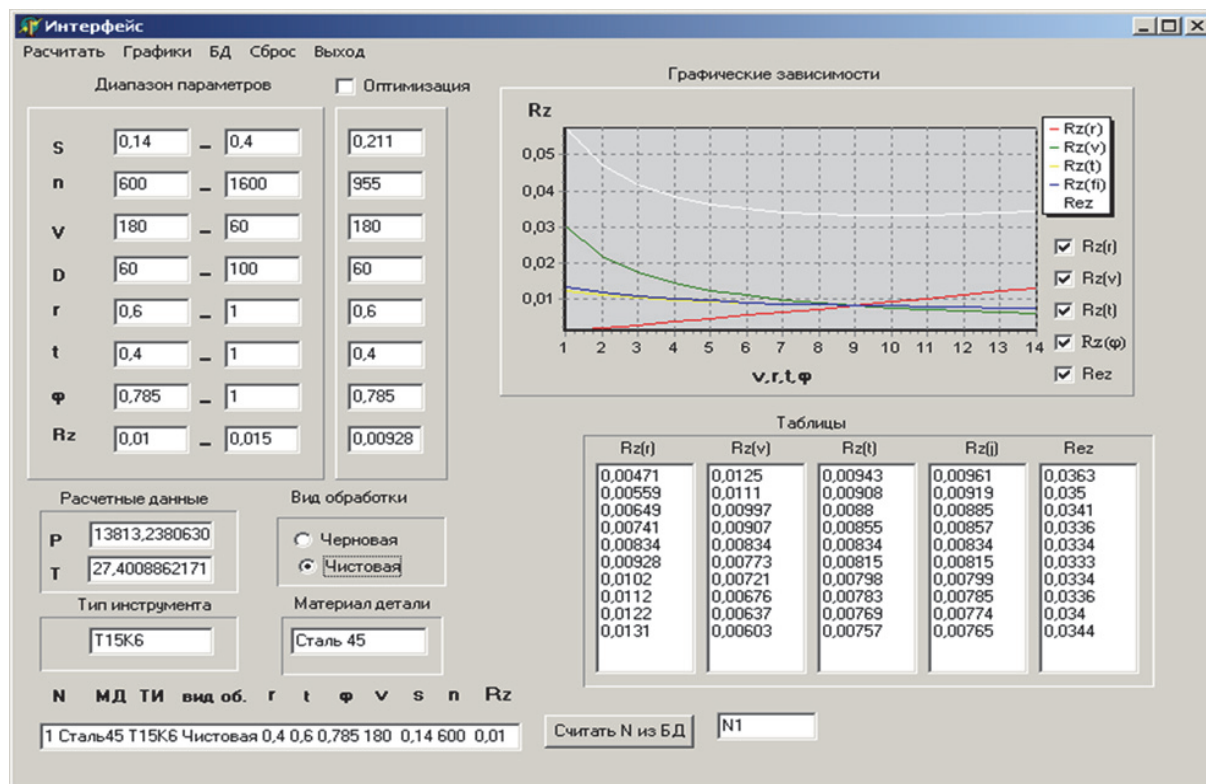


Рисунок 2 – Моделирующий алгоритм выбора оптимальных параметров технологического оборудования.

Данная модель опробована при изучении дисциплины «Основы инженерного проектирования». Эта дисциплина учебного плана по направлению Нефтегазовое дело.

Теоретический материал дисциплины представлен в виде лекций и учебно-методических материалов в электронном виде. Практический блок включает лабораторный практикум, индивидуальные контрольные задания, работа над научно-исследовательским проектом. Комплекты индивидуальных заданий хранятся в базе данных. Контроль базовых знаний, осуществляется с помощью тестов и контрольных работ, которые соответствуют определенным эталонам усвоения.

В лабораторном практикуме выполняются лабораторные работы с элементами научных исследований. Например, на одной из работ с помощью созданных математических моделей и алгоритмов оптимизация исследовано влияние шероховатости на параметры режимов резания и производительность оборудования [2].

Экспериментальная проверка показала более глубокое усвоение изучаемого материала, заинтересованность в получении оптимальных результатов и эффективность компьютерного моделирования с позиции точности и скорости получения оптимального решения.

## Список литературы

1. Матвеева М.В. Активизация подготовки студентов к инженерно-конструкторской деятельности посредством компьютерных технологий (на примере изучения инженерной графики) /Дис. канд. пед. наук: 13.00.08 /Матвеева М.В. – Красноярск, 2003. – 216 с.

2. Савельева Н.Н. Применение информационных технологий при организации процесса подготовки студентов для высокотехнологичных предприятий / Н.Н. Савельева // Информационные ресурсы в образовании: материалы Международной научно-практической конференции. – Нижневартовск, 2013. – С. 68-71. – 0.53 п. л.

3. Савельева Н.Н. Личностно-ориентированная подготовка бакалавров будущих нефтяников / Н.Н. Савельева // Традиции и инновации в образовательном пространстве России, ХМАО-Югры и НВГУ: материалы V Всероссийской научно-практической конференции. – Нижневартовск, 2016. С. 76–81

4. Соколова И.Ю. Анализ влияния результатов развития школьников на качество подготовки специалистов, бакалавров в вузе./ И.Ю. Соколова// Крымский научный вестник. Издательство: Межрегиональный институт развития территорий – Ялта, 2015. с.191–210

5. Фикс Н.П. Теоретическое обоснование и опыт применения автоматизированного учебно-методического комплекса (на материалах ТОЭ) /Дис. канд. пед. наук. – Томск / ТГПУ, 2002.

## **СЕКЦИЯ II. ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### **ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ**

Апасов Т.К., Ахундзаде Н.И.  
Тюменский индустриальный университет

В настоящее время методы гидропрослушивания применяются не только для оценки взаимодействия (интерференции) скважин, но и для определения непроницаемых границ и положений водонефтегазовых контактов, для определения мест локальных и площадных перетоков между пластами и др.

Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами. Методы гидропрослушивания обладают большой разрешающей способностью и позволяют, кроме гидропроводности, определить в явном виде и пьезопроводность области реагирования.

#### **Технология проведения исследования.**

Технология гидропрослушивания предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах, в одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления. Возмущающей может быть действующая, либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

#### **Задачи, решаемые методом гидропрослушивания.**

В рамках работы выполняется:

1. Согласование целей и задач исследования.
2. Выбор и согласование с Заказчиком скважин-кандидатов для проведения гидродинамического прослушивания.
3. Многовариантный анализ планируемого исследования на основе гидродинамической модели пласта и выбор оптимальных параметров исследования.
4. Выбор окончательного списка участвующих скважин.
5. Определение ключевых параметров исследования: объемов добычи (закачки), общее время гидропрослушивания, время создания возмущения, количество возмущающих импульсов.
6. Разработка рекомендаций по технологии проведения исследования и требований к приборам (чувствительность, время автономной работы, дискретность записи).
7. Формирование плана полевых работ.



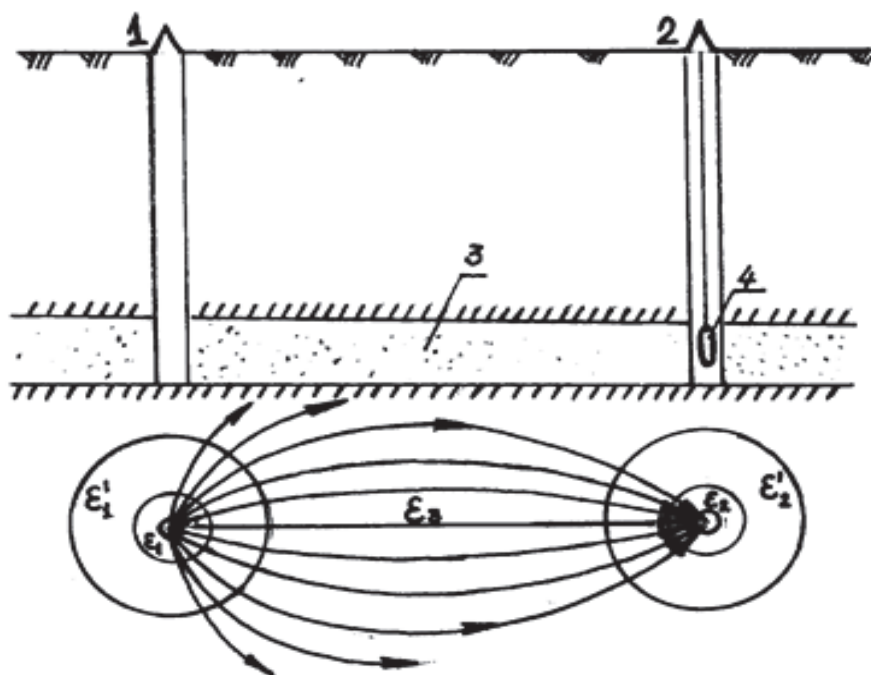


Рисунок 1 – Схема проведения гидропрослушивания пластов: 1 – возмущающая скважина, 2 – реагирующая скважина, 3 – пласт, 4 – глубинный прибор (манометр или дифманометр)

Известно несколько методов гидропрослушивания, отличающихся различными способами создания возмущающего импульса:

- изменением дебита возмущающей скважины на постоянную величину;
- созданием фильтрационных гармонических волн давления; а также разными способами обработки кривых изменения забойного давления в реагирующих скважинах:
- с использованием эталонной кривой;
- дифференциальный и интегральный;
- по характерным точкам кривых реагирования;
- по экстремуму кривой реагирования.

**Гидропрослушивания скважин и их влияние на разработку месторождений в карбонатных коллекторах Харьягинского месторождения.**

Согласно текущим представлениям, характер течения в барьерной зоне основного объекта разработки Харьягинского месторождения главным образом определяется различными видами карстопроявлений и сложной системой трещин. Для того чтобы исследовать данное явление на Харьягинском месторождении была разработана и выполнена расширенная программа испытаний скважин (включающая гидропрослушивания).

Высококачественные данные гидропрослушиваний получены за период разработки месторождений. Численная интерпретация была выполнена для нескольких гидропрослушиваний. В результате были определены скорости волн давления и оценены свойства пласта между парами скважин.

На следующем этапе данные гидропрослушиваний использовались для адаптации существующей модели двойной пористости. Использование информации как дополнительных условий привело к более точному воспроизведению поведения блоков месторождения. Гидродинамическая связь между двумя ранее считавшимися разделенными пластами была доказана в рамках данной работы. Кроме того, была подобрана соответствующая стратегия закачки для поддержания давления на основном объекте разработки.

Таким образом, метод гидропрослушивания позволяет решить следующие геолого-промысловые задачи: определить фильтрационные характеристики залежи в удаленных ее участках, на середине расстояния между возмущающими и реагирующими скважинами; установить гидродинамическую связь между нефтяной и законтурной частями залежи; установить гидродинамическую связь между отдельными частями залежи (между отдельными скважинами); установить гидродинамическую связь между отдельными пропластками мощного продуктивного пласта или отдельными пластами мощного продуктивного горизонта.

## Список литературы

1. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Модель нестационарного течения и результаты стендовых испытаний // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №1. – С.114–136. [URL:[http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/StrekalovAV\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/StrekalovAV_5.pdf)]
2. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е., Хусаинов А.Т. Метод обращения геометрических фигур // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №2. – С.438–450. [URL:[http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_2.pdf)]
3. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е., Хусаинов А.Т. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №2. – С.14–32. [URL:[http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_1.pdf)]
4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Модели элементов гидросистемы продуктивных пластов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №5. – С.119–133.[URL:<http://ogbus.ru/article/modeli-elementov-gidrosistemy-produktivnyx-plastov/>]
5. Электронный научно-информационный журнал [<http://www.spe-moscow.org/ru/meetings/meeting-120/488-meeting-120.html>]
6. Электронный научно-информационный журнал «Промысловые исследования нефтяных пластов» [<http://neftegaz.wikia.com/wiki>]

# МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ. МЕТОД «ПУТЕВОЙ УВЯЗКИ» ПОТОКОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЯ

Апасов Т.К., Ахундзаде Н.И.  
Тюменский индустриальный университет

Методы поддержания пластового давления в настоящее время обычно применяются с первого периода разработки залежи. Процесс нагнетания воды в продуктивный пласт через нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления называется заводнением. Заводнение позволяет резко увеличить нефтеотдачу пласта, в отдельных случаях до 70%.<sup>[1]</sup>

## **Назначение системы поддержания пластового давления (ППД)**

Назначение системы поддержания пластового давления (ППД) ППД относится к гидродинамическим методам повышения нефтеотдачи и кроме повышения нефтеотдачи, обеспечивает интенсификацию процесса разработки, поддерживает или повышает пластовое давление.

На практике применяются следующие системы заводнения:

1. Законтурное заводнение – применяют на сравнительно небольших по размерам залежах с литологически однородными коллекторами, с хорошей проницаемостью в законтурной части.

2. Приконтурное заводнение – применяется при низкой проницаемости нагнетательные скважины размещают на небольшом расстоянии от контура нефтеносности или непосредственно на этом контуре в более проницаемых частях залежи.

3. Внутриконтурное заводнение – применяется при разработке значительных по размерам нефтяных залежей.

4. Блочное заводнение – залежь разрезают на самостоятельные участки рядами нагнетательных скважин, расположенных перпендикулярно оси структуры

5. Очаговое заводнение – в сочетании с внутриконтурным заводнением, когда на отдельных участках падает  $P_{nm}$  и сжижаются объемы отбираемой нефти.<sup>[3]</sup>

## **Модель системы поддержания пластового давления**

Особенный интерес для разработок в области моделирования представляют сложные системы с развитой структурой и состоящие из множества элементов, которые объединяют процессы движения жидкостей в наземных трубопроводных сетях, скважинах с фильтрационно-энергетическими процессами пластовых систем. Целевые параметры такого рода систем обычно трудно предсказуемы и сильно изменяются при изменении свойств хотя бы одного элемента системы<sup>[1]</sup>.

В связи с тем, что наибольший уровень воздействия на пластовую систему и наибольшую энергоемкость имеют системы заводнения, основным

аспектом практического применения моделей является повышение эффективности систем поддержания пластового давления (ППД) с позиции минимизации энергетических затрат и максимизации эффективности процесса нефтеизвлечения. Большинство ограничений в известных моделях теории гидравлических цепей (ТГЦ) связаны с фиктивными граничными условиями, ограничениями на вид структуры системы, требованиями к виду функций (замыкающих отношений), отсутствие взаимосвязи между гидравлическими режимами и важными техническими показателями элементов (например, взаимодействие с природными системами, перемерзание участков, аварийные режимы работы насосных агрегатов, изменение состояния обратных клапанов, переход гидравлической энергии в тепловую и т. п.).<sup>[2]</sup>

### **Метод «путевой увязки» потокораспределения**

Процесс заводнения обеспечивается техногенной (технической) гидросистемой (ТГС) поддержания пластового давления, включающей в себя объекты водозабора, системы очистки, насосные станции, сети трубопроводов, запорной и дросселирующей арматуры, оборудования устья нагнетательных скважин, дренируемые и заводняемые зоны пласта или пластовую гидросистему в целом.<sup>[5]</sup>

Одним из методов систем ППД является метод «путевой увязки» потокораспределения.

Согласно данному методу для любого потокораспределения должны выполняться следующие условия:

1. В каждом транзитивном (соединенным с более, чем одним звеном) узле должен соблюдаться материальный баланс, отвечающий принципу неразрывности (сплошности) потока текучей среды;

2. Сумма перепадов давления на концах звеньев, входящих в путь, должна быть равна сумме гидростатических перепадов давления на концах звеньев, входящих в этот путь и перепадов давления между узлом начала пути и узлом конца пути. Ими являются активные узлы, символизирующие накопители текучей среды, давление в которых задано на момент расчета.

Направление «обхода» пути задается выбором одного из пары активных узлов начальным, а другого конечным, т. е. как и в звеньях, но уже для цепочки от одного НТС до другого. Поскольку активные узлы отражают элемент НТС, то согласно первому свойству НТС, значения, характеризующие стабилизированный потенциал текучей среды, должны быть заданы на текущий момент времени (давления в точках возможного притока/оттока – в реках, озерах, емкостях, пластах и т. д.).

Отличием предлагаемой модели от известных аналогов является полноценный учет потока и тепло распределения в гидросистемах произвольного вида, т. е. структуры и характеристик элементов, описываемых в виде функций полных гидравлических характеристик. В известных моделях не учитывается двусторонняя взаимосвязь физических свойств жидкости с тепло распределением. Т. е. изменяемая температура потока по длине

звеньев меняет плотность и вязкость среды и наоборот изменение вязкости и плотности изменяет характеристики теплопередачи и температуру. Также вследствие перехода части гидравлической энергии в тепловую происходит дополнительный нагрев среды, который в свою очередь ведет к изменению ее вязкости и плотности, что далее приводит к изменению режима течения и потере давления на трение. <sup>[4]</sup>

## Список литературы

1. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Модель нестационарного течения и результаты стендовых испытаний // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №1. – С.114–136. [URL:[http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/StrekalovAV\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/StrekalovAV_5.pdf)]

2. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е., Хусаинов А.Т. Метод обращения геометрических фигур // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №2. – С.438–450. [URL:[http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_2.pdf)]

3. Стрекалов А.В., Стрекалов В.Е., Хусаинов А.Т. Метод управления технической гидросистемой посредством анализа регулировочных кривых // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №2. – С. 14–32. [URL:[http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/StrekalovVE/StrekalovVE_1.pdf)]

4. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Модели элементов гидросистемы продуктивных пластов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №5. – С. 119–133. [URL:<http://ogbus.ru/article/modeli-elementov-gidrosistemy-produktivnyx-plastov/>]

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ОБЪЕКТА БВ8(0) САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

Бахышова Ш.Т., Колесник С.В.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

На данный момент Самотлорское месторождение находится на 4 стадии разработки и с каждым годом происходит снижение годовой добычи нефти. Для поддержания стабильного уровня добычи углеводородов и компенсации естественного падения необходимо бурение новых скважин и внедрение новых технологий.

Основной объем остаточных запасов нефти сосредоточен в пластах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Разбуривание

данных запасов стандартными скважинами является экономически мало- рентабельным. Повышение эффективности бурения скважин в зонах с низ- кими фильтрационно-емкостными свойствами пласта является одной из основных задач в нефтяной отрасли на данный момент. Технология прове- дения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах стала одним из наиболее эффективных решений этой задачи.

Промышленная эксплуатация пласта БВ8(0) началась в 1969 году. На пер- вом этапе пласт БВ8(0) разрабатывался совместно с пластом БВ8(1-3) систе- мой наклонно-направленных скважин. Пласт БВ8(1-3) являлся основным объ- ектом разработки, поэтому в пласте БВ8(0) оставался большой объем остаточ- ных невырабатываемых запасов. В связи с повышением обводненности пласта БВ8(1-3) совместная эксплуатация с пластом БВ8(0) стала экономически не- рентабельной. Дебиты нефти были низкими. Поэтому для выработки остаточ- ных запасов пласта БВ8(0) необходимо воздействовать на слабодренируемый тонкослоистый коллектор. Плюс разработка пласта осложняется низкой и не- выдержанной глинистой перемычкой между пластом БВ8(0) и БВ8(1-3). Мощность глинистого раздела между коллекторами пласта БВ8(0) и нижеле- жащим обводненным пластом БВ8(1-3) в среднем – 3,5м (от 0 до 14м); это ве- дет к высоким рискам прорыва воды по трещинам ГРП.

В 2014–2015 году на БВ8(0) начали реализовывать горизонтальные скважины с МГРП. Проводилось 4–6 стадий. Объем проппанта на 1 ста- дию составлял порядка 5 тонн. Но это не привело к значительному росту дебитов нефти. Как видно из рисунка 1 средний дебит нефти за 1 месяц ра- боты составил порядка 20 тонн в сутки. При этом в ряду скважин уже в первые месяцы наблюдался резкий рост обводненности, одной из причин которого мог послужить прорыв воды по трещинам ГРП.

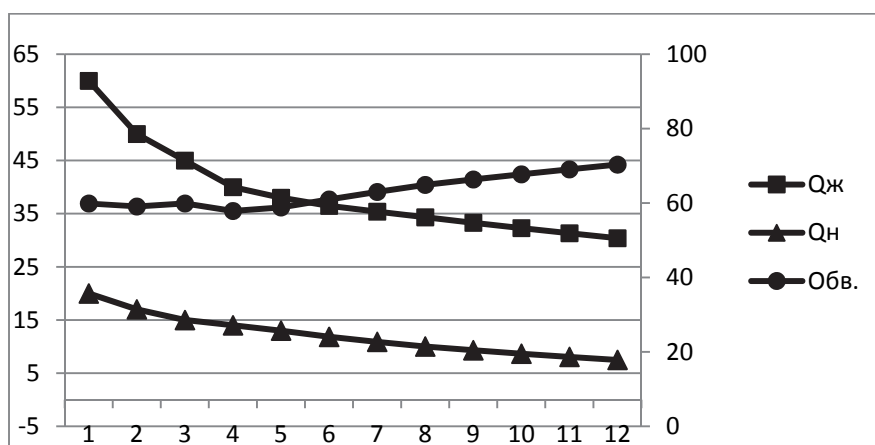


Рисунок 1 – Средняя динамика показателей добычи за 1 год работы по ГС с 4-6 ГРП. Анализ по 7 скважинам ВНС

С целью увеличения дебитов нефти и снижения рисков прорыва тре- щин ГРП в нижележащий пласт в 2016–2017 г. количество стадий МГРП

было увеличено до 7–18, а также снижен объем проппанта на 1 стадию (не более 3 тонн).

Увеличение стадийности позволяет нам вовлечь в разработку зоны остаточных низкопродуктивных запасов, нерентабельных с применением традиционных технологий.

Кроме того за счёт увеличения стадийности удается снизить массу проппанта на стадию, при этом без снижения продуктивности скважины. Это минимизирует риски прорыва трещин ГРП в нижележащий обводненный пласт.

На рисунках 2 и 3 приведен сравнительный анализ данных, полученных при проведении МГРП на горизонтальных скважинах с 7–8 стадиями и 14–18.

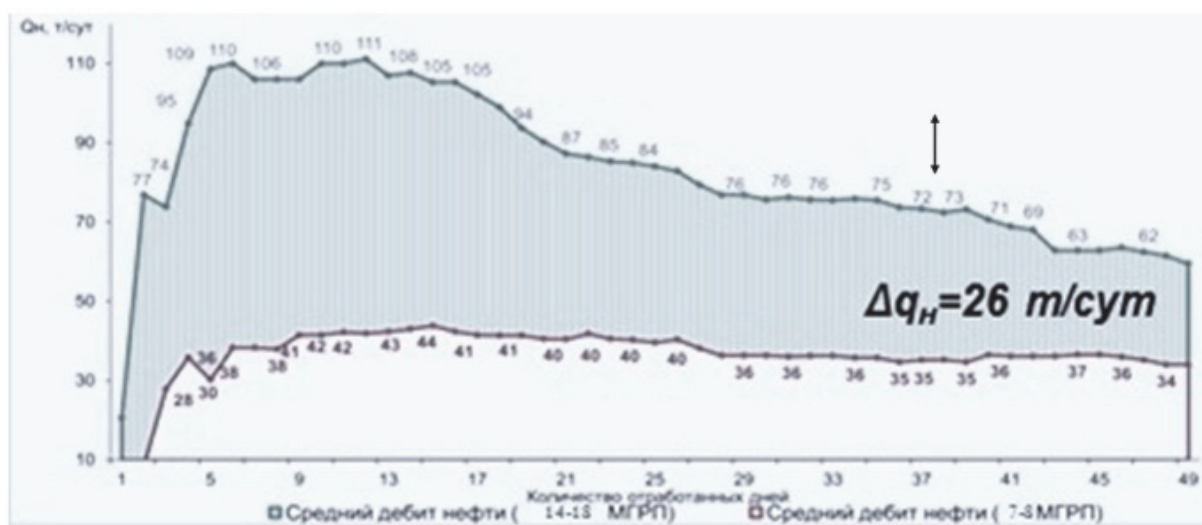


Рисунок 2 – Дебит нефти, т/сут.

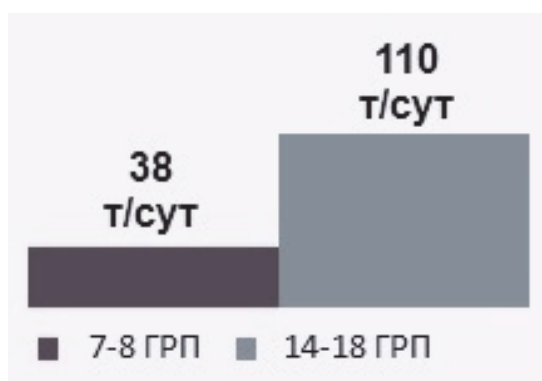


Рисунок 3 – Сравнение запускных дебитов нефти скважины

Как мы видим, увеличение количества стадий приводит к значительному увеличению дебита нефти. Максимальный эффект мы получаем от первых месяцев работы скважин. Запускной дебит скважин, на которых было проведено 14–18 стадий, в 2,89 раза больше, чем на скважинах, на которых было проведено 7–8 стадий. Средний размер дебита за время работы на скважинах

с 7–8 стадиями равен 37,61 тонн в сутки, в то время как на скважинах с 14–18 стадиями равен 86,92 т в сутки. Разница в 2,31 раза. Поэтому можно сказать, что увеличение стадийности приносит ощутимый эффект.

Но кроме безусловного увеличения дебитов технология МГРП несет опасную тенденцию прорыва трещин ГРП в нижележащий пласт. К сожалению, полностью ликвидировать риски прорыва трещин ГРП не представляется возможным, но для минимизации негативных факторов прорыва воды по трещинам ГРП, я предлагаю в зонах с тонкой глинистой перемычкой (менее 4 м) применять компоновки МГРП с возможностью последующего закрытия портов ГРП (рисунок 4).

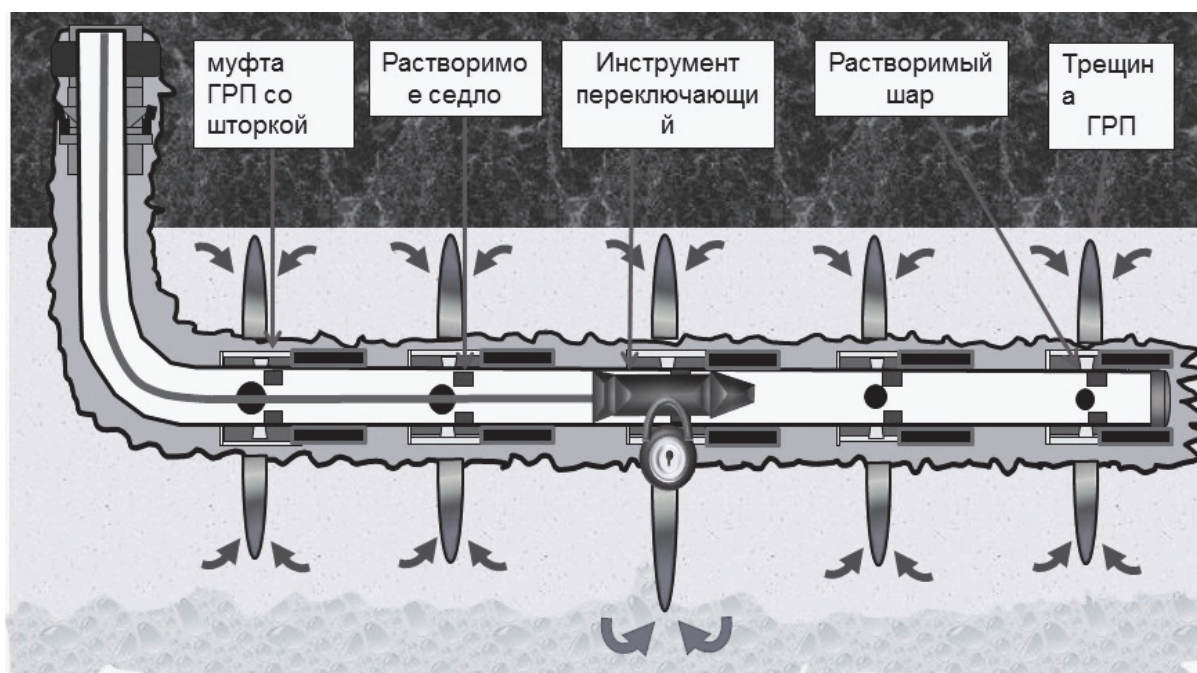


Рисунок 4 – Управляемые муфты ГРП. Активация шариками

На данный момент на Самотлорском месторождении для ликвидации прорывных интервалов применяют гидромеханические пакеры и изоляцию цементом. Их основным недостатком является невозможность изоляции отдельного интервала. Управляемые порты ГРП позволят нам изолировать только прорывную муфту. Открываются и закрываются муфты специальным инструментом, спускаемым на гнкт, нкт и тракторе.

Применение данных муфт на пласте БВ8(0) является эффективным, так как рекомендуется для зон с низкой глинистой перемычкой менее 4 м. В нашем случае она равна 3,5 метра. На рисунке 5 и рисунке 6 мы можем увидеть, что есть перспектива применения управляемых муфт на пласте БВ8(0), скважины-кандидаты находятся в зоне остаточных запасов, при этом данные зоны характеризуются низкой глинистой перемычкой.



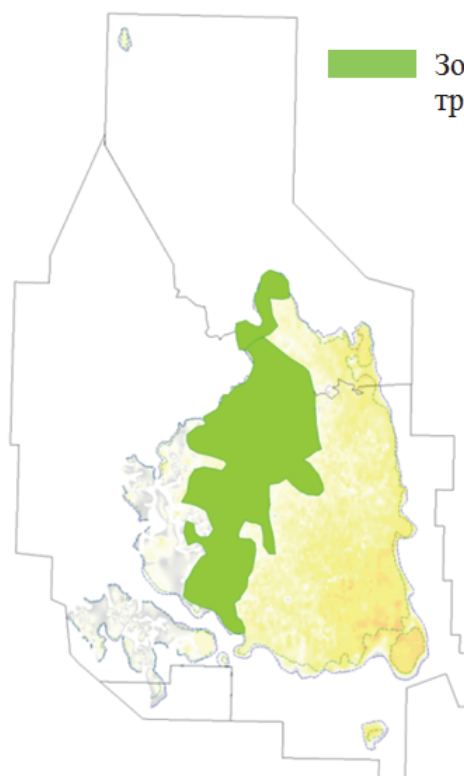


Рисунок 5 – Обзорная карта пласта БВ8(0)

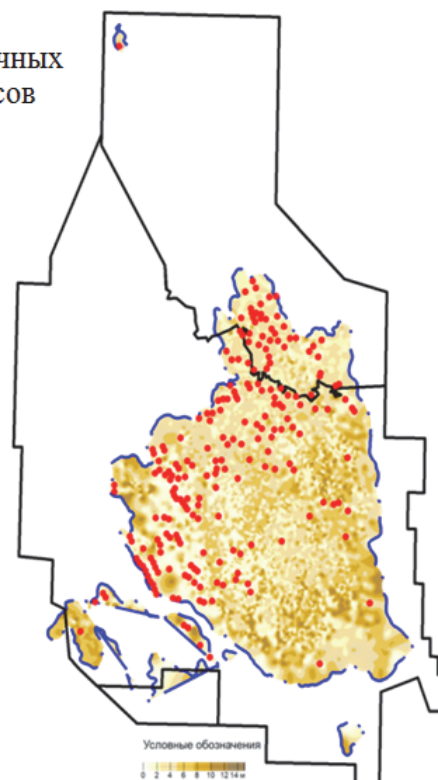


Рисунок 6 – Карта толщины глинистого раздела. Пласт БВ8(0) со скважинами-кандидатами

## Список литературы

1. Нефтегазовое дело: учеб. пособие / Кустышев А.В., Матиешин И.С., Гейхман М.Г., Инюшин Н.В.; под ред. Зозуля Г.П. – Москва.: Академия, 2009. – 175 с.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА УРЬЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Дягилев В.Ф., Погребная И.А., Перепелкина А.Н.  
Филиал в г. Нижневартовске

Внедрение физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта на Урьевском месторождении начато в 2008 году. Объем применения на дату анализа составляет 373 скважино-операции. ФХ МУН проведены на двух участках Основной залежи пласта ЮВ<sub>1</sub>, различающихся по ФЕС.

Преобладающее большинство обработок – 346 скв.-опер. (93%), выполнено на Западно-Урьевском участке, 27 обработок – на Урьевском (таблица №1).

Таблица №1

Распределение количества обработок и технологической эффективности ФХ МУН на участках объекта ЮВ<sub>1</sub> Урьевского месторождения по годам.

Год	Кол-во обработок		Дополнительная добыча нефти, тыс.т		Уд.эффективность, тыс. т/скв.-опер.	
	Западно-Урьевский	Урьевский	Западно-Урьевский	Урьевский	Западно-Урьевский	Урьевский
2008	5	-	5,6	-	1,114	-
2009	45	-	17,3	-	0,385	-
2010	43	-	17,4	-	0,405	-
2011	82	3	35,1	0,2	0,428	0,058
2012	93	12	61,4	2,3	0,660	0,188
2013	78	12	38,5	3,9	0,493	0,321
Итого	346	27	175,3	6,3	0,507	0,232

#### *Западно-Урьевский участок*

В 2008 году выполнено 5 обработок по технологии Термогель, дополнительно добыто 5570 т нефти при удельной эффективности 1114 т/скв.-опер. (интервал изменения 595 до 1990 т). В 2009 году на объекте ЮВ<sub>1</sub> проведено 45 обработок с применением той же технологии. Технологический эффект варьируется в диапазоне 80-950 т/скв.-опер. и в среднем составляет 385 тонн.

С 2010 года на объекте ЮВ<sub>1</sub> внедряется технология ТермоГОС. В рамках опытно-промышленных работ проведено 18 скважино-операций, средняя эффективность составила 465 т/скв.-опер. На участках проведения ОПР получены приросты добычи нефти 176-1800 т на обработку. Помимо ТермоГОС, в 2010 году продолжают работы по закачке Термогеля, выполнено 25 обработок, удельная эффективность составила 363 т/скв.-опер.

В 2011 году спектр внедряемых химических составов был расширен, помимо технологий ТермоГОС и Термогель применялись ГОС «Метка» и ЭСС, на 4 скважинах опробовано применение Термогель в комплексе с ОПЗ (таблица №2).

Таблица №2

Реализация ФХ МУН на нагнетательном фонде пласта ЮВ<sub>1</sub> (Западно-Урьевский участок Основной залежи) в период 2008–2013 гг.

Год	Кол-во обработок	Доп. добыча, тыс.т	Уд.эффект, тыс.т/скв.-опер.
Термогель			
2008	5	5,570	1,114
2009	45	17,340	0,385
2010	25	9,063	0,363
2011	24	18,150	0,756
Итого	99	50,123	0,506

ОПЗ+Термогель			
2011	4	4,788	1,197
Итого	4	4,788	1,197
ТермоГОС			
2010	18	8,373	0,465
2011	36	8,718	0,242
2012	23	8,875	0,386
2013	47	30,144	0,641
Итого	124	56,110	0,453
СПС			
2012	11	12,506	1,137
Итого	11	12,506	1,137
СОТ (12) ОПР			
2013	5	3,620	0,725
Итого	5	3,620	0,725
АН- 125			
2012	57	39,656	0,696
2013	4	2,677	0,669
Итого	61	42,333	0,694
ЭСС			
2011	9	2,102	0,234
Итого	9	2,102	0,234
ГОС МЕТКА			
2011	9	1,336	0,148
2012	2	0,323	0,162
Итого	11	1,659	0,151
РВ-3П-1 (жидк.)			
2013	8	0,312	0,039
Итого	8	0,312	0,039
РВ-3П-1МС (сух.)			
2013	14	1,701	0,122
Итого	14	1,701	0,122

Анализ эффективности проведенных мероприятий (см. таблицу 2) показал преимущество обработок, включающих ОПЗ и воздействие потокоотклоняющим составом Термогель (удельный прирост добычи нефти - 1,197 тыс.т/скв.-опер.).

В 2012 году количество обработок достигло исторического максимума и составило 93 скв.-опер. Продолжено применение технологий ТермоГОС и ГОС Метка (эффективность 0,386 и 0,162 тыс.т/скв.-опер.), опробованы – АН – 125 и СПС, от которых получен эффект соответственно 0,696 и 1,137 тыс.т/скв.-опер.

В 2013 году проведено 78 обработок. Наряду с уже традиционными ТермоГОС (47 скв.- опер.), эффект от применения которого вырос по сравнению с предыдущим годом и составил 0,641 тыс.т/скв.-опер, выполнены единичные обработки АН -125, РВ-3П-1 (жидк.), РВ-3П-1МС (сух.) и СОТ (12). Удельная эффективность от единичных мероприятий изменяется от 0,039 тыс.т (РВ-3П-1 (жидк.)) до 0,725 тыс.т (СОТ (12)).

### Урьевский участок

Обработки на участке выполняются с 2011 года. Проведенные в первый год три скв.-опер. по технологии Термогель были низкоэффективными – от двух получено дополнительно лишь 174 т нефти, от обработки скважины 953Н эффект не получен. Удельный эффект от ГТМ составил 58 т/скв.-опер. (таблица №3).

Таблица №3

Реализация ФХ МУН на нагнетательном фонде пласта ЮВ<sub>1</sub>  
(Урьевский участок Основной залежи) в период 2011-2013 гг.

Год	Кол-во обработок	Доп. добыча, тыс.т	Уд.эффект, тыс.т/скв.-опер.
Термогель			
2011	3	0,174	0,058
Итого	3	0,174	0,058
АН-125			
2012	1	0,426	0,426
Итого	1	0,426	0,426
ТермоГОС			
2012	11	1,827	0,166
2013	12	3,850	0,321
Итого	23	5,677	0,247

В 2012–2013 гг. применялась в основном (на 96%) технология ТермоГОС, эффективность которой по годам соответственно составила 166 и 321 т/скв.-опер.

Низкий эффект ФХ МУН по данному участку разработки обусловлен худшими ФЕС пласта и меньшей плотностью запасов нефти.

В целом по объекту ЮВ<sub>1</sub> за счет ФХ МУН добыто 181,4 тыс.т. нефти, удельная эффективность составила – 486 т/скв.-опер.

#### *Потокоотклоняющие технологии*

Особое значение в комплексе технологий, направленных на повышение нефтеотдачи объектов, имеют потокорегулирующие технологии, которые реализуются на практике путем проведения обработок нагнетательных скважин различными химическими композициями.

Как правило, эти технологии применяются на поздней стадии разработки и являются одним из основных методов повышения степени выработки слабодренлируемых запасов в высокообводненных эксплуатационных объектах.

Наиболее широкое применение на территории России нашли потокорегулирующие технологии, условно разделенные на следующие группы:

- *Технологии, основанные на использовании дисперсных систем*, таких как полидисперсные системы (ПДС) и их модификации, волокнистодисперсные системы (ВДС), системы на основе карбоксиметилцеллюлозы и бентонитовой глины (КГС), коллоидо-дисперсные системы (КДС), щелочные полимерсуспензионные композиции (ЩПСК), полимерные суспензии (ПС), эмульсионные, пенные системы и др.

○ Технологии, для реализации которых применяются полимерные растворы, гелеобразующие и вязкоупругие составы, такие как оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ), растворы метилцеллюлозы (МЦ) и их модификации, смолы, гелеобразующие составы (ГОС), вязкоупругие системы (ВУС), сшитые полимерные системы (СПС) и их модификации, силикатопolyмерные гели (СПГ) и др.

○ Технологии на базе использования осадкообразующих составов и компонентов, к которым можно отнести растворы жидкого стекла, щелочи, композиции алюмохлорида и др.

○ Технологии, основанные на микробиологическом воздействии на пласт.

Наибольшее применение нашли дисперсные системы. Достаточно широко используются гелеобразующие и осадкообразующие композиции. По удельной эффективности работ лучшие результаты получены при применении гелеобразующих составов и дисперсных систем.

Основные принципы применения потокорегулирующих технологий:

1. Своевременность начала применения технологий, которая определяется сформированностью внутрипластовой динамики потоков нагнетаемой воды на участке воздействия.

2. Цикличность закачки химических композиций в нагнетательные скважины с постепенным увеличением размеров оторочек, комплексированием операция и сменой ингредиентов.

3. Регулярность создания оторочек из закачиваемых составов (не реже одного раза в год).

4. Массовость применения технологий, когда их суммарная эффективность определяется в основном долей охвата объекта воздействием.

5. Чередование или комплексирование составов химических реагентов, когда одна и та же композиция закачивается не более трех раз подряд.

6. Системность применения, когда закачка потокорегулирующих композиций сопровождается воздействием на пласт через добывающие скважины (ограничение водопритоков, ФОЖ, бурение боковых стволов, ГРП и др.).

Для нагнетательных скважин, находящихся в зоне с небольшой плотностью текущих подвижных запасов (до 2 тыс. т/га), необходимо применение комплексных технологий. Из технологий можно рекомендовать высоковязкие эмульсионные системы (ВВЭ), технологию на основе омыленной древесной смолы (ОДС), технологию на основе реагента МДР, закачку осадкообразующих систем с последующей закачкой углеводородных растворителей с добавками ПАВ.

## Список литературы

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639с.: ил

2. Контарев Р. Мероприятия по повышению нефтеотдачи в скважинах с протяженным горизонтальным участком. – Материалы 2-ой международной практической конференции «Ремонт скважин и повышение нефтеотдачи», 20–21 апреля 2005г., г. Москва.

3. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / Пер. с румынского. – М.: Недра. – 1985 г. – 184 с.

## **АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ГРП НА СЕВЕРО-ПОКУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ОБЪЕКТ АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>**

Дягилев В.Ф., Погребная И.А., Перепелкина А.Н.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В административном отношении Северо-Покурское месторождение нефти находится в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области. Районный центр г. Нижневартовск, находится в 35-37 км от Северо-Покурского месторождения.

По величине извлекаемых запасов Северо-Покурское месторождение относится к крупным, по сложности геологического строения – к сложным.

Пласт АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> («рябчик») развит по всей площади, но часто замещается глинистыми породами. Эффективная толщина изменяется от 0 до 11,8 м. Пласт сильно расчленен – до 23 пропластков в отдельных скважинах. Установлена одна залежь нефти структурно-сводового типа, размерами 18×20 км, высотой 45 м. Пласт АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> завершает переслаивающуюся алевролитопесчанистую часть нижней подсвиты алымской свиты. Помимо этого пласт залегает на 10-15 м ниже алымской глинистой пачки, являющейся региональным репером, что делает однозначным прослеживание кровли пласта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>. Алымская глина уверенно идентифицируется в разрезе по показаниям методов ПС, ГК и ИК (рисунок 1).

Объект разработки АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> содержит 11,7% геологических и 6,1% извлекаемых запасов нефти по кат. АВС<sub>1</sub>.

Объект АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> (пласт АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>) разрабатывается с 1976 г. возвратным фондом скважин, заводнение начато в 1982 г. Проектная комбинированная система размещения скважин с расстоянием 500 м сформирована не полностью, реализация проектного фонда – 52%. Средняя плотность сетки 42 га/скв.

Скважины на объект не бурились, 430 скважин переведены с других горизонтов (или приобщены к пласту АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>). В добыче перебывало 369 скважин, накопленная добыча нефти на одну скважину составила 4 тыс.т/скв, жидкости – 22 тыс.т/скв.

С начала разработки по объекту отобрано 1,616 млн.т нефти, 7,993 млн.т жидкости, накопленный ВНФ – 3,9. Отбор от НИЗ составил 16,1% при обводненности 95,8%. Доля накопленной добычи нефти в отборе по месторождению – 1,8%. Текущий КИН – 0,035.

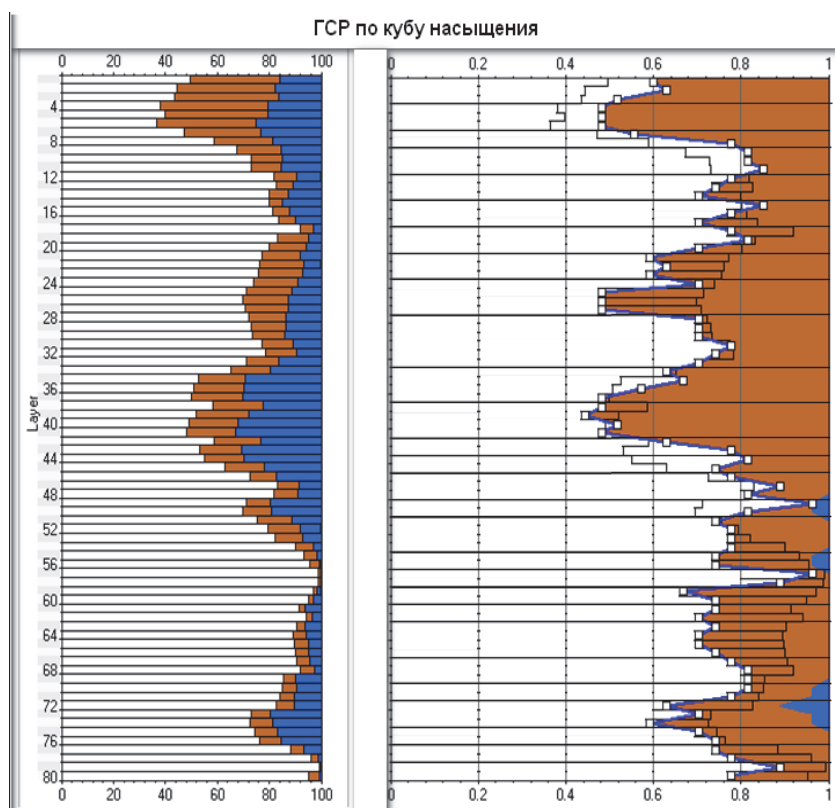


Рисунок 1 –  
Геолого-статистический  
разрез по пласту АВ<sub>1</sub><sup>2</sup>

Существенный вклад в дополнительную добычу нефти по объекту АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> внесло проведение гидроразрыва пласта (ГРП) (12,7% дополнительной добычи нефти). За период 1982-2012 гг. на скважинах объекта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> проведено 53 скв.-опер. по ГРП (таблица 1). Все ГРП скважин объекта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> проводились совместно с объектом АВ<sub>1-2</sub>, 8 ГРП проведено совместно на два объекта БВ<sub>0</sub> и БВ<sub>1</sub>.

Таблица №1

Количество проведенных ГРП и дополнительная добыча нефти от проведения ГРП скважин объекта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> Северо-Покурского месторождения в процессе эксплуатации, повторных и вводе из бездействия

Объект	Количество ГРП	в т.ч. в процессе эксплуатации	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Технологическая эффективность, тыс.т доп. добычи нефти/1 ГРП
АВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	53	27	21,2	0,8

Расчет дополнительной добычи от проведения ГРП представлен для ГРП, выполненных в процессе эксплуатации, в т.ч. повторных ГРП и ГРП при выводе скважин из бездействия.

Средний начальный дебит нефти до ГРП скважин объекта  $AB_1^2$  «рябчик», запущенных в работу после ГРП в процессе эксплуатации или вторных ГРП, составил 0,6 т/сут, дебит жидкости – 1,0 т/сут. После проведения ГРП средний дебит нефти составил 2,3 т/сут, средний дебит жидкости – 3,8 т/сут. Средняя кратность увеличения дебитов нефти после ГРП составила 3,6, средняя кратность увеличения дебитов жидкости – 3,6. В среднем после проведения ГРП обводненность продукции увеличилась на 0,2%. Среднесуточный прирост дебита нефти от проведения ГРП за время эффекта составил 0,9 т/сут. Дополнительная добыча нефти от проведения анализируемых ГРП составила 16,7 тыс.т при средней технологической эффективности 0,8 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта более 2,5 лет.

Четыре успешных ГРП было проведено при вводе скважин из бездействия в 1996 г. и в 2008–2009 гг. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила 4,4 тыс.т, или 1,1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта более 7 лет. Основной вклад в дополнительную добычу нефти внесло проведение ГРП скважин 1177 и 460, из которых дополнительно добыто по 1,9 тыс.т нефти.

Дополнительная добыча нефти от проведения всех анализируемых ГРП объекта  $AB_1^2$  составила 21,2 тыс.т при средней технологической эффективности 0,8 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП и среднем времени эффекта 3,5 года.

Наибольшее распространение имеет локальный гидроразрыв для снижения сопротивления призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины.

На основании проведения опытно-промышленных работ выявлено, что в пластах с проницаемостью 0,01–0,05 мкм<sup>2</sup> оптимальная длина закрепленной трещины обычно составляет 40–60 м. Установлено, что увеличение длины закрепленной трещины не приводит к увеличению дебита скважины.

Основным оператором по проведению ГРП по данной технологии является Нижневартовское ЗАО СП «МеКаМи-нефть». Совместное российско-германо-бельгийское предприятие, появившееся на рынке технологий в 1992 году, имеет на счету не одну тысячу подобных успешных операций

Основные ограничения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, которые могут вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощенных пластах с низкими остаточными запасами и в нефтенасыщенных линзах очень малого объема, т.к. это не обеспечит окупаемости ГРП. Традиционно, газонефтеводяные зоны с разделяющими экранами толщиной менее 4 м не являются объектами для ГРП т.к. в процессе развития трещины нарушается целостность глинистых перемычек, и возникают нежелательные межпластовые перетоки. Для проведения ГРП на таких объектах в ОАО «Сургутнефтегаз» отработана технология экраноустанов-



ливающего (изоляционного) ГРП, основанного на закачке в составе технологической жидкости оторочки композиции, заполняющей периферийные зоны создаваемой трещины и обладающей изоляционными свойствами для газа или воды. Испытания более чем на 45 скважинах показали, что при проведении ГРП в пластах с близким расположением подошвенных водоносных пропластков в качестве изоляционных материалов можно использовать цементные или полимер-цементные составы.

Расположение скважин в ЧНЗ позволяет использовать вариант большеобъемного ГРП, для скважин, расположенных в ВНЗ, целесообразно проведение стандартного или малообъемного селективного ГРП.

### **Заключение**

Внедрение ГРП на скважинах объекта АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> показало высокую технологическую эффективность и рекомендуется к дальнейшему применению. В рамках опытно-промышленных работ на объекте АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> рекомендуется внедрение новых технологий ГРП: технология осаждения проппанта на конце трещины или концевое экранирование трещины (TSO), технология селективного гидроразрыва, технология PropNET и др. (рисунок 2).



Рисунок 2 – Новые технологии в ГРП

### **Список литературы**

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастико – аналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами [Текст] / А.Т. Хусаинов // Научно-технический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – №.4 – С.37–44.

2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи [Текст] / А.Т. Хусаинов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – №1. – С.127–135.

3. Под ред. Д.А. Баталова «Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата»: Справочное пособие. Книга в двух томах. – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2010. – 352 с.

## **ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Зыкова В.Е., Кузнецова А.Н.

Санкт – Петербургский горный университет

Первомайское нефтяное месторождение было открыто в 1969 году. В 1981 году началась разработка месторождения. Находится оно в Каргасокском районе Томской области. По величине запасов относится к крупным. Продуктивные пласты месторождения характеризуются коллекторами с высокой степенью неоднородности и низкой проницаемостью.

Одним из методов интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП). После проведения ГРП дебиты могут увеличиться в разы, да и с экономической точки зрения данный метод является наиболее привлекательным по сравнению с другими мероприятиями. Но не всегда ГРП приводит к удачным результатам.

Основным недостатком «вертикального» ГРП, в условиях данного месторождения, считают малую толщину продуктивных слоев и связанное с этим практически необратимое проникновение вершин трещин в зоны водо- и газонефтяного контактов (ВНК и ГНК), что зачастую приводит к быстрому обводнению продукции и/или прорыву газа [1].

В качестве еще одного недостатка, можно отметить сложность расположения трещины ГРП в нужной плоскости. Основная проблема заключается в непредсказуемости направления действия суммарного вектора напряжений в горной породе, который принято раскладывать на вертикальное и два горизонтальных составляющих. И хотя методики их определения разработаны и используются, но на сегодняшний день они достаточно дорогостоящи и требуют серьезного статистического подтверждения (множественного проведения испытаний) в пределах исследуемой области. Также оснащение компоновки низа бурильной колонны (КНБК) необходимым комплектом технологических и геофизических датчиков будет спо-

способствовать, в том числе, и выявлению геомеханических свойств литологического разреза прямо в процессе бурения [2].

Необходимость предотвращения выхода трещин в зону ВНК подтолкнула к разработке горизонтального ГРП. Но и у данного вида ГРП существует ряд недостатков.

Обязательным условием управляемого наклона распространения трещины является расположение траектории данного участка скважины в предполагаемой плоскости проведения разрыва пласта (т. е. в вертикальной скважине горизонтальный гидроразрыв невозможен).

Затруднение образования горизонтальных трещин ГРП, состоит в том, что на глубинах свыше 600–800 метров вертикальное напряжение (горное давление), как правило, гораздо больше горизонтальных стрессов. Вследствие этого, без применения специальных конструктивных и технологических приемов трещина ГРП будет стремиться принять вертикальное положение.

Помимо вышеперечисленных недостатков ГРП существуют неудачи, связанные с нерациональным выбором параметров обработки, когда темп закачки и объемы технологических жидкостей и проппанта определяются без учета таких факторов, как оптимальная длина и ширина закрепленной трещины, рассчитанные для данных условий [4]. В результате, ухудшаются условия проникновения проппанта в зазор и наполнение им трещины, а последующее давление смыкания трещины будет гораздо больше, что скажется на остаточном зазоре и повышает требования к прочности проппанта.

В дополнение, сам процесс проведения горизонтального ГРП будет дороже обычного на 20 – 30% [3].

Всего за период 1993-2008 гг. на Первомайском месторождении было проведено 153 операции ГРП, неудачный эффект получен в 15 случаях. Успешность мероприятия составила 84 %, а 16% принесли отрицательный эффект месторождению. Снижение нефтеотдачи было вызвано ухудшением проницаемости из-за набухания глин и блокированием трещин жидкостью разрыва, отказами электроцентробежных насосов, а также более интенсивным ростом обводненности продукции.

Так, например, дополнительная добыча за счет операций ГРП в 2008 году составила 270,7 тыс. тонн, однако, несмотря на увеличение общей добычи нефти, было отмечено увеличение обводненности продукции до 74,8%, что выше проектной (66,4%).

Причины высокой обводненности после проведения ГРП: сильный прорыв нагнетаемой воды по телу трещины, проникновение трещины в выше- или нижележащие водонасыщенные пропластки, заколонные перетоки при нарушении герметичности цементного камня из-за действия повышенного давления, снижение фазовой проницаемости по нефти и ростом ее по воде. Иногда добывающие компании не придают должного значения существующим рискам. Именно поэтому вода может привести к «гибели» скважины всего за несколько лет.

Исходя из вышеперечисленного, методика ГРП заведомо удачную операцию может привести к отрицательному результату. Нами предлагается применение физико-химических методов, направленных на увеличение коэффициента охвата, прежде всего-потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Необходимо также отметить, что в настоящее время более половины добывающего фонда работает с обводненностью выше 80 %, т.е. на грани рентабельной эксплуатации. Это также подтверждает необходимость применения потокоотклоняющих технологий повышения нефтеотдачи.

Применение потокоотклоняющих технологий способствует выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, перераспределению фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости высокообводненных пропластках продуктивных пластов и ликвидации прорывов воды за счет повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон пласта, связанного с образованием непосредственно в пористой среде гелей и осадков. Продуктивный пласт месторождения подходит для применения данных технологий. Для оценки применимости ПОТ учитывались следующие условия: низкие значения проницаемости пород-коллекторов, относительно невысокие значения начальной нефтенасыщенной толщины, повышенной начальной пластовой температурой (90 °С), высокая средняя обводненность при малой выработке запасов. При такой высокой температуре пласта рекомендуется делать выбор в пользу термогелеобразующих реагентов.

В 2008 году было проведено 7 скважинно-операций с закачкой термогелеобразующего состава. В результате проведенных обработок по окружающим скважинам отмечается снижение обводненности продукции с 85,6 % до 81 % в марте 2008 году. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности продукции по участку составила 8433 т. Прирост к базовой добыче нефти – 25 %. Сокращение объемов попутно добываемой воды – до 65 тыс. м<sup>3</sup>.

Таким образом, применение технологии ПОТ увеличивает коэффициент охвата пласта процессом вытеснения, приводит к дополнительной добычи нефти, снижает обводненность пласта, а именно, сокращает добычу попутной воды.

## Список литературы

1. Габриэляц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М: Недра, 1984.
2. Сеница В.В. Оптимизация компоновочных схем телеметрических систем для исследований в процессе бурения. Инженерная практика, 2012. №1
3. Сеница В.В. Алгоритм выбора оптимального процесса бурения. Нефтесервис, 2012. №02
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986.

Научный руководитель – Рогачев М.К., д-р. техн. наук, профессор

## **ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Искам А.Ю., Кузнецова А.Н.  
Санкт – Петербургский горный университет

Современный этап развития нефтяной промышленности обладает рядом особенностей, среди которых наиболее важными и характерными являются: увеличение доли запасов, приуроченных к пластам с низкими коллекторскими свойствами и характеризующихся неблагоприятными качественными характеристиками нефти, вступление большинства месторождений в завершающую стадию разработки, рост обводненности добываемой продукции, наличие низкого коэффициента нефтеизвлечения (КИН). Перечисленные тенденции подчеркивают актуальность проблемы увеличения нефтеотдачи пластов.

Одним из методов, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов (ПНП), является применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Данные химические реагенты обладают поверхностной активностью, т.е. способностью при адсорбции снижать поверхностное натяжение на границе нефть – вода и изменять природу поверхностного слоя горной породы. Представленные свойства ПАВ находят широкое применение в процессах нефтедобычи, поскольку использование этих химических веществ способствует увеличению относительной фазовой проницаемости для нефти при ее вытеснении из пористой среды и ослаблению ее структурно-механических свойств [1].

Основоположником применения ПАВ и создателем теоретических основ использования этих веществ в различных технологических процессах нефтяной промышленности является П.А. Ребиндер.

В представленной работе будут рассмотрены опыт и эффективность применения неионогенных ПАВ (НПАВ) при повышении нефтеотдачи пластов и обработке призабойной зоны эксплуатационных скважин.

С целью совершенствования проведения ряда технологических операций в нефтяной промышленности ПАВ начали применять с 50-х годов прошлого века. Изначально проводились лабораторные опыты по исследованию воздействия данных веществ на нефтевымывающие свойства воды. Так в работе [2] представлены результаты испытаний 20 синтетических ПАВ, 13 из которых являлись неионогенными. Было выявлено, что поверхностная активность и нефтеотмывающая способность растворов всех изученных ПАВ повышаются с увеличением их концентрации, меньшему межфазному поверхностному натяжению соответствует более высокая нефтеотмывающая способность. Согласно полученным результатам наиболее эффективными НПАВ оказались ОП-7 и ОП-10, которые в дальнейшем были рекомендованы для проведения полных испытаний.

По результатам лабораторных опытов [3] по вытеснению нефти из однородных и неоднородных песчаников водами различного состава была выявлена определяющая роль капиллярных процессов, происходящих в пористой среде, по влиянию на механизм моющего действия вытесняющих агентов. Заключением данных исследований являются рекомендации для применения ПАВ при вытеснении нефти из неоднородных пластов, к которым относят наличие высокой поверхностной активности и инертность по отношению к возникновению процессов капиллярной пропитки в пористой среде.

Опытно-промышленные работы по испытанию эффективности применения ПАВ в промысловых условиях были проведены на Нагаевском куполе Арланского месторождения (использовали водный раствор ОП-10 концентрацией 0,05%). Полученные положительные результаты (увеличение нефтеотдачи как безводной, так и при обводнении продукции и снижение стойкости эмульсии) позволили приступить к испытанию метода в промышленных масштабах на месторождениях Татарии, Башкирии, Азербайджана, Западной Сибири, Украины. В 1967 г. был начат крупный промысловый эксперимент на Николо-Березовской площади того же месторождения. Основные положения экспериментов рассмотрены в работах [4,5,1]. Стоит лишь отметить, что полученные результаты свидетельствуют об эффективности применения данного вида ПАВ на начальном этапе разработки месторождения.

Эффективность применения водного раствора ОП-10 на поздней стадии заводнения исследовали как в промысловых, так и в лабораторных условиях. Испытание метода проводили для мало- и высоковязкой нефти, соответственно, на опытном участке Гуймазинского и Ашитском участке Арланского месторождений (1972 г.). Обводненность добываемой продукции на обоих участках к началу эксперимента составляла 60–70 %. Результаты экспериментов характеризовались увеличением приемистости нагнетательных скважин и охвата пласта заводнением [5,1].

Лабораторные испытания осуществлялись путем закачки данного реагента в пористую среду, промытую неактивной водой. Было проведено 7 опытов, результат которых, независимо от концентрации ПАВ в водном растворе, объемов закачки, условий пласта, характеризовался отсутствием снижения остаточной нефтенасыщенности и в условиях ее постоянного значения – увеличением относительной проницаемости для воды, обогащенной ОП-10 [6].

Аналогичные промышленные испытания проводили при очаговом заводнении и вытеснении нефти водой из пластов, характеризующихся низкими коллекторскими свойствами. Авторами работ [5,1] отмечают различные положительные эффекты в результате применения ПАВ.

Идея использования НПАВ для обработки добывающих скважин заключается в смешивании закачиваемого водного раствора ПАВ и связанной воды, содержащейся в призабойной зоне пласта и снижающей фазо-

вую проницаемость по нефти, а также уменьшении сил сцепления между частицами, коагулирующими пласт, и породой пласта. Результатом данных процессов является увеличение эффективной проницаемости коллектора благодаря более полному удалению связанной воды и выносу частиц из пласта [7].

Проведенные исследования [7] по воздействию на призабойную зону нагнетательных скважин Арланского месторождения различными растворами НПАВ разной концентрации указывают на снижение давления вытеснения, т.е. уменьшение сдвигу нефтяной фазы по поровым каналам породы (тем сильнее, чем выше концентрация НПАВ в водном растворе).

Представленные работы отражают распространенность применения НПАВ в технологических процессах добычи нефти. В ходе проведения лабораторных и промышленных испытаний определялись не только закономерности и особенности механизма действия данного вида ПАВ, но и выявлялись различные факторы, снижающие эффективность их применения с целью повышения извлечения запасов остаточной нефти. Большое внимание уделено теоретическим вопросам адсорбции и химической стабильности НПАВ в пластовых условиях.

В работе [8] исследовали адсорбцию реагента ОП-10 в насыпных моделях, представленных полимиктовым песком. Согласно результатам эксперимента фильтрация водного раствора ОП-10 в модельной полимиктовой породе сопровождается существенным отставанием фронта ПАВ от фронта вытеснения. Авторами отмечено, что присутствие остаточной нефти способствует увеличению количества адсорбированного ПАВ почти в 2 раза. Представленный эффект связан со следующими процессами: гидрофобизацией поверхности при контакте с полярными компонентами нефти и частично с диффузией некоторого количества ПАВ в нефть. Одним из основных положений следует отметить низкий охват пласта воздействием ПАВ, что нивелирует увеличение нефтеотдачи пласта в целом, несмотря на хорошую промывку раствором и малое количество остаточной нефти на отдельном его участке.

Аналогичные лабораторные исследования проводились на цементированных кварцевых песчаниках угленосной толщи Арланского месторождения с хорошими коллекторскими свойствами. Полученные результаты отмечают снижение адсорбции слабоконцентрированного раствора ОП-10 при увеличении проницаемости и степени нефтенасыщенности коллектора. В отношении второго параметра основным фактором являются адсорбционные взаимодействия полярных компонентов нефти – естественных ПАВ (смола, асфальтенов и др.), которые приводят к гидрофобизации и дезактивации поверхности пород для адсорбции данного НПАВ [9].

Снижению концентрации или полному исчезновению НПАВ в призабойной зоне пласта (ПЗП) при закачке водных растворов способствуют не только его адсорбция на поверхности горной породы или диффузионный переход в

нефть, но и химическая деструкция под воздействием компонентов породы и пластовой воды. Степень химического разрушения НПАВ определяется содержанием металлов переходной валентности (медь, цирконий, марганец, хром, кобальт), выступающие в качестве катализаторов химических превращений НПАВ, серы и ее соединений в пластовой среде [10].

Решению вопроса о минимизации представленных факторов на эффективность применения НПАВ уделено значительное внимание. Основное направление по воздействию на величину адсорбции и степень химической деструкции заключается в добавке специальных химических реагентов, понижающих эффект представленных процессов. В частности, проводились промышленные испытания с целью изучения влияния различных реагентов (ЛПЭ-11 и отход синтетического производства глицерина) на нефтеотмывающие свойства низкоконцентрированных водных растворов ОП-10 и АФ<sub>9</sub>-12 в условиях полимиктовых песчаников Узеньского месторождения. Использование представленных понизителей адсорбции и химической деструкции способствовало увеличению концентрации НПАВ в отбираемой жидкости по сравнению с закачкой чистых растворов. Снижение потерь НПАВ привело к росту отмывающей способности указанных реагентов [11, 12].

Анализ рассмотренных исследований по применению НПАВ в процессах нефтедобычи и их результатов позволяет сделать следующие выводы. Представленный метод зарекомендовал себя как один из эффективных в использовании для повышения нефтеизвлечения и обработки призабойной зоны пласта. Однако, наличие существенных факторов, снижающих результат действия НПАВ, способствует их использованию в составе композиций или же применению в качестве одного из элементов комбинированного воздействия, целью которого является не только увеличение коэффициента вытеснения, но и повышение охвата пласта воздействием путем создания дополнительных фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых его участках. Особенно актуальны представленные тенденции в настоящее время, когда многие нефтяные месторождения характеризуются значительной обводненностью добываемой продукции вследствие их вступления в завершающую стадию разработки.

## **Список литературы**

1. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян [и др.] – М.: Недра, 1983. – 216 с.
2. Перемыслова, Е.С. Исследование органических ПАВ, улучшающих нефтевымывающие свойства воды / Е.С. Перемыслова // Нефтяное хозяйство. – 1955. – №9. С. 47–50.
3. Гиматудинов, Ш.К. О механизме моющего действия вод различного состава при вытеснении нефти из пористой среды / Ш.К. Гиматудинов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – №10. – С. 43–48.



4. Бабалян, Г.А. Первые результаты опытно-промышленных работ по применению ПАВ при заводнении / Г.А. Бабалян [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1969. – №2. – С. 41–45.
5. Бабалян Г.А. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / Г.А. Бабалян [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №7. – С. 7–16.
6. Пияков, Г.Н. Исследование эффективности применения водного раствора ОП-10 на поздней стадии заводнения / Г.Н. Пияков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №11. – С. 43–46.
7. Федорако, А.Б. Циклическая обработка раствором ПАВ призабойной зоны малодебитных скважин / А.Б. Федорако, А.Б. Тумасян // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №7. – С. 69–71.
8. Оганджаниянц В.Г. Изучение адсорбции реагента ОП-10 на поверхности полимиктового песка / В.Г. Оганджаниянц [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №4. – С. 52–55.
9. Алмаев Р.Х. Адсорбция реагента ОП-10 в условиях Арланского месторождения / Р.Х. Алмаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №6. – С. 57–59.
10. Фахретдинов Р.Н. Исследование пластовой стабильности НПАВ в пластовых условиях / Р.Н. Фахретдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №5. – С. 27–29.
11. Хазипов Р.Х. Применение НПАВ с добавкой понизителя адсорбции и биодеструкции для повышения нефтеизвлечения / Р.Х. Хазипов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1990. – №12. – С. 46–49.
12. Игнатьева В.Е. Совершенствование технологии применения НПАВ для увеличения нефтеотдачи / В.Е. Игнатьева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №6. – С. 49–50.

Научный руководитель – Рогачев М.К., д-р. техн. наук, профессор

## **ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД**

Карманский Д.А.  
Санкт-Петербургский горный университет

Напряженное состояние является одним из главных факторов, влияющих на физико-механические свойства массивов. На любой природный массив всегда действуют гравитационные силы и очень часто силы тектонической природы. Величины напряжений, которые испытывают горные породы даже в верхних горизонтах земной коры, могут быть достаточно велики. Их необходимо учитывать при расчетах устойчивости подземных и глубоких открытых выработок, тоннелей, подземных хранилищ нефти и газа.

Механические свойства горных пород часто считались одинаковыми в каждой точке геологического блока и одинаковыми по всем направлениям. Такой подход неизбежно приводил к недооценке роли свойств материала в геомеханике. Однако сегодня в отрасли начинают осознавать важность знания свойств горной породы и необходимость учитывать при геомеханическом исследовании изменения ее свойств.

В связи с этим необходимо тщательное изучение вмещающих пород – их вещественного состава, структурно-текстурных особенностей, пористости и трещиноватости, физико-механических свойств (в том числе реологических), выявления их анизотропии и неоднородности в распределении, установления динамики изменения свойств при длительном воздействии механических, тепловых нагрузок; особое внимание стоит уделять оценке фильтрационных свойств [1].

Согласно [2] на разных этапах разработки и эксплуатации скважин необходимо проводить соответствующие комплексы мероприятий по анализу напряженно-деформированного состояния пласта. Выделим основные этапы разработки и эксплуатации скважин и направления исследований геологоразведочных работ:

- **бурение и заканчивание скважин:** оценка устойчивости ствола скважины, вероятности выноса песка и разрушения перфорационных каналов; анализ стыков многоствольных скважин, оценка устойчивости обсаженной скважины;

- **заканчивание скважин и интенсификация притока:** выбор оптимальных мероприятий по заканчиванию с учетом механических и физических свойств горных пород; анализ вариантов по отложенной установке гравийного фильтра и направленного перфорирования; выбор и оптимизация методов интенсификации притока;

- **планирование добычи:** исследование возможных режимов напряженно-деформированного состояния, вызывающих деформацию коллектора в процессе добычи; прогнозирование проседания поверхности и последующего снижения проницаемости; анализ выноса мелких частиц, образующихся в процессе уплотнения, и связанной с этим деградации призабойной зоны; оценка вероятности смятия обсадной колонны.

В поровом пространстве горной породы напряжение передается жидкостям или газам в виде давления. Величина давления, действующего в жидкости, одинакова по всем направлениям. Жидкость реагирует на сжатие возникновением равного по величине, но противоположного по направлению давления. Поровые флюиды, находящиеся под давлением, несут на себе некоторую часть нагрузки, действующей на пласт в целом. Таким образом, поровое давление является важным компонентом полного напряжения, действующего в объеме породы.

При извлечении пластовых флюидов геостатическая нагрузка, частично поддерживаемая давлением флюида в порах, должна перераспределяться на

скелет породы, окружающий поры. Результирующие изменения порового давления вызывают изменение полных и эффективных напряжений. Увеличившаяся нагрузка внутри породы приведет к деформациям или разрушениям различной степени, проявляющимся в скольжении, пластической деформации, разрушении цемента на контактах между зернами или активации существующих трещин, приводя при этом к закрытию пор, уменьшению пропускной способности пласта и дополнительному уплотнению пласта коллектора [2].

Изменения пористости и проницаемости, уплотнение уже разрабатываемых пластов в свою очередь приводят к неравномерности их дренирования и истощения. Изменения давления и смещение прилегающих пластов вынужденно компенсируются вмещающими породами – все это приводит к перераспределению напряжения между истощающим пластом или интервалом закачки и породой. Результирующая деформация пород может нарушить целостность систем заканчивания в интервале продуктивного пласта и в перекрывающей толще. Масштаб изменений напряжений, вызванных добычей, и возможные негативные последствия их воздействия на промысловые операции, объем добычи, и экономические показатели зависят от механических свойств горных пород, присутствия естественных трещин и разломов.

Проведение исследований напряженно-деформированного состояния пластов и своевременная оценка изменения фильтрационно-емкостных свойств позволят прогнозировать невыработанные (или слабовыработываемые) участки залежи, приуроченные к зонам, наиболее подверженным деформационным изменениям в процессе нефтеизвлечения, которые необходимо учитывать при проектировании разработки, планировании геологических мероприятий и оценке выработки запасов.

В результате экспериментальных исследований карбонатных коллекторов [3] установлено, что под воздействием знакопеременных нагрузок в коллекторах трещинного типа протекают два взаимоположенных процесса – с одной стороны, происходит смятие контактов и смыкание трещин, которые вызывают ухудшение проницаемости или даже полную потерю фильтрационной способности, а с другой – деформацию блоков трещинного коллектора, приводящих к развитию имеющихся микротрещин и образованию новых, т.е. формированию новой системы фильтрации (рисунки 1–2).

Для изучения фильтрационно-емкостных свойств горных пород коллективом Горного университета были разработаны фильтрационная установка и прибор для определения структуры пор и пористости.

Устройство для определения структуры пор и пористости образцов горных пород, отличающееся простотой конструкции и позволяющее расширить функциональные возможности приборов подобного класса за счет определения основных параметров структуры материала путем измерения падения давления газа в камере с образцом во времени, представлено на рисунке 3. Устройство позволяет определять открытую, эффективную, общую и дифференциальную пористость.

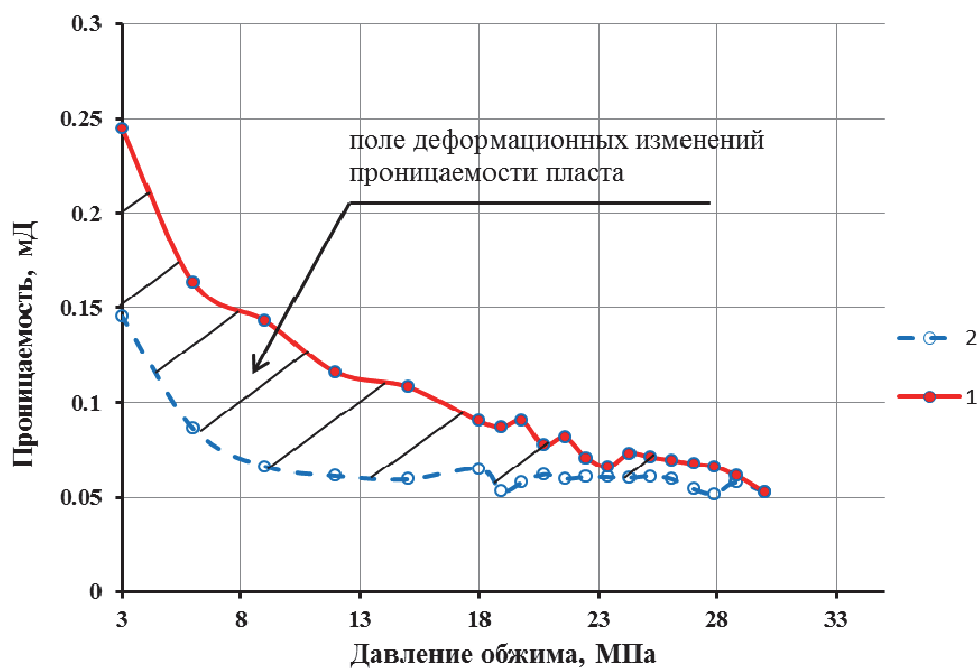


Рисунок 1 – Изменение проницаемости карбонатного коллектора (семилукский горизонт, Припятский прогиб) от давления обжима: 1 – прямой ход – повышение давления обжима; 2 – обратный ход – понижение давления обжима

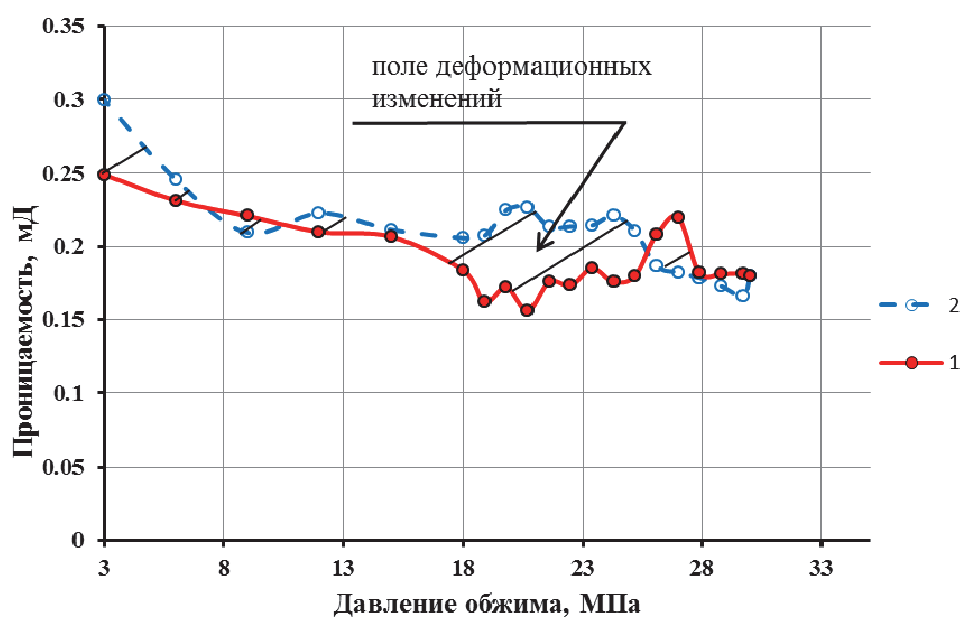


Рисунок 2 – Изменение проницаемости карбонатного коллектора (межслоевые отложения, Припятский прогиб) от давления обжима: 1 – прямой ход – повышение давления обжима; 2 – обратный ход – понижение давления обжима

Прибор содержит: рабочую камеру 1, измерительную камеру 3, пневмотумблер 4, соединяющий измерительную камеру 3 с рабочей 1, пневмотумблер 5, позволяющий подсоединять измерительную камеру к источнику давления газа. Измерительная камера выполнена в виде датчика давле-

ния мембранного типа и состоит из корпуса 3, мембраны 6, выполненной из фтористой бронзы. Регистрация давления осуществляется с помощью тензорезисторов, наклеенных на мембрану измерительной камеры с последующей записью на осциллографе, либо присоединением к мембране механического самописца.

Рабочее давление в измерительной камере создают равным 0,1 МПа. Выбор давления газа осуществляется исходя из среднего времени прохождения молекул газа через капилляр с учетом диаметра, протяженности капилляра и условий определения коэффициента диффузии газа.

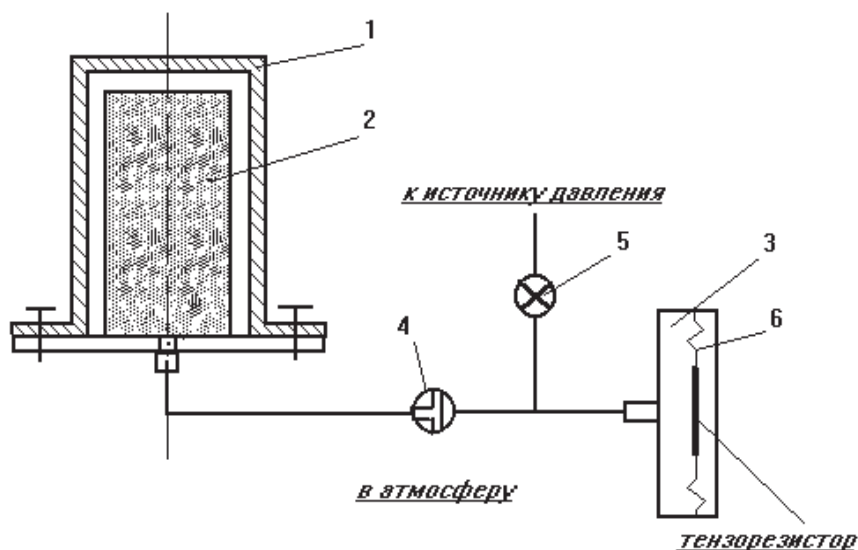


Рисунок 3 – Прибор для определения структуры пор и пористости образцов горных пород

Схема фильтрационной установки для исследования физико-механических свойств горных пород (схема Беккера) представлена на рисунке 4. Установка предназначена для изучения физико-механических свойств горных пород и различных материалов в условиях осевого сжатия при различных уровнях давления всестороннего сжатия, меняющегося от 0 до 150 МПа, что обеспечивает получение класса напряженного состояния вида  $\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$ . Установка позволяет исследовать компрессионные, фильтрационные и деформационные свойства пород и материалов при температуре до 250 °C; исследовать проницаемость образцов горных пород как в продольном, так и в поперечном направлениях с одновременной регистрацией поперечных и продольных деформаций [4].

По результатам проведенных на установках исследований было определено, что объемная сжимаемость и проницаемость являются функцией структуры порового пространства и вида напряженного состояния; проницаемость горных пород зависит от формы и вида влагонасыщенности породы, вида напряженного состояния, типа порового пространства – с рос-

том давления всестороннего сжатия и влажности проницаемость уменьшается, а с ростом дифференциальной нагрузки выше предела упругости (фиксированное значение давления всестороннего сжатия) проницаемость увеличивается, т.е. изменение проницаемости связано с характером деформирования пород и типом порового пространства.

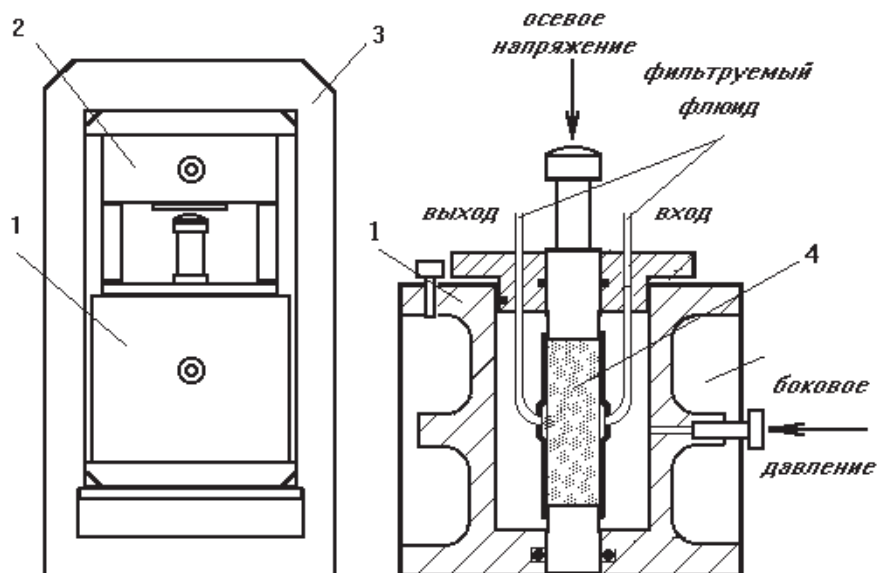


Рисунок 4 – Схема установки для исследования физико-механических свойств горных пород (схема Беккера): 1 – камера высокого давления; 2 – домкрат, 3 – блок распора; 4 – образец

## Список литературы

1. Фролова Ю.В. Скальные грунты и методы их лабораторного изучения – М.: КДУ, 2015. – 222 с.
2. Джон Кук. О важности механических свойств горных пород: лабораторная проверка геомеханических данных // Нефтегазовое обозрение. – М., 2007. Осень. С. 44–69.
3. Лобов К.А. Изменения пород-коллекторов в процессе нефтеизвлечения на примере месторождений припятского прогиба. В кн.: Современные проблемы геологического картирования: материалы X Унив. геол. чтений, Минск, 14–15 апр. 2016 г. С. 96-98.
4. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: Автореф... дис. д-ра техн. наук. – С-Пб: СПГГИ, 2010. – 37 с.

Научный руководитель – Петраков Д.Г., канд. техн. наук, доцент

## ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВГВ НА ЮЛТ ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кашкаров П.А., Рябикова К.О.  
Тюменский индустриальный университет

В настоящее время большинство крупных месторождений находятся на поздней, завершающей стадии разработки, однако более половины геологических запасов нефти остаются неизвлечёнными. Для довыработки этих запасов требуются эффективные, рентабельные технологии. В качестве одной из них может выступать водогазовое воздействие на пласт.

При подробном рассмотрении критериев применимости и полученного опыта на большом количестве месторождений, становится очевидным, что данный метод применим почти повсеместно, хотя и с незначительными ограничениями. Как известно, применение ВГВ с использованием углеводородных газов способствует увеличению КИН на 11–24% относительно исходного, при этом затраты на внедрение технологии сопоставимы с другими способами воздействия. В то же время параллельно решается проблема утилизации ПНГ.

Для того чтобы обосновать применимость ВГВ на ЮЛТ Приобского месторождения, были проведены различные лабораторные опыты по физическому моделированию метода водогазового воздействия для условий пласта АС<sub>12.1</sub>. Приобского месторождения исследовались процессы вытеснения нефти при закачке воды и газа в модель пласта на начальной и завершающей стадии разработки (при начальной и остаточной нефтенасыщенности), испытывались технологии последовательной и попеременной закачки газа и воды. В качестве газовых агентов использовались попутный газ, сухой газ и азот.

При технологии попеременного водогазового воздействия (закачка чередующихся оторочек газа и воды) состав водогазовой смеси (ВГС) характеризовался соотношением:  $R_r = q_r / (q_r + q_v) = 0,5$ ; где  $q_r$  и  $q_v$  – приведенные к пластовым условиям объемные расходы закачиваемых газа и воды. Как показывают многочисленные лабораторные исследования, выбранный состав является средней величиной из диапазона  $0,3 < R_r < 0,7$ ; в котором эффективность ВГВ остается примерно постоянной.

В проведенных опытах объемы оторочек газа и воды составляли по 4,8% от первоначального объема нефтенасыщенных пор. Скорость движения флюидов в пористой среде обеспечивал постоянный расход жидкости, равный 0,45 см<sup>3</sup>/час.

В результате лабораторных исследований установлено следующее:

При растворении попутного и сухого газов плотность и вязкость нефти уменьшаются, а объемный коэффициент и газосодержание возрастают при увеличении количества газа в смеси до 20–30%. При дальнейшем увеличении содержания газа в системе указанные параметры изменяются незначительно.

Растворимость азота в нефти в данных термобарических условиях мала, что не приводит к существенному изменению физических параметров нефти.

Коэффициент вытеснения нефти водой находится в диапазоне 0,503–0,530.

Коэффициент вытеснения нефти попутным газом составил 0,596; что на 9,3% больше, чем при обычном заводнении.

Закачка попутного газа в заводненную модель пласта (с остаточной нефтенасыщенностью) на начальной стадии сопровождается повышением градиента давления (в условиях проведения опыта градиент давления в 2,7 больше, чем тот же параметр при закачке воды). Градиенты давления вытеснения при закачке газа в модель пласта с начальной нефтенасыщенностью значительно меньше, чем те же параметры при вытеснении нефти водой.

Последовательная закачка попутного газа и воды в модель пласта с остаточной нефтенасыщенностью приводит к приросту коэффициента вытеснения на 25,3%.

При последовательной закачке попутного газа и воды в модель пласта с начальной нефтенасыщенностью коэффициент вытеснения нефти оказался на 30,6% больше, чем при заводнении.

Попеременная закачка оторочек попутного газа и воды с последующим заводнением способствует приросту коэффициента вытеснения на 26,6%.

При попеременной закачке попутного газа и воды в модель пласта с начальной нефтенасыщенностью коэффициент вытеснения нефти на 32,7% больше, чем при заводнении.

Попеременная закачка оторочек сухого газа и воды с последующим заводнением способствует приросту коэффициента вытеснения на 13,8%.

При попеременной закачке сухого газа и воды в модель пласта в условиях начальной нефтенасыщенности коэффициент вытеснения нефти на 18,3% больше, чем при заводнении.

Попеременная закачка оторочек азота и воды с последующим заводнением способствует приросту коэффициента вытеснения на 5,8%.

При попеременной закачке азота и воды в модель пласта в условиях начальной нефтенасыщенности коэффициент вытеснения нефти на 8,2% больше, чем при заводнении.

*Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:*

- *вытеснение нефти попутным и сухим углеводородными газами в данных геолого-физических условиях будет происходить в режиме ограниченной растворимости фаз, а вытеснение нефти азотом – в режиме газовой репрессии;*

- *газовые методы увеличения нефтеотдачи эффективны на завершающих стадиях разработки месторождений, т.е. в условиях остаточной после заводнения нефти;*



- *эффективность технологии водогазового воздействия выше при ее применении на ранних стадиях разработки месторождений;*
- *эффективность воздействия повышается с увеличением промежуточных компонентов  $C_2-C_4$  в закачиваемом углеводородном газе;*
- *технология попеременной закачки газа и воды эффективнее последовательной;*
- *прорыв закачиваемого газа происходит раньше при его закачке в заводненый пласт с остаточной нефтенасыщенностью;*
- *инертный газ прорывается раньше, чем газ, который взаимодействует с нефтью;*
- *при переходе с закачки газа на закачку воды градиенты давления существенно повышаются, что увеличивает технологические риски и требует детального моделирования этого процесса.*

Наиболее проблемным вопросом остается прогноз скачка давления закачки при переходе от нагнетания воды на газ и обратно. Отмеченный в лабораторных исследованиях скачок перепада давления предполагает применение ряда дополнительных технологических приемов, например – предварительной закачки оторочки углеводородного растворителя с ПАВ. Этот вопрос можно решить проведением дополнительных лабораторных исследований с использованием установок постоянных перепадов давления, а также при проведении пилотных испытаний в промысловых условиях.

В заключение необходимо подчеркнуть, что большие значения прироста коэффициента вытеснения нефти за счет газового воздействия по данным лабораторных экспериментов являются необходимым, но не единственным условием принятия решения для внедрения метода. Получаемые в результате физического моделирования значения прироста коэффициента вытеснения нефти являются лишь теоретическим верхним пределом и не могут напрямую использоваться при проектировании. Кроме коэффициента вытеснения большую, а часто и решающую, роль в определении суммарной эффективности процесса ВГВ в реальных промысловых условиях играет изменение коэффициента охвата пласта. Этот вопрос весьма сложен, и лабораторное физическое моделирование на линейных моделях принципиально не может решить эту проблему.

## **Список литературы**

1. Использование газоводяных смесей для повышения нефтеотдачи пластов. Состояние и перспективы применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов / А.И. Вашуркин [и др.]; М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – С. 9–10.
2. Вашуркин А.И. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт / А.И. Вашуркин, М.Ф. Свищев, Г.В. Ложкин // Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 9. – С. 23–24.

3. Мигунова С.В. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей / С.В. Мигунова, В.Г. Мухаметшин, З.Р. Хазигалеева. – СПб.: НПО «Профессионал», 2010 – 19 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ И ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Кинах А.С., Кузнецова А.Н.  
Санкт – Петербургский горный университет

В настоящее время в нашей стране наблюдается ухудшение структуры запасов углеводородов, в основных регионах нефтедобычи постоянно растет доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Данные обстоятельства вынуждают нефтяные компании все больше уделять внимание разработке технологий для рентабельного освоения низко – и сверхнизкопроницаемых коллекторов. Залежи нефти с данным типом коллектора составляют примерно 40% от всех трудноизвлекаемых запасов[1].

Объектом исследования в данной работе является влияние закачиваемых жидкостей на фильтрационные характеристики глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов.

Цель работы – повышение эффективности воздействия на глиносодержащие низкопроницаемые коллектора.

Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов может быть достигнуто за счет детально изучения свойств глинистых частиц, которые входят в состав коллектора, и улучшение свойств закачиваемой воды путем добавления к ней поверхностно-активных веществ.

Месторождения с низкопроницаемыми коллекторами выделяют в особую группу в связи с низкой технологической эффективностью их разработки, имеющимся в отрасли техникой и технологиями. К терригенным низкопроницаемым коллекторам относятся объекты с песчанистым коллектором проницаемости менее  $0,05 \text{ мкм}^2$  (собственно НПК), с глиносодержащим коллектором (ГНПК), со слабодренлируемыми зонами низкопроницаемых коллекторов (СНПК) и с низкодебитным пластом-коллектором (НДК) [2].

Доля ГНПК в общей сумме запасов в коллекторах с проницаемостью менее  $0,05 \text{ мкм}^2$  составляет 2/3 по Западной Сибири и 1/3 по другим регионам. Низкие темпы добычи нефти и невысокое конечное нефтеизвлечение при разработке месторождений с ГНПК связаны с малой проницаемостью, большим капиллярным давлением в низкопроницаемых пластах, значительным снижением проницаемости и даже иногда прекращением вытеснения нефти из зон резкого набухания глинистых фракций [2].

В мировой практике традиционное заводнение нефтяных залежей – наиболее эффективный метод разработки нефтяных месторождений. Данный метод основан на закачивании в пласт воды через нагнетательные скважины, расположенные с нефтяными в определенном порядке, с целью поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи пласта [3]. Но традиционный метод заводнения для глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов оказался недостаточно эффективным. Это связано в первую очередь с ионной активностью, а также пептизацией и диспергированием глинистых минералов.

Глины обладают очень низкой проницаемостью, поэтому даже небольшое содержание глинистого материала в терригенных коллекторах значительно снижают их фильтрационные свойства. Лабораторные и промышленные исследования показали, что с увеличением относительного количества глинистой фракции обычно ухудшается проницаемость коллектора [4]. Зависимости фильтрующей способности кварцевых песчаников от содержания минералов глин показали, что при коэффициенте глинистости (доля глинистых минералов в общем объеме скелета коллектора  $K_{гд}$ ) более 15-20% порода-коллектор становится практически непроницаемой [5].

Пространственная изменчивость содержания глин в породе определяет неоднородность продуктивных объектов по фильтрационным и емкостным свойствам. Хорошо известна повышенная сорбционная активность глин, а также способность некоторых глин к набуханию, снижающему проницаемость и пористость [4].

Набухание глинистого цемента – это результат ионного обмена между глинистыми минералами и находящимися в воде ионами натрия, кальция и других металлов [6].

Практически все терригенные пласты имеют тот или иной процент различных глинистых минералов в составе породы-коллектора, по-разному реагирующих на ионообменные процессы с водной фазой в зависимости от ее минерализации. Поэтому одной из проблем разработки нефтяных месторождений является учет и регулирование эффектов взаимодействия водных растворов с глинистыми минералами породы-коллектора, которая обусловлена тем, что при фильтрации воды в глиносодержащих коллекторах их проницаемость и пористость могут значительно меняться в зависимости от свойств глинистого цемента, приводя к изменению коэффициентов вытеснения и охвата [3].

Воздействие химического состава и минерализации фильтрующейся жидкости сказывается в изменении состава поглощенных катионов в глине и интенсивность поверхностной диссоциации глинистых частиц в воде, что в свою очередь влияет на толщину диффузного слоя.

С ростом минерализации фильтрующейся воды уменьшается поверхностная диссоциация глинистых частиц и переход катионов с твердой поверхности в жидкую фазу. Вследствие этого снижается интенсивность

гидратации, т.е. связывания катионами молекул воды, что сокращает объем диффузного слоя. В этом случае происходит увеличение активного порового пространства и, следовательно, должна возрасти проницаемость глин. Наоборот, при фильтрации через ГНПК раствора меньшей минерализации, интенсифицируется поверхностная диссоциация глинистых частиц, с твердой поверхности перейдет в жидкую фазу значительное количество катионов из поглощенного комплекса. В результате этого усилится гидратация катионами молекул воды, что приведет к возрастанию диффузного слоя, уменьшению активного порового пространства, и, следовательно, к уменьшению проницаемости ГНПК [6].

Из вышесказанного можно выделить три физико-химических фактора, регулирующих особенности фильтрации водной фазы в глинодержащих коллекторах: 1 – изменение структуры порового пространства, 2 – изменение смачиваемости пористой среды, 3 – диспергирование глинистого материала породы-коллектора [2].

Как отмечалось выше, под действием пресной или слабоминерализованной воды происходит самопроизвольное набухание и диспергирование глинистых частиц в пласте. Увеличение объема глинистых частиц обусловлено процессами образования, как диффузных слоев, так и мономолекулярного адсорбционного слоя. Добавки химических реагентов могут уменьшить этот эффект. Одной из добавок к воде с целью увеличения нефтедобычи являются поверхностно-активные вещества. Неионогенные ПАВ, конкурируя с молекулами воды, не дают им возможности адсорбироваться и попадать в межпакетное пространство глин. Следовательно, один из способов повышения эффективности заводнения является улучшение свойств закачиваемой в пласт воды путем добавления к ней поверхностно-активных веществ.

В данной главе представлены результаты проводимых исследований, целью которых является определение оптимальной концентрации ПАВ, совместимости ПАВ с пластовой водой и водами разной минерализации, набухания глинистых частиц низкопроницаемых коллекторов при контакте с раствором ПАВ. В качестве ПАВ в экспериментах использовался реагент под условным названием НГ-2 (ПАВ на основе этоксилированных аминов) [3]. Основными критериями первоначального выбора данного ПАВ были следующие: растворимость в воде, подавление гидратации глин, доступность, экологическая безопасность.

На первом этапе исследования определяли оптимальную концентрацию реагента и ККМ реагента путем определения и построения графика экспериментальной зависимости межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от массовой концентрации НГ-2 в воде. Межфазное натяжение измерялось с использованием автоматизированного прибора для измерения краевого угла смачивания и поверхностно-го/межфазного натяжения EASYDROP (система анализа формы капли).

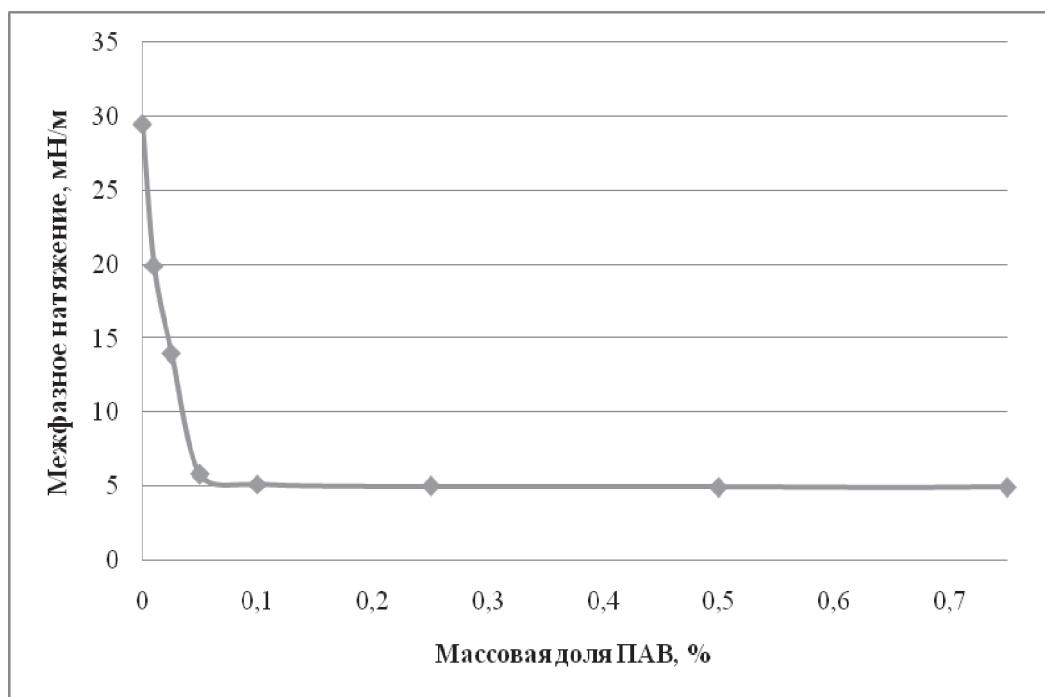


Рисунок 2 – Зависимость межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода – керосин» от массовой концентрации НГ-2 в воде

Оптимальной концентрации ПАВ соответствует критическая концентрация мицеллообразования (ККМ). При концентрации, соответствующей ККМ, на графиках зависимостей наблюдается излом. При увеличении концентрации ПАВ больше ККМ значительное изменение межфазного натяжения происходить не будет. В нашем случае, ККМ соответствует концентрации ПАВ (НГ-2) в воде 0,05% по массе (рисунок 8).

При моделировании пластовых условий в качестве объекта исследований были выбраны юрские отложения, отложения васюганской свиты, а именно продуктивный пласт Ю<sub>1</sub>. На первом этапе производилась оценка совместимости реагента НГ-2 с пластовыми водами, отобранными из разных скважин.

Сначала исследуемые воды термостатировались в течение 3 дней при пластовой температуре (100 °С) для определения их стабильности. Затем оценивалась совместимость НГ-2 с этими водами (при концентрации реагента 0,01 % масс.) при стандартной и пластовой температурах.

При 20 °С реагент НГ-2 оказался совместимым со всеми исследуемыми водами.

В результате оказалось, что реагент НГ-2 совместим практически со всеми водами пласта Ю<sub>1</sub>, которые стабильны при пластовой температуре (100 °С). Таким образом, дальнейшее изучение свойств раствора данного ПАВ является целесообразным.

На следующем этапе работы исследовали влияние раствора ПАВ на набухание глин. Опыты проводились с каолинитовой глиной. Проверялась ве-

личина набухания глины при контакте с дистиллированной водой, с моделью пластовой воды (Ю1) и растворами НГ-2 в дистиллированной и пластовой воде. Методика исследования состоит в измерении объема глиняной навески до добавления жидкости, а затем после. В процессе фиксируется изменение объема навески. Динамика процесса представлена на рисунке 10, где по оси ординат откладывается отношение объема глины в конкретный момент времени ( $V_i$ ) к первоначальному объему сухой глины ( $V_0$ ).

Исследование показало, что добавление 0,1% (по массе) НГ-2 в пластовую воду снижает гидратацию глин по сравнению с закачкой пластовой воды в чистом виде. Таким образом, использование НГ-2 в системе заводнения позволит повысить проницаемость коллектора за счет снижения гидратации глин и, как следствие, увеличения коэффициента вытеснения нефти из ГНПК.

Таким образом, в ходе данной работы было рассмотрено детальное строение глинистых частиц низкопроницаемых коллекторов. Выявлены причины их гидратации и увеличения объема, а также влияние закачиваемых вод различной минерализации и поверхностно-активных веществ.

В ходе проведенного исследования было установлено, что ПАВ НГ-2 совместим с пластовой водой, эффективно подавляет набухание глинистых минералов, не дает молекулам воды возможности адсорбироваться и попадать в межпакетное пространство глин. Из вышесказанного следует, что применение поверхностно-активного вещества НГ-2 в системе заводнения позволит повысить коллекторские свойства глиносодержащих низкопроницаемых коллекторов, а также коэффициент извлечения нефти.

## Список литературы

1. Кутырев Е.Ф. Особенности строения и разработки низкопроницаемых нефтяных пластов/ Е.Ф. Кутырев // Нефтяное хозяйство, 1998 – № 11
2. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами // МО МАНПО, 2000 – 525 с.
3. Рогачев М.К. Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов / Кузнецова А.Н. // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник», №1, 2016 г. с. 49–53.
4. Желтов Ю.В. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глиносодержащими коллекторами/ Ю.В. Желтов, В.Е. Ступоченко, А.Я. Хавкин, В.Н. Мартос, В.М. Рыжик// Нефтяное хозяйство, 1981 – № 7
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.:Недра, 1985. – 308 с.
6. Гольберг В.М. Проницаемость и фильтрация в глинах/ Н.П. Скворцов – М.: Недра, 1986 – 160 с.

Научный руководитель – Рогачев М.К., д-р. техн. наук, профессор

## **ИНДИКАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАК МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ, ВЛИЯЮЩЕЙ НА ПРОЦЕСС РАВНОМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА, НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА**

Коробейникова Т.В.<sup>1</sup>, Дударик П.П.<sup>2</sup>, Маркелов В.Б.<sup>2</sup>, Куприянов Ю.Д.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет;

<sup>2</sup> ООО «СК «Черногорнефтеотдача», г. Тюмень.

Многочисленные исследования месторождений Нижневартовского свода свидетельствуют о том, что основными причинами высокой и прежде всего резкой обводненности продукции скважин являются превышения критических давлений нагнетания в нагнетательных скважинах и форсированные отборы жидкости в добывающих скважинах, что приводит к самопроизвольному гидроразрыву пластов и возникновению техногенной трещиноватости в призабойной зоне [2, 4, 5]. При дальнейшей эксплуатации скважин в межскважинном пространстве происходит развитие трещиновато-пористого типа коллектора, способствующего расформированию сплошного фронта вытеснения нефти закачиваемой водой и образованию каналов низкого фильтрационного сопротивления, связывающих нагнетательные и добывающие скважины.

В последние годы в Западной Сибири, с целью определения наличия техногенной трещиноватости в разрабатываемых пластах, способствующей резкому обводнению продукции скважин закачиваемой водой, широко применяются индикаторные исследования.

Индикаторный способ является одним из наиболее эффективных методов качественного и количественного изучения межскважинного пространства, он применяется для контроля эффективности регулирования заводнения и базируется на использовании данных перемещения меченых жидкостей (трассеров) с закачиваемой в пласт водой [1].

Комплекс индикаторных (трассерных) исследований позволяет определить объемы каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС), их проницаемость, направленность и скорость фильтрации закачиваемой по каналам НФС воды.

В настоящее время в данной области работает большое количество компаний, одной из которых является ООО «СК «Черногорнефтеотдача». Главными особенностями данной компании являются большой опыт проведения трассерных исследований (с 1996 г.) и комплексный подход при проведении работ, включающий в себя изучение и корректировку геологических моделей исследуемых объектов, определение структуры остаточных запасов УВ, ретроспективный анализ истории разработки месторождений, выбор на основе физического моделирования оптимальных спосо-

бов воздействия на коллектора, разработка детальной программы ГТМ по изучаемому объекту.

Для примера, рассмотрим результаты индикаторных исследований, выполненных ООО «СК «Черногорнефтеотдача» на одном из наиболее типичных месторождений Нижневартовского свода в 2016 г.

Данное месторождение является нефтяным, многопластовым. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных пластах верхнеюрских (пласты группы ЮВ) и меловых отложений (пласты групп АВ и БВ).

По количеству извлекаемых запасов нефти месторождение относится к категории крупных (около 100 млн.т нефти), при этом остаточные запасы нефти составляют менее 30%. Месторождение находится на поздней стадии разработки.

Всего на месторождении пробурено более 500 эксплуатационных скважин, из них: добывающих – более 300 (действующих – 88%), нагнетательных – около 100 (действующих – 92%), законсервированных – около 100 скважин.

К категории низкодебитных (дебит по нефти < 5 т/сут) относится 40% от всего действующего фонда скважин. К высокообводненному фонду (обводненность свыше 90%) относится 54% от всего действующего фонда скважин.

Бездействующий добывающий фонд месторождения составляет 12% от общего числа. На момент остановки большинство из них работало с дебитом по нефти менее 5 т/сут и обводнённостью более 98%.

Таким образом, основными проблемами разработки месторождения являются низкие дебиты нефти и высокая обводненность продукции скважин, что приводит к необходимости перевода значительного количества добывающих скважин в бездействующий фонд.

Одним из основных объектов, определяющих добычу нефти, как на данном месторождении, так и на многих других месторождениях Нижневартовского свода, является горизонт АВ<sub>1-2</sub>, в котором проводились индикаторные исследования.

Закачка трассеров проводилась в три нагнетательные скважины на двух опытных участках. Период отбора проб из контрольных добывающих скважин составил около 200 дней, за это время было выполнено более 520 отборов проб и около 880 химических анализов на наличие закачанных индикаторов в продукции скважин.

На первом опытном участке в одну из нагнетательных скважин был закачан флуоресцеин натрия массой 15 кг. Анализ проб жидкости на присутствие трассера проводился по шести добывающим скважинам.

Анализ индикаторных исследований показал, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно. В скважинах зафиксированы от 3 до 10 пиков подъема концентрации индикатора, которые соответствуют количеству выделенных каналов. В целом, на участке работ выделено 39 высокоскоростных каналов движения трассера.



Время обнаружения индикатора в исследуемых добывающих скважинах с момента его закачки составило 40–1200 часов. При этом скорости прохождения индикатора по пласту варьируют в диапазоне от 1 до 12 м/ч. Общий объем выделенных каналов оценивается в 43700 м<sup>3</sup>. Проницаемость меняется в интервале 3–26 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 0,01–0,16 мкм<sup>2</sup>×см/мПа×с.

Результаты расчетов показывают, что исследуемая на первом опытном участке нагнетательная скважина оказывает значительное влияние на четыре добывающие скважины из шести. Масса извлеченного индикатора по этим скважинам составила 92%, а объем каналов низкого фильтрационного сопротивления оценен в 40% от общего объема.

Преимущественное перемещение индикатора (56% массы) происходило в зоне средних скоростей (в диапазоне 6–8 м/ч), значительно меньшее количество перемещенного индикатора (8% массы) двигалось в зоне низких скоростей (до 6 м/ч), остальной объем индикатора (36%) двигался с наибольшей скоростью в диапазоне 9–12 м/ч.

Индикаторные исследования, проведенные на первом опытном участке, свидетельствуют о наличии в пласте разветвленной сети высокопроницаемых каналов фильтрации, которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Основной фронт перемещения нагнетаемой воды ориентирован в западном направлении (рис. 1). Непроизводительная закачка в пределах исследуемого участка оценивается в 30%.

На втором опытном участке работы по закачке трассера выполнялись в двух нагнетательных скважинах. В первую был закачан роданистый аммоний массой 260 кг, а во вторую – родамин G массой 15 кг. Анализ проб жидкости на присутствие трассера проводился по пяти добывающим скважинам.

Анализ индикаторных исследований показал, что поступление трассера к добывающим скважинам происходит неравномерно. Родамин G был обнаружен в разных концентрациях во всех исследуемых добывающих скважинах, а роданистый аммоний только в четырех скважинах из пяти. В целом, на участке работ выделено 103 высокоскоростных каналов движения трассеров, закачанных в нагнетательные скважины.

Время обнаружения индикаторов в исследуемых добывающих скважинах с момента их закачки составило 40–330 часов. При этом скорости прохождения индикаторов по пласту варьируют в диапазоне от 5 до 12 м/ч. Общий объем выделенных каналов оценивается в 36300 м<sup>3</sup>. Проницаемость меняется в интервале 11–32 мкм<sup>2</sup>, гидропроводность – 0,05–0,28 мкм<sup>2</sup>×см/мПа×с.

Результаты расчетов показывают, что нагнетательная скважина, в которую был закачан родамин G оказывает наибольшее влияние на две добывающие скважины из пяти исследуемых. Масса извлеченного индикатора по этим скважинам составила 60%, а объем каналов низкого фильтрационного сопротивления составил всего 10% от общего объема.

Преимущественное перемещение индикатора роданин G (56% массы) происходило в зоне средних скоростей (6–8 м/ч), значительно меньшее количество перемещенного индикатора (24% массы) двигалось в зоне низких скоростей (до 6 м/ч), остальной объем индикатора (20%) двигался с наибольшей скоростью – свыше 11 м/ч. Основной фронт перемещения нагнетаемой воды с роданином G ориентирован в западном и северо-западном направлениях.

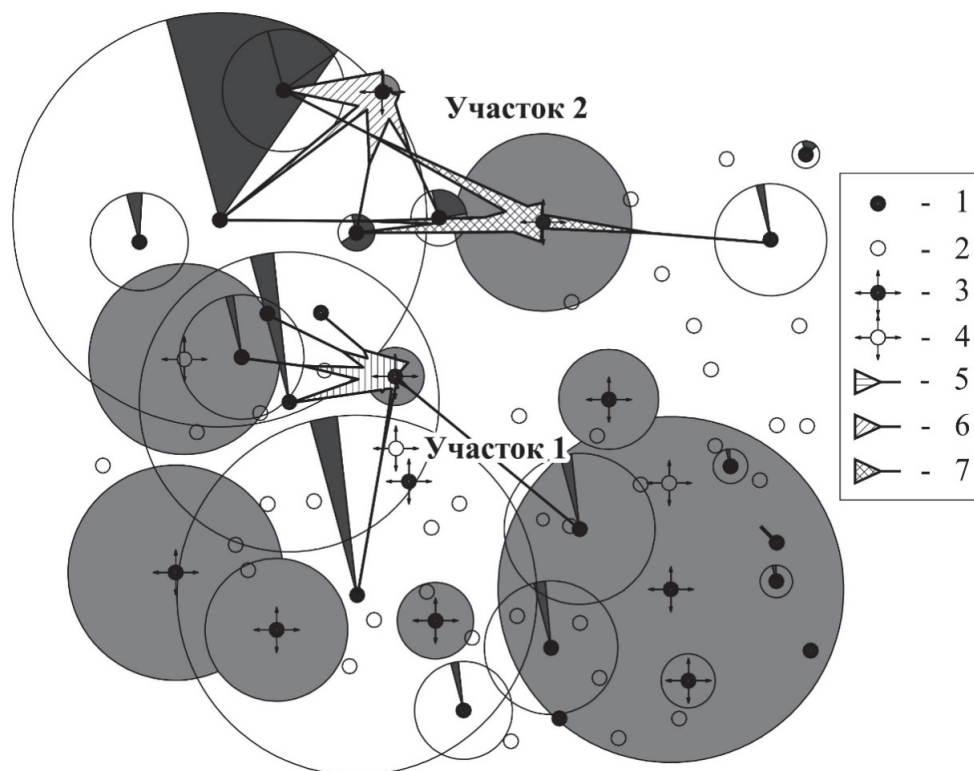


Рисунок 1 – Роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения индикатора от исследуемых нагнетательных скважин, совмещенная с картой состояния разработки горизонта АВ<sub>1-2</sub>: 1 – добывающая скважина в работе, 2 – добывающая скважина в бездействии, 3 – нагнетательная скважина в работе, 4 – нагнетательная скважина в бездействии, 5 – роза-диаграмма перемещения флуоресцеина натрия, 6 – роза-диаграмма перемещения роданистого аммония, 7 – роза-диаграмма перемещения роданина G

Нагнетательная скважина, в которую был закачан роданистый аммоний, оказывает наибольшее влияние на одну добывающую скважину из пяти исследуемых. Масса извлеченного индикатора по скважине составила 40%, а объем каналов низкого фильтрационного сопротивления составил всего 17% от общего объема.

Преимущественное перемещение индикатора роданистый аммоний (53% массы) происходило в зоне низких скоростей (до 6 м/ч), значительно меньшее количество перемещенного индикатора (7% массы) двигалось в зоне средних скоростей (8–10 м/ч), остальной объем индикатора (40%)

двигался с наибольшей скоростью около 11 м/ч. Основной фронт перемещения нагнетаемой воды с роданистым аммонием ориентирован в западном и южном направлениях.

Индикаторные исследования, проведенные на втором опытном участке работ, также свидетельствуют о наличии в пласте разветвленной сети высокопроницаемых каналов фильтрации, которые существенно влияют на снижение коэффициентов охвата заводнением и нефтеизвлечения. Непроизводительная закачка в пределах исследуемого участка по нагнетательным скважинам составила порядка 27–29%.

Выполненный комплекс работ позволил оценить текущую гидродинамическую обстановку, наглядно показать трассирование потоков закачиваемой воды, определить фильтрационные параметры пластов и объем высокопроницаемых каналов фильтрации.

На основании полученных данных о скоростях перемещения индикаторной жидкости и проницаемости фильтрационных направлений для повышения эффективности работы нагнетательных скважин, а также переориентировки устоявшихся фильтрационных потоков и улучшения условий нефтевытеснения разработаны рекомендации о проведении обработки нагнетательных скважин исследуемого месторождения потокоотклоняющими физико-химическими композициями. Рабочие объемы реагентов определены исходя из расчета водозамещенной области пласта (объемов каналов фильтрации), которые были оценены по данным индикаторных исследований в зонах влияния нагнетательных скважин. Проведение физико-химического воздействия (ФХВ) по выравниванию профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин рекомендовано проводить в комплексе с гидродинамическим (циклическим) регулированием [3].

## Список литературы

1. Соколовский Э.В., Кузнецов О.Л., Дияшев Р.Н. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей // Грозный: СевКавНИПИнефть – 1989. – С. 79.
2. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Нефть и газ – 1997. – №6. – С. 69.
3. Боксерман А.А., Лейбин М.Л., Смирнов Ю.Л. и др. Эффективность применения интегрированной технологии нестационарного адресного воздействия на пластах Ермаковского месторождения ОАО «Тюменнефтегаз» // Нефтяное хозяйство – 2000. – №9. – С. 65–68.
4. Никитин А.Ю., Митрофанов А.Д., Куприянов Ю.Д. и др. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Талинской площади Красноленинского месторождения по результатам трассерных исследований // Горные ведомости – 2008. – №7. – С. 38–42.

5. Иванов С.А., Галимов Ш.С., Никитин А.Ю. и др. Оценка состояния разработки объекта ЮВ<sub>1</sub> Повховского месторождения по результатам индикаторных (трассерных) исследований // Нефтепромысловое дело – 2010. – №6. – С. 21–28.

Научный руководитель – Мулявин С.Ф., д-р. техн. наук, доцент

## **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕМОНТУ, ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

Новиков А.В., Вольф А.А.  
Тюменский индустриальный университет

Для оптимизации работы скважин необходимо составление технологических режимов проводить с учетом всех видов исследовательских работ и текущего состояния разработки согласно проекту разработки и плановых объемов добычи газа и конденсата. При выборе оптимальных отборов эксплуатационных скважин необходимо учитывать следующие существенные факторы, влияющие на производительность скважин:

- устойчивость газоносных пластов к разрушению, ограничения на депрессию;
- вынос жидкости и механических примесей с забоев скважин;
- температурный режим работы скважин и шлейфов;
- темп продвижения ГВК;
- конструкция скважин – диаметр эксплуатационной колонны, диаметр и глубина спуска НКТ.

В случае применения беспакерной схемы следует руководствоваться действующим на месторождении технологическим регламентом по беспакерной эксплуатации [1], с выполнением обязательных условий правил безопасности ПБ 08-624-03 [2].

Помимо этого обязательным условием на заключительной стадии разработки месторождения должно быть условие эксплуатации скважины с рабочим дебитом без выноса песка и других механических примесей.

При беспакерной эксплуатации колонны НКТ рекомендуется оборудовать посадочным ниппелем и воронкой. Посадочный ниппель рекомендуется устанавливать в составе лифтовой колонны ниже зоны ММП. Он предназначен для установки в нем забойного клапана-отсекателя в процессе эксплуатации или глухой пробки в процессе капитального ремонта скважины.

В процессе пуска скважины в эксплуатацию после длительного простоя забойный клапан-отсекатель устанавливать в скважине в обязательном порядке для предотвращения возникновения аварийной ситуации и даже

возможного фонтанирования скважины по причине увеличенного выноса песка и других механических примесей в пусковой период.

Для предотвращения образования и ликвидации гидратных отложений в скважину подавать по мере необходимости ингибитор гидратообразования метанол и проводить продувки скважин.

Для обеспечения оптимальных режимов работы скважин надо постоянно проводить комплекс геолого-технических мероприятий, направленных на своевременный ввод скважин в эксплуатацию из КРС, включающий:

- отбор устьевых проб жидкости и газа для проведения химического анализа с целью определения характера очистки ПЗП от техногенной жидкости и гидрохимического контроля за разработкой месторождения;
- контрольные замеры динамических параметров на скважинах эксплуатационного фонда с замером межколонных проявлений;
- ежеквартальное обследование технического состояния всего эксплуатационного фонда скважин;
- проведение промыслово-геофизических исследований с целью определения текущего положения ГВК, профиля притока, забойного и пластового давления и температуры, заколонных и внутрипластовых перетоков, уточнение конструкции и технического состояния скважин;
- замену аварийных задвижек без глушения скважин.

КРС рекомендуется проводить без ее глушения. В случае необходимости глушения скважин следует проводить в соответствии с Р Газпром 2-3.3-396-2009 [3] с помощью БДТ путем заполнения интервала перфорации загущенном ИЭР через кольцевое пространство без продавливания в пласт, а выше ствол скважины следует заполнять жидкостью глушения через БДТ.

Ликвидацию песчаных пробок на забое скважин необходимо осуществлять при значительном падении дебита, более чем на 50 % с помощью колтюбинговых установок, в соответствии с Р Газпром 2-3.3-397-2009 [4]. При этом рекомендуется использовать аэрированные жидкости (пенную систему), подаваемые в скважину через эжектор от бустерной установки. Для аэрирования ПОЖ следует использовать природный газ от УКПГ [5]. Промывку песчаных пробок следует проводить только совместно с работами по креплению ПЗП. В остальных случаях из-за разрушения ПЗП промывки не будут иметь эффекта, пробки будут образовываться снова. Если скважина работает с песчаной пробкой и дебит не уменьшается, то песчаную пробку с забоя удалять не рекомендуется, пробка будет использоваться в качестве водоизоляционного экрана.

С целью облегчения вызова притока и сокращения продолжительности работ по освоению скважин рекомендуется проводить вызов притока путем первоначальной подачи природного газа от соседней скважины и жидкости от насосной установки в бустерную установку, компримирования в ней газожидкостной смеси до давления, превышающего текущее пластовое давление, и последующей подачи смеси высокого давления в скважину [5], в условиях

коэффициента аномальности  $A < 0,3$ . Если коэффициента аномальности  $A < 0,1$ , газ следует подавать от дожимной компрессорной станции.

С целью интенсификации притока рекомендуются глинокислотные обработки ПЗП. Это позволит удалять из ПЗП скапливающийся ил выносимый пластовой водой. Интенсификацию притока рекомендуется проводить с помощью колтюбинговой установки. Кроме того, учитывая наличие карбонатов, глинистых, железистых и углеводородных кольматантов в разрезе, можно рекомендовать комплексные щелочно-кислотные обработки с предварительными щелочными ваннами. В качестве материала для предварительных щелочных ванн лучше всего использовать 5 %-ный гидроксид натрия (каустическую соду). В качестве материала для рабочего щелочного раствора – 10 %-ный гидроксид натрия, а в качестве материала для рабочего кислотного раствора – смесь 15%-ной соляной кислоты и 10 %-ного азотнокислого маточника. В качестве буферного раствора рекомендуется смесь 10 %-го хлористого натрия и 7 %-го азотнокислого натрия. Так же для интенсификации притока можно рекомендовать проведение гидровиброхимическое и акустическое воздействие на пласт.

Для увеличения продуктивности скважин рекомендуется продолжить работы по использованию оптимальных технологий ГРП, в частности азотопенных в условиях песчаного коллектора. ГРП проводить в лучше всего в верхней части разреза, сложенном плотными терригенными отложениями.

В процессе эксплуатации залежи снижаются пластовые давления, в связи с этим пакерующие скважины в процессе плановых ремонтов необходимо переводить на беспакерную схему эксплуатации с учетом требований правил безопасности ПБ 08-624-03 [2].

Для предотвращения выноса песка необходимо лифтовые колонны оснащать в процессе плановых КРС скважинными щелевыми противопесочными фильтрами типа ОТГМ114х7.4-0.3х5000+Ц, особенность конструкции которых позволяет создать эффект “сопла” при обратной промывке фильтра. Фильтроэлемент эффективно промывается и всегда остается чистым. Все это позволяет многократно в цикле использовать фильтр.

Для проведения ремонтных работ на скважинах рекомендуется использовать технологии, успешно себя зарекомендовавшие, а также новые, ранее не применяемые.

## **Список литературы**

1. РД 05015124-172-95 Технологический регламент по беспакерной эксплуатации скважин Комсомольского месторождения. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 1995.
2. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ФГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. – 312 с.

3. Р Газпром 2-3.3-396-2009 Технологии глушения газовых и газоконденсатных скважин в высокопроницаемых коллекторах с помощью колтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 31 с.

4. Р Газпром 2-3.3-397-2009 Технологии растепления газогидратных и промывки песчаных пробок в газовых и газоконденсатных скважинах в условиях аномально низкого пластового давления с помощью колтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 22 с.

5. Пат. 2235868 РФ. С1 Кл 7 Е 21 В 43/25 Способ освоения скважин / И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, Т.И. Чижова, Н.Д. Дубровский, А.В. Кононов (РФ). – № 2003116867; Заяв. 05.06.03; Опубл. 10.09.04; Бюл. № 25.

## **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ГВК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГДИ И ПГИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ**

Пирматова В.Р., Волкова С.В.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

ГДИС – система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам, т.е. замер с помощью глубинных приборов ряда величин (изменения забойных давлений, дебитов, температур во времени и др.), последующая обработка замеряемых данных, анализ и интерпретация полученной информации о продуктивных характеристиках – параметрах пластов и скважин.

Цели ГДИС:

1) Стадия промышленной разведки месторождения – получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки, т.е. выявление общей картины неоднородностей пласта по площади.

2) Стадии пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения:

а) уточнение данных о гидродинамических свойствах разрабатываемого объекта, необходимых для дальнейшего проектирования;

б) получение данных о динамике процесса разработки, необходимой для его регулирования;

в) определение технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (обработка призабойных зон скважин, гидроразрыв и т.д.).

Методология интерпретации данных ГДИС заключается в определении параметров системы по известным входным и выходным сигналам. То

есть, при воздействии возмущающим сигналом (постоянный дебит) на систему (скважина и пласт), измеряется реакция системы (изменение забойного давления). Цель интерпретации ГДИС – определить и охарактеризовать систему по известным входным и выходным сигналам – обратная задача.

При интерпретации ГДИС исследуются различные теоретические модели системы, которые связывают изменение давления с изменением дебита. Модель и ее параметры подбираются таким образом, чтобы по известному входному сигналу (соответствующему «предыстории» работы скважины) получить отклик системы, идентичный реальным испытаниям скважины, тогда параметры модели будут соответствовать параметрам системы – прямая задача.

В процессе интерпретации ГДИС можно столкнуться с определенными трудностями, то есть модель может вести себя также как реальный пласт, но физические допущения могут быть изначально неверными. Однако реальная опасность ошибки может быть снижена более тщательным проектированием ГДИС. В большинстве случаев проектирование и интерпретация ГДИС зависит от задач, которые при этом необходимо решить.

В июле 2014 года, на Комсомольском месторождении выполнено газодинамическое исследование в эксплуатационной скважине. Данное исследование носило плановый характер. При исследовании скважины использован комплексный подход, предусматривающий чередование различных циклов. Сначала скважину остановили для регистрации продолжительного по времени периода КВД. Затем её запустили в работу, после чего исследование было продолжено по технологии регистрации ИД (индикаторная диаграмма) для изучения зависимости изменения дебита от забойного давления на режимах различной депрессии (прямой ход). Данное исследование преследовало следующие цели: определение фильтрационных свойств пласта, продуктивности скважины, оценку энергетического состояния, обнаружение, при наличии граничных условий (различных типов).

Помимо наблюдений за изменением давления на забое скважины, дополнительно выполнены температурные наблюдения. При работе скважины на различных режимах испытания, температура на ее забое устойчиво снижается по мере спада забойного давления.

Основные выводы.

1) Поставленные перед исследованием цели и задачи в целом достигнуты. Фильтрационные свойства пласта  $ПК_1$  определены и в качественном выражении могут характеризоваться как высокие.

2) Величина скин фактора составляет (+0.408), при нулевом дебите. По данному критерию можно говорить о сравнительно хорошей связи скважины с продуктивным пластом.

3) Расчетное текущее давление (абсолютное) пласта (на СИП) соответствует значению  $45.35 \text{ кг/см}^2$ .

4) Текущий забой в скважине определен на глубине 1044.0 метров при искусственном забое 1045.5м. и глубине спуска колонны НКТ (114мм.) до



1030.0м. Раздел фаз в стволе скважины по типу газ-вода при ее работе на режиме 100%, диагностируется на глубине 1030.6 метров (район воронки НКТ).

5) Скорость восходящего потока газа в точке СИП на режиме 100% оценивается значением (6.59м/с). Здесь газ движется по пространству лифтовой колонны (114мм.).

6) Депрессия, создаваемая на пласт работающей скважиной, на режиме 100%, составляет (1.929ат), что не превышает рекомендованное проектным документом значение (2.2ат.). По совокупности критериев оптимальности (депрессия, скорость газа, коэффициент загрузки жидкости, образование конуса подошвенной воды и т.д.), режим работы скважины 100% можно считать соответствующим требованиям рациональности. Однако проводимые геофизические исследования показывают активное изменение положения ГВК в районе скважины. Текущий контакт (ГВК) удален от нижних перфорационных каналов скважины всего на 14 метров. При существующем уровне депрессии на пласт, высока вероятность подтягивания конуса подошвенной воды. С учетом сказанного, целесообразно существующий режим работы скважины скорректировать до уровня соответствующего режиму 60%.

7) Средняя плотность флюида в проточной части фонтанного подъемника, при работе скважины на штатном режиме (100%), оценивается значением 0.042г/см<sup>3</sup>.

8) Данное исследование, позволило так же рассчитать и определить устьевые фильтрационные коэффициенты Ауст. и Вуст.

Рассмотрев динамику изменения залежей, можно сделать выводы:

- 1) данный метод может выполнять функцию индикатора;
- 2) сравнительный анализ материалов ПГИ позволяет в ряде случаев использовать количественные оценки;
- 3) в скважинах, не скрывающих газонасыщенность на всю мощность, методы ГД и могут служить альтернативой методам исследования.

## Список литературы

1. Басарыгин, Булатов Бурение нефтяных и газовых скважин, 2002.
2. Булатов А.И. Освоение скважин. Справочное пособие, 1999.
3. Справочник Нефтегазовые термины РГУ им Губкина, 2005.
4. Гаврилов В. П. Актуальные проблемы геологии нефти и газа, 2005.
5. Нефтегазопромысловое оборудование. Под общ. ред. В.Н. Иванова. Учебник для ВУЗов 2006. – 650 с.
6. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. Справочник инженера по исследованию скважин. Москва, 2012.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И.. Гидродинамические и промысловые технологические исследования скважин. Учебное пособие – М.:МАКС Пресс, 2010.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОПР ПО ИСПЫТАНИЮ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ ОДНОГОРИЗОНТНОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА НШ-2 ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М., Полишвайко Д.В.  
Ухтинский государственный технический университет

На Ярегском месторождении за весь период разработки применялись следующие системы термощахтной разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающими штреками, одногоризонтная и подземно-поверхностная [1].

Панельная система применялась в очень небольшом масштабе, и за счет нее было добыто за весь период менее 1 % всей нефти.

Во всех применяемых системах отбор нефти осуществляется через систему пологонаклонных восходящих скважин, пробуренных из буровой галереи, расположенной в нижней части нефтяного пласта. Перечисленные системы разработки отличаются только способом паровоздействия на пласт.

В настоящее время в качестве основных альтернативных термощахтных технологий для промышленного внедрения рассматриваются одногоризонтная и подземно-поверхностная системы, которые характеризуются минимальным объемом горно-подготовительных работ (рис. 1).

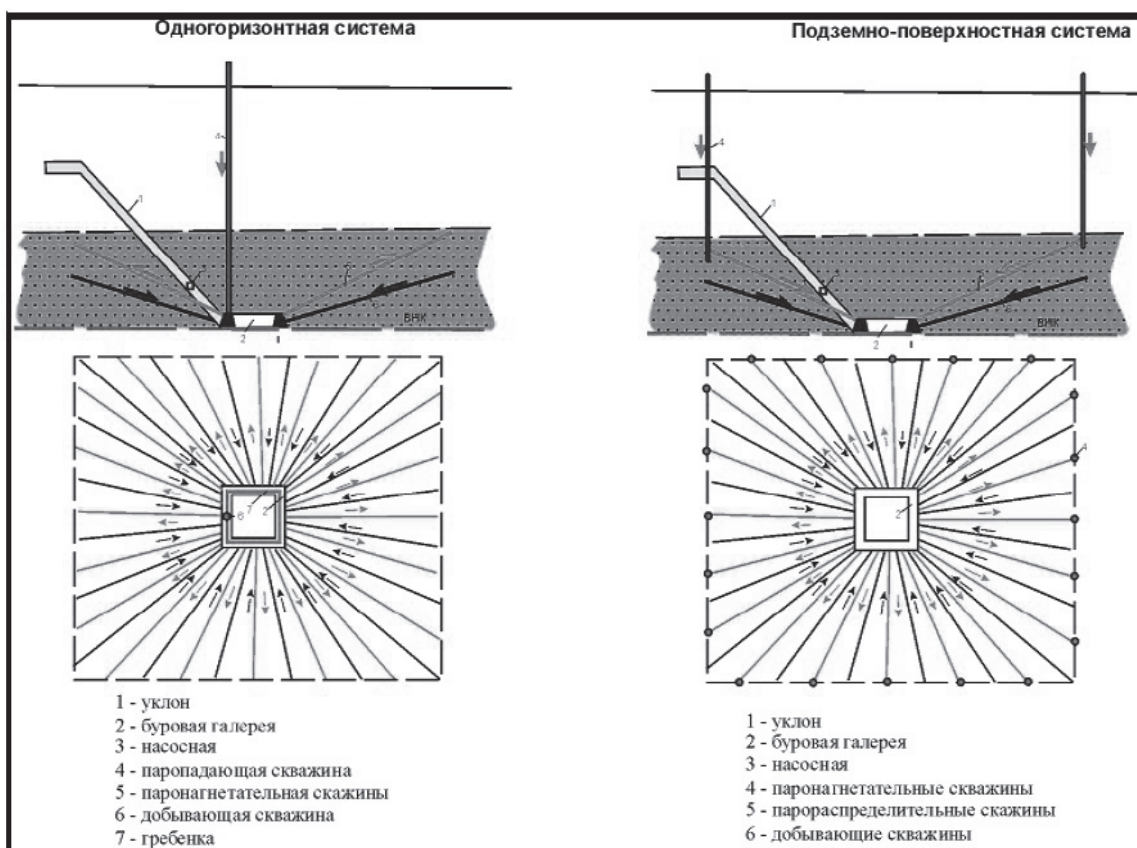


Рисунок 1 – Основные системы термощахтной разработки Ярегского месторождения

Ниже дано сопоставление и подробная характеристика преимуществ и недостатков этих систем разработки.

#### **а) Одногоризонтная система**

##### Преимущества:

- Исключаются капитальные затраты на бурение и обустройство поверхностных нагнетательных скважин, а также эксплуатационные затраты на восстановление горных выработок и ремонт поверхностных скважин;
- Возможность обеспечить оптимальные темпы закачки пара при допустимых давлениях нагнетания (не более 0,5–0,6 МПа), исключающих прорывы пара за пределы разрабатываемых участков и в горные выработки;
- Высокий охват и нефтеотдача пласта за счет закачки пара в нижний ярус подземных скважин и более полного вовлечения в процесс разработки нижней части продуктивного разреза;
- Самое низкое паронефтяное отношение благодаря высокой тепловой эффективности процесса разработки;
- Гибкая система регулирования распределения тепла благодаря возможности подачи пара в любую зону пласта в любое время;
- Возможность осуществить перевод площадей двухгоризонтной системы на одногоризонтную и тем самым уменьшить затраты на поддержание и проветривание выработок туффитового горизонта.

##### Недостатки:

- Необходимость дополнительных затрат на оборудование подземных нагнетательных скважин для снижения тепловыделений в рудничную атмосферу до допустимого уровня;
- Наличие в рабочей зоне системы парораспределения.

#### **б) Подземно-поверхностная система**

##### Преимущества:

- Улучшение температурного режима в буровых галереях за счет удаления зоны нагнетания пара от галереи на контур блоков;
- Благодаря выносу системы парораспределения на поверхность снижается ее отрицательное влияние на рудничную атмосферу.

##### Недостатки:

- Необходимость бурения и обустройства большого количества нагнетательных скважин с поверхности, что приводит к увеличению в 1,7 раза затрат на подготовку площадей по сравнению с одногоризонтной системой;
- Ограниченность применения системы на значительных территориях из-за болот, водоемов, жилых и производственных сооружений, охранных зон;
- Применение больших давлений нагнетания (до 0,8–1,0 МПа) неизбежно приводит к прорывам пара за пределы разрабатываемых участков, в старые скважины и горные выработки, а также к повышенному выносу песка в забой скважин;
- Невозможность вовлечь в активную разработку нижнюю половину пласта;

- Дополнительные эксплуатационные расходы на освоение и ремонт поверхностных скважин, а также на восстановление разрушенных горных выработок;
- Фиксированная система парораспределения не позволяет регулировать процесс разработки и воздействовать на непрогретые зоны пласта;
- Недостаточная точность проводки скважин требует бурения дополнительных скважин для установления гидродинамической связи с зонами нагнетания пара.

В уклоне «Северный» нефтешахты № 2 на участках ОПУ-2бис и ОПУ-3бис Ярегского месторождения с 2009 года проводятся опытно-промышленные работы по испытанию модернизированной одногоризонтной системы термошахтной разработки, разработанной сотрудниками Центра высоковязких нефтей и битумов Ухтинского университета. Для контроля за соблюдением проектных решений и наблюдений за характером работы скважин опытного участка сотрудники УГТУ в течение года два раза в неделю спускались в уклон «Северный НШ-2» [2].

*Анализ показателей разработки сектора ОПУ-2 бис.*

На рис. 2 представлены накопленные показатели разработки участка ОПУ-2бис.

Всего за период эксплуатации участка было закачано в пласт 130,1 тыс. т пара и добыто 68,3 тыс. т нефти. Нефтеотдача пласта на участке ОПУ-2бис достигла 49,4 %, в том числе 48,2 % за счёт теплового воздействия. Накопленное паронефтяное отношение составило 1,95 т/т.

*Анализ показателей разработки сектора ОПУ-3 бис.*

На рис. 3 представлена динамика технологических показателей разработки по участку ОПУ-3бис.

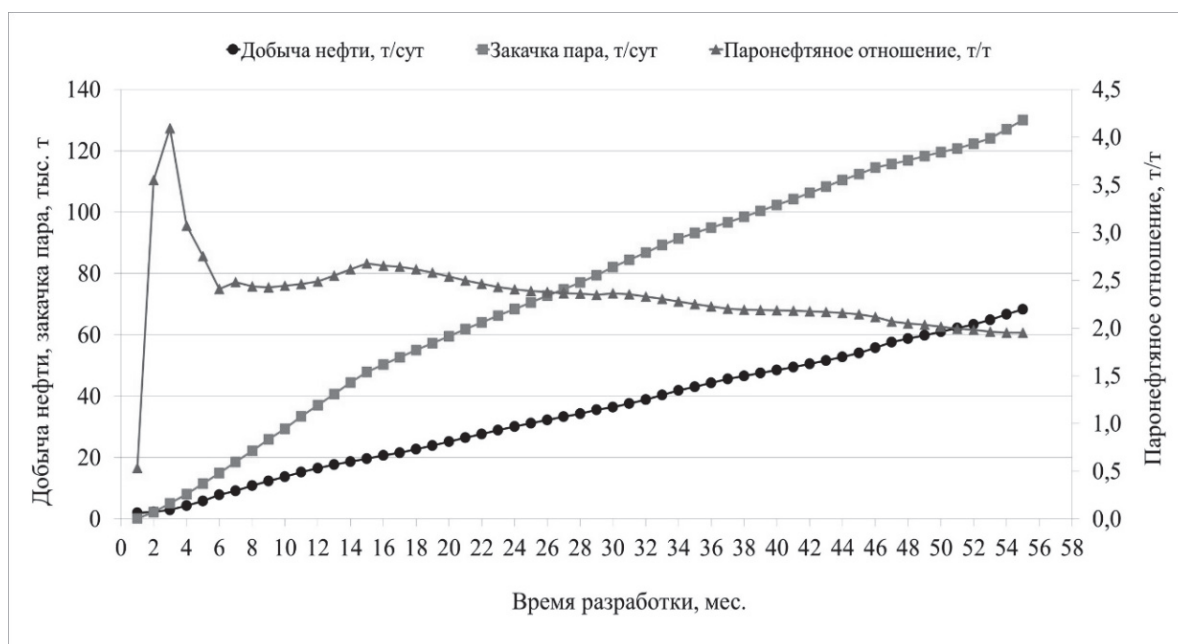


Рисунок 2 – Накопленные показатели разработки по участку ОПУ-2бис

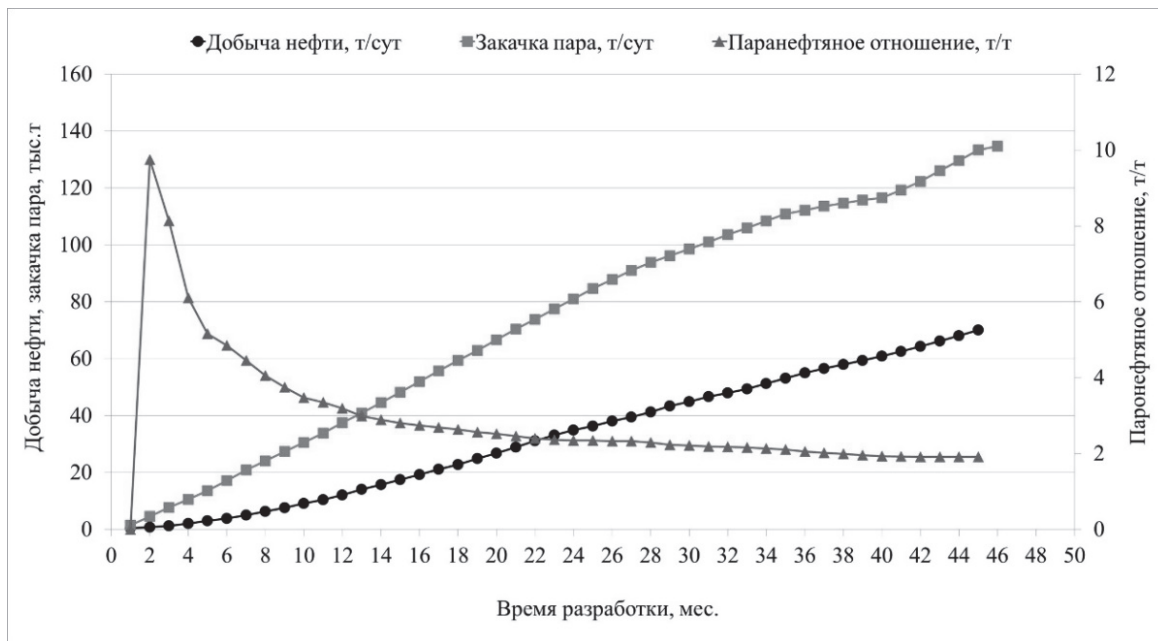


Рисунок 3 – Накопленные показатели разработки участка ОПУ-3бис

Всего за период эксплуатации участка ОПУ-3бис было закачено в пласт 133,3 тыс. т пара и добыто за счёт закачки пара 70,1 тыс. т нефти. Нефтеотдача пласта на данном участке достигла 44,7 %, в том числе 34,0 % за счёт теплового воздействия. Накопленное паронефтяное отношение составило 1,91 т/т.

На рис. 4 представлено сравнение темпов отбора нефти с единицы площади по участкам ОПУ-2бис и ОПУ-3бис.

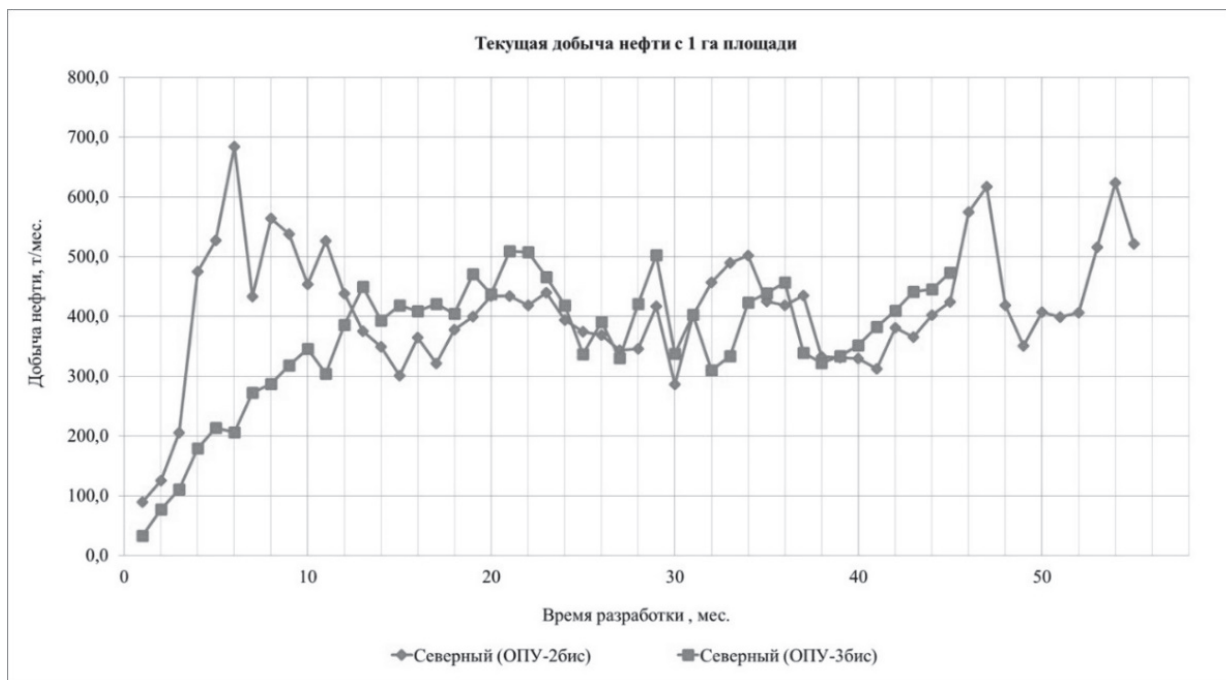


Рисунок 4 – Сравнение темпов отбора нефти

Темп отбора нефти с 1 га на участке ОПУ-2бис в среднем составляет 550 т/мес, на участке ОПУ-3бис темп отбора нефти с 1 га составляет в среднем 450 т/мес.

Для оценки эффективности модернизированной одногоризонтной системы было выполнено сопоставление технологических показателей полученных на опытном полигоне УГТУ (одногоризонтная система) и блоку 1Т-9 (подземно-поверхностная система) (рис. 5). Из рисунка видно, что по модернизированной одногоризонтной системе:

1. Прирост нефтеотдачи **больше в 2,0 раза**;
2. Среднесуточная добыча нефти с 1 га площади **выше в 1,7 раз**;
3. Накопленное паронефтяное отношение **в 1,8 раза меньше**.

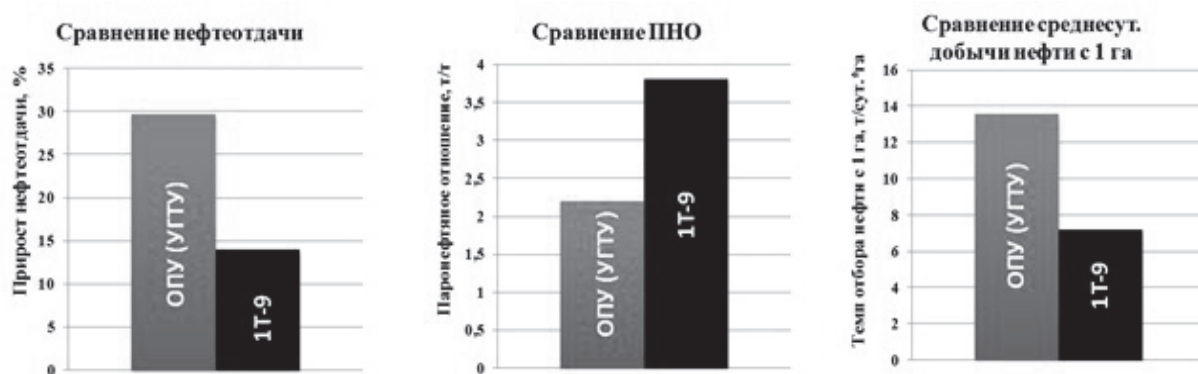


Рисунок 5 – Сопоставление технологических показателей разработки блока 1Т-9 (подземно-поверхностная система) и опытном полигона УГТУ (одногоризонтная система)

На основании проводимых исследований можно сделать следующие **выводы**:

1. Модернизированная одногоризонтная система теплового воздействия, основанная на закачке пара через подземные скважины с термоизолированными колоннами, обеспечивает за короткий срок равномерный прогрев пласта от устьев до забоев скважин длиной до 300 м при давлении пара на устье скважин не более 0,2–0,3 МПа. Следствием этого является высокая тепловая эффективность процесса разработки, низкое паронефтяное отношение и высокие темпы отбора нефти.

2. Реализуемая на опытных участках конструкция подземных скважин полностью соответствует необходимым требованиям, обеспечивая, с одной стороны, достаточно хорошую теплоизоляцию устьев скважин, с другой стороны, равномерный прогрев пласта от устьев скважин до их забоев.

## Список литературы

1. Морозюк О. А. Пути повышения эффективности термошахтной разработки залежей аномально вязкой нефти (на примере Ярегского месторождения): Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Ухта, 2011. – 136 с.
2. Отчет о выполнении научно-исследовательской работы по теме «Авторское сопровождение опытных работ по испытанию новой технологии в уклоне «Северный» НШ-2 Ярегского месторождения».

## ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ТЕХНОЛОГИИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА

Румма В.В., Синцов И.А.  
Тюменский индустриальный университет

Основным преимуществом сайклинг-процесса является обеспечение достаточно высокого извлечения конденсата из пласта. Для достижения этой цели практика разработки кроме сайклинг-процесса не располагает другими более или менее равноценными технологическими схемами [1]. Однако несмотря на огромное преимущество, сайклинг-процесс имеет следующие существенные недостатки: требуются большие капитальные затраты, связанные со строительством специальных компрессорных станций с компрессорами высокого давления, бурением нагнетательных скважин, сооружением специальных наземных установок, необходимых для осуществления сайклинг-процесса; неизбежна консервация запасов природного газа залежи, охваченной сайклинг-процессом, необходимая для первоочередного извлечения запасов конденсата (в среднем на 10–15 лет) [2].

В виду этого целесообразность внедрения этого способа, как правило, решается соответствующими технико-экономическими расчетами. Сайклинг-процесс обычно может экономически себя оправдать при значительных ресурсах конденсата, при разработке залежей с большим содержанием высококипящих углеводородов. Торнтон, например, считал, что в условиях США при содержании конденсата в газе ниже  $80\text{--}100\text{ г/м}^3$  применение этого метода экономически малоперспективно. М. Маскет пишет, что «осуществление процесса циркуляции в пластах, где конденсат добывается при газовом факторе  $9000\text{ м}^3/\text{м}^3$  и выше, обычно считается неэкономичным» [3].

Указанные оценки, однако, могут существенно изменяться в зависимости от конъюнктуры рынка сбыта газа. В истории газовой промышленности США известны случаи, когда при наличии благоприятных условий реализации конденсата и отсутствия рынков сбыта газа газоконденсатные залежи разрабатывались на режиме истощения. При этом конденсат отбирался, а газ выпускался в воздух или сжигался. Понятно, что в подобных

случаях сайклинг-процесс представляет огромный интерес, поскольку наряду с эффективной добычей конденсата создается возможность сохранения промышленных запасов газа в недрах. В подобных случаях внедрение сайклинг-процесса может оказаться целесообразным при относительно небольшом содержании конденсата, в то время как в условиях растущего газопотребления и острой необходимости в добыче газа пределы содержания конденсата, названные М. Маскетом и Торнтоном, возможно окажутся явно недостаточными для внедрения сайклинг-процесса [4].

Причинами отказа от циркуляционного метода, как уже отмечалось, кроме экономических соображений могут служить и такие факторы, как геологическая характеристика месторождения, величина запасов газа и конденсата и др.

В зарубежной практике кроме полного сайклинг-процесса, когда в залежь возвращается весь добытый из пласта газ, применяются различные модификации этого процесса, в частности так называемый частичный сайклинг-процесс. Сущность его заключается в том, что в процессе циркуляции газа в пласт возвращается только часть добываемого газа. Остальное количество газа, а также весь конденсат реализуются. При частичном сайклинг-процессе давление в залежи снижается, что в свою очередь приводит к частичному выделению в пласте жидкого конденсата. Однако в процессе непрерывной циркуляции сухого газа поры пласта с выпавшим жидким конденсатом как бы «промываются» газом, в результате чего жидкие углеводороды частично испаряются. Механизм обратного испарения жидких углеводородов нагнетаемым сухим газом приводит к существенному снижению ретроградных потерь конденсата в процессе реализации частичного сайклинг-процесса. Этим и следует объяснить причину сравнительно небольшого расхождения в величинах фактического конденсатоизвлечения при полном и частичном сайклинг-процессах [5].

В свете указанных особенностей можно отметить следующие у частичного сайклинг-процесса преимущества: наряду с обеспечением достаточно полного извлечения потенциальных запасов конденсата существенно сокращаются (на 25–50%) находящиеся в длительной консервации промышленные запасы газа. Это обстоятельство, в свою очередь, обуславливает значительную экономическую эффективность и заметно расширяет область применения сайклинг-процесса. Сокращение объемов нагнетания газа приводит к заметному снижению капитальных затрат, связанных с уменьшением числа нагнетательных скважин, количества компрессоров и т.д. [6].

К модификациям сайклинг-процесса относится также способ разработки газоконденсатных месторождений путем закачки в пласт сухого газа и воды. Нагнетательные водяные скважины располагаются при этом так, чтобы вода вытесняла сухой газ, который в свою очередь должен вытеснять газоконденсатную фазу к забоям эксплуатационных скважин. При этом из общего количества нагнетаемых в пласт агентов большая часть



приходится на долю воды, что позволяет использовать значительную часть добываемого газа, сохранив при этом давление залежи на уровне, необходимым для заметного сокращения ретроградных потерь конденсата [7].

Эффективность сайклинг-процесса и его разновидностей, как же отмечалось, зависит от геологической характеристики месторождения. Наиболее благоприятные результаты применения того процесса наблюдаются в литологически однородных, хорошо проницаемых коллекторах, где происходит равномерное (близкое к поршневому) вытеснение обогатенного пластового газа нагнетаемым сухим газом. Такое вытеснение приводит к наиболее полному извлечению конденсата, поскольку обеспечивается достаточно высокая степень охвата залежи вытеснением и более эффективное и полное замещение пластовой газоконденсатной системы сухим газом. В подобных случаях, как правило, прорывов сухого газа к забоям эксплуатационных скважин не наблюдается, и пластовая система постепенно беднеет конденсатом.

Существенной является разница в конденсатоизвлечении в литологически однородных и неоднородных коллекторах и в течение последующего этапа разработки, когда процесс рециркуляции газа прекращается и эксплуатация залежи продолжается на режиме истощения [8]. В течение этой завершающей стадии разработки наряду с извлечением запасов газа добывается и часть остаточных запасов конденсата. Однако в литологически однородных коллекторах остаточные запасы конденсата извлекаются значительно полнее, что в свою очередь значительно повышает общий коэффициент извлечения запасов конденсата при сайклинг-процессе.

## Список литературы

1. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения, М.: Недра – 1972.
2. Тер-Саркисов Р.М.. «Разработка месторождений природных газов», М.: Недра – 1999 г.
3. Маскет М.. «Физические основы технологии добычи нефти», сокращённый и переработанный перевод с английского Геймана М.А., М.: Гостоптехиздат – 1953 г.
4. O'Dell, H.G. and Miller, R.N.: «Successfully Cycling a Low-Permeability, High-Yield Gas Condensate Reservoir», JPT (Jan.1967), p.41.
5. Лютомский С.М., Мискевич В.Е. и др. «Оценка возможности применения сайклинг-процесса при разработке ачимовских залежей», Газовая промышленность (июль 2006), стр. 24.
6. Катц Д.Л., Корнелл Д. и др. «Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа», перевод с английского под ред. Коротаева Ю.П. и Г.В.Пономарва, М.:Недра – 1965 г.
7. Emby Kaye: «Recovery of Condensate from Distillate Wells», Proc. API (May 1939), p. 348.
8. Emby Kaye: «Some Factors in the Economics of Recycling», JPT (March 1941).

## ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Рычковский А.А., Вольф А.А.  
Тюменский индустриальный университет

На сегодняшний день приоритетным направлением развития в сфере нефтегазовой отрасли является разработка эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые будут иметь высокие показатели в добычи труднудизвлекаемых запасов нефти (ТИЗН). В этой связи перспектива освоения в России большой доли ТИЗ находящихся в керогенонефтематеринских породах Баженовской свиты (БС) является актуальной задачей в поиске оптимальных МУН [1].

Баженовская свита является наиболее значимым объектом нефтегазовой геологии в России по содержанию углеводородного сырья, но в тоже время она находится на начальной стадии разработки. Это связано с трудностями ее освоения, которые заключаются в специфике ее толщи, в особенности минералогического состава пород, а также общим характером геологического строения и насыщающих пласт флюидов[2].

Одним из возможных способов повышения нефтеотдачи из нефтенасыщенных сланцев баженовской свиты является применение на них термических методов воздействия на пласт, а именно внутрипластовое горение [3]. Сущность метода заключается в создании высокотемпературного фронта горения в пласте. После того, когда образовался фронт горения в пласте, с поверхности нагнетают окислитель (кислород) в количестве, необходимом для поддержания термохимической реакции и перемещения фронта горения по пласту [4]. В зоне горения под воздействием высоких температур происходит крекинг нефти, в результате чего из нефти удаляются легкие углеводородные фракции, горению подвергаются лишь тяжелые остатки (кокс), который является почти твердым веществом. В свою очередь кокс является основным источником тепловой энергии, а применительно к баженовской свите, таким источником еще является и кероген, содержащийся в породе.

Применение внутрипластового горения на коллекторах баженовской свиты предположительно может сопровождаться некоторыми характерными им особенностями:

- количество коксового остатка из нефти будет минимальным, что связано с ее малой плотностью;
- увеличение температуры до 300 °С и более приведет к термодеструкции керогена с выделением из него газообразных и жидких углеводородов [6], что приведет к увеличению добываемой нефти;
- разрушение перемычек между краями близлежащих микротрещин, за счет высоких температур и давлений, приведет к образованию систе-

мы сообщающихся трещин, что приведет к повышению их проницаемости [5];

- при увеличении температуры до 200 °С и более порода приобретет гидрофильные свойства, за счет выхода углеводородосодержащих соединений [7].

Немало важно отметить, что существуют способы увеличения эффективности разработки баженовской свиты при использовании сухого и влажного внутрислоевого горения, которые в свою очередь имеют отличие в подаваемом в пласт окислителе. Повышение коэффициента охвата пласта воздействием по толщине, достигается благодаря созданию в высокопроницаемых пропластках оторочки пенных систем обладающих большими сопротивлениями фильтрации через них газа и тем самым обеспечивающих выравнивание фильтрационных сопротивлений разнопроницаемых слоев. Для баженовской свиты имеющей линзовидное строение коллекторов и не малую трещиноватость применение пенных систем представляется актуальным. [5]

Совместное использование пенных систем при процессе внутрислоевого горения, подразумевает под собой периодическое нагнетание в пласт пенообразующих композиций водного раствора, содержащего 1,0–1,5% ПАВ типа «неонол» или «ОП-10» и 1% карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) [5].

Перед нагнетанием пенообразующей композиции в пласт необходимо закачать 1% – раствор щелочного реагента в пресной воде в объеме 2–3 м<sup>3</sup> на 1 м нефтенасыщенной толщины.

В целях увеличения объемов добычи и закачки в коллекторах баженовской свиты представляется актуальным применение: наклонно-направленных, горизонтальных, а также разветвленных многозабойных и многозабойных горизонтальных скважин. В том числе целесообразно проводить зарезку боковых стволов на пробуренных скважинах [8].

Что касается приемистости скважин при влажном ВГ на баженовской свите, то предотвратить ее дополнительное снижение можно с помощью отдельного нагнетания воздуха и воды в отдельные стволы многоствольных скважин. Так их совместная закачка способна снизить приемистость в 4–10 раз [5].

Осуществление внутрислоевого горения на коллекторах баженовской свиты приводит к ряду проблем, которые связаны с аномальными высокими давлениями до 40 Мпа, при глубине залегания свыше 2500 м, и низкая проницаемость составляет в среднем составляющая до 1мД [5]. При этом контроль и регулирование процесса ВГ является сложной инженерной задачей в условиях баженовской свиты (БС). Другой немаловажной проблемой является создание гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, поскольку отток продуктов горения будет необходим для создания устойчивого фронта.

Но перспективность применения рассмотренного метода увеличения нефтеотдачи по многим критериям не уступает другим термическим мето-

дам, по своей технологии. Для примера можно сравнить данный метод с методом закачки пара, у которого возникают трудности при глубине более 1000 метров. На поверхности пар хорошего качества, а к пласту уже доходит теплая вода. Метод ВГ этих недостатков лишен. С экономической точки зрения, метод закачки пара также уступает методу внутрислового горения, который на 20% дешевле.

## Список литературы

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Баженовский горизонт Западной Сибири. – Новосибирск, 2003.

2. Вольф А. А., Петров А. А. Особенности инициирования процесса внутрислового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах. // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 4. – 56 с.

3. Ю.Е. Батулин, В.П. Сонич, А.Г. Малышев, О.Г. Зарипов. Оценка перспектив применения метода гидротермовоздействия в пласте Ю0 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Интервал № 1, Москва, 2002.

4. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела / В.И. Кудинов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 501с.

5. Узбеков В.Р. Применение тепловых методов воздействия на породы – коллектора баженовской свиты в целях: интенсификации притока, увеличение нефтеотдачи и вовлечения в разработку запасов керогена [Текст]: диссертация / В.Р. Узбеков В.Р. Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 99–123.

6. Григорьева Г.Ф., Фишбейн В.Ю., Рыльков А.В., Шишкина В.А., Особенности молекулярного состава продуктов термодеструкции рассеянных керогенов осадочных пород // геохимия природной системы порода-органическое вещество-вода-нефть (газ).-Т.,1984. – С. 30–34.

7. Ибрагимова Т.А., Николаев А.А., Пьянков Б.Н. Особенности плотностных характеристик пород баженовской свиты месторождения Большой Салым // Исследования залежей углеводородов в условиях ускорения научно-технического прогресса. – Т.,1988. – 90 с.

8. Брехунцов А.М., Телков А.П., Федорцов В.К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. – Т.: «СибНАЦ».2004. – 290с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ НАГРЕВЕ

Саяхов В.А., Шайхразиева Л.Р., Исроилов Н.К.  
Альметьевский государственный нефтяной институт

В связи с истощением наиболее продуктивных пластов крупных месторождений в эксплуатацию вводятся новые месторождения со сложным геологическим строением и ухудшенными коллекторскими свойствами, затрудняющими извлечение нефти. В стране, также как и за рубежом, неуклонно возрастает доля месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ). Поэтому важное значение приобретают методы повышения эффективности разработки месторождений, создание новых технологий, приводящих к наиболее полному извлечению нефти из недр [1].

Комплексное применение методов увеличения нефтеотдачи может приводить к изменению состава и свойств пластовых нефтей, как за счет химического превращения компонентов нефти (воздействие высоких температур, химических реагентов, окисление минерализованной водой, воздействие микроорганизмов), так и за счет процесса доотмыва нефти и вовлечение остаточных нефтей низкопроницаемых коллекторов пласта. Немаловажное значение имеет также изучение состава и свойств добываемых с помощью новых технологий нефтей, которые в дальнейшем будут направлены на нефтепереработку [2].

Цель настоящей работы заключалась в исследовании влияния воздействия высоких температур и химреагентов на динамику изменения состава сверхвязких нефтей (таблица 1) Аверьяновского месторождения (Республика Татарстан).

Таблица №1

Плотность, вязкость и компонентный состав нефти из керна материала Аверьяновского месторождения

Плотность, г/см <sup>3</sup> , 20 <sup>0</sup> С	Вязкость, мм <sup>2</sup> /с, 20 <sup>0</sup> С	Содержание, мас.%			
		фракции н.к.-200 <sup>0</sup> С	углеводородов (масел)	смола	асфальтенов
0,957	18356,4	отс.	75,8	20,1	4,1

Для проведения исследований влияния высоких температур и растворителей на состав СВН была разработана методика, которая включает отбор керна, его нагрев, воздействие растворителем и проведение хроматографического, спектрофотометрического и микроскопического анализов. Хроматографические исследования проводились на газожидкостном хроматографе GC 2010 Plus, спектрофотометрические исследования выполнялись на спектрофотометре UV-1800, микроскопические исследования керна выполнялись с использованием микроскопа Leica DM 750.

Исследования компонентного состава проводились для алканов от C<sub>10</sub> до C<sub>40</sub>. Для исследования влияния термообработки на изменение состава СВН проводился предварительный нагрев двух образцов керн до температур 150°, 200° и 250°С и их последующее растворение в н-гексане и н-гептане. С целью получения данных об эффективности применения растворителей, стоит отметить, что первый образец («нагретый») растворялся непосредственно в нагретом состоянии, а второй («охлажденный») дополнительно охлаждался до комнатной температуры. На рисунке 1 представлено изменение компонентного состава СВН при воздействии высоких температур и исследуемых растворителей.

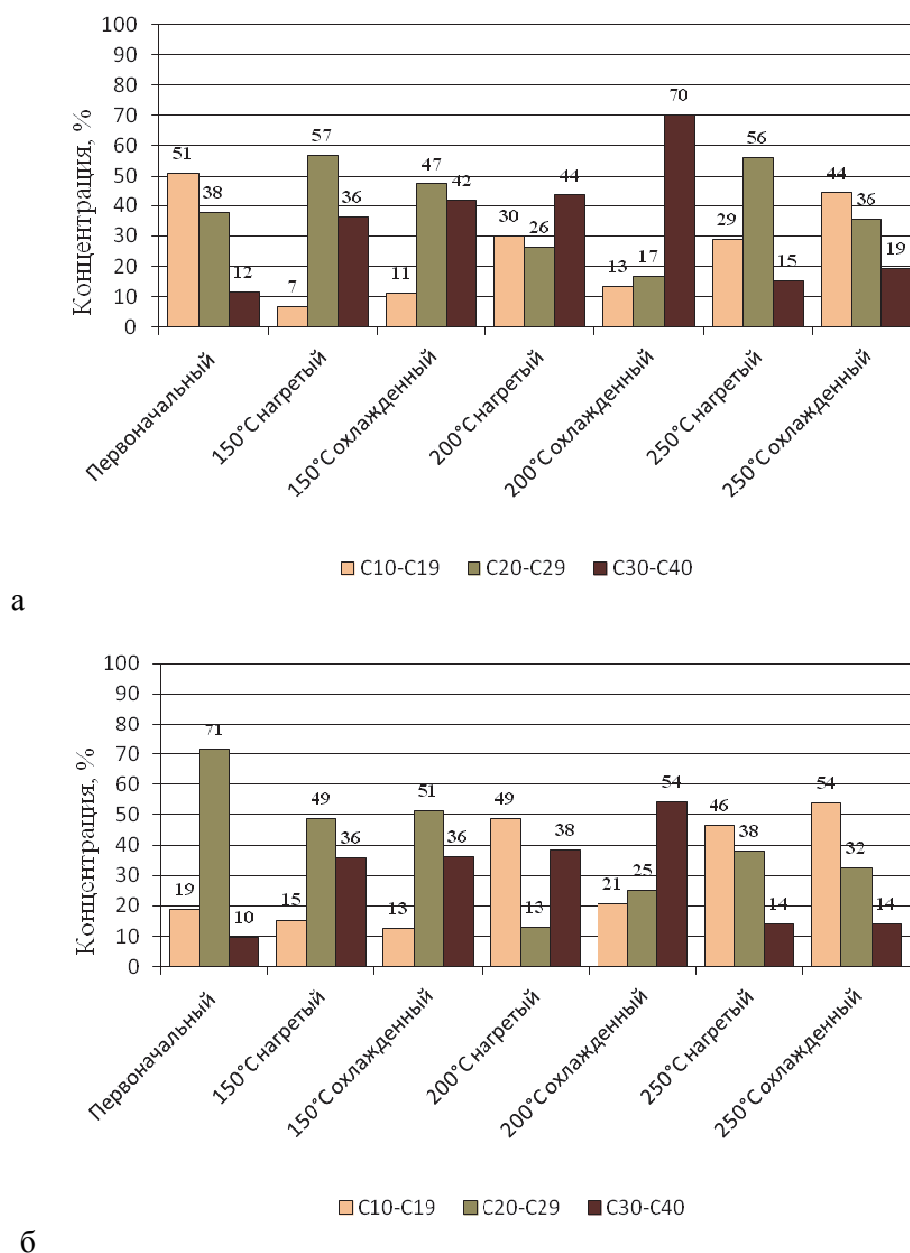


Рисунок 1 – Изменение компонентного состава СВН при воздействии высоких температур и н-гексана (а) и н-гептана (б).

В целом можно отметить, что в контрольном образце СВН, основная концентрация приходится на группу алканов  $C_{10} - C_{19}$  (при растворении в н-гексане) и  $C_{20} - C_{29}$  (при растворении в н-гептане). Стоит отметить, что при воздействии температурой  $150^{\circ}C$  и последующем растворении в обоих растворах отмечается преобладание доли тяжелых углеводородов групп  $C_{20} - C_{29}$  (порядка 55% объема) и групп  $C_{30} - C_{40}$  (порядка 36% объема). При повышении температуры до  $200^{\circ}C$  доля углеводородных групп  $C_{20} - C_{29}$  значительно уменьшается, в свою очередь возрастает доля легких и особенно тяжелых углеводородных компонентов  $C_{30} - C_{40}$ , что говорит о относительно высокой способности исследуемых растворителей вытеснять асфальтены. Стоит также отметить, что способность химреагентов к растворению тяжелых углеводородов сохраняется при всем диапазоне исследуемых температур. На основе данных, полученных при анализе хроматограмм, можно судить о вытеснении СВН с поверхности зерен керна (рисунок 2).

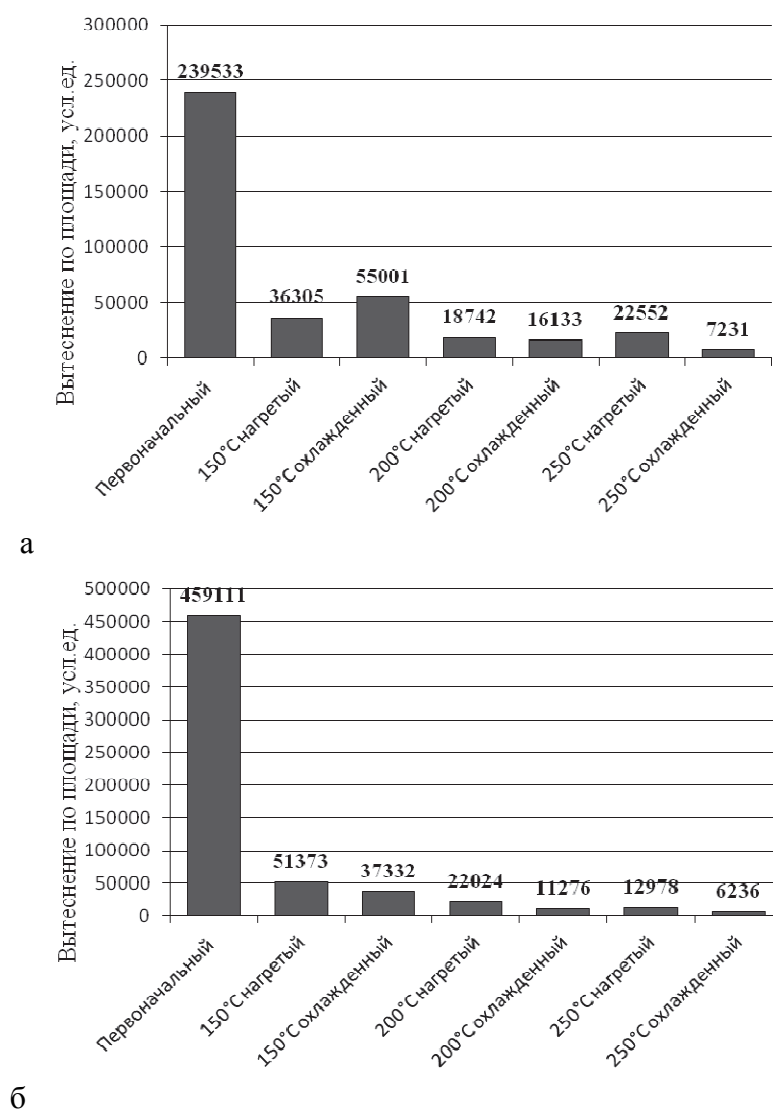


Рисунок 2 – Количество вытесненных н-гексаном (а) и н-гептаном (б) углеводородов по площади (в условных единицах)

При нагреве вязкость образца СВН снижается, начинаются внутримолекулярные процессы, под действием которых часть фракций СВН улетучивается, часть стекает, а также остается на зернах керна. Согласно рисунку 2 достаточно большая часть легких углеводородов улетучивается при термическом воздействии, поэтому среди вытесняемых растворителем углеводородов преобладают более тяжелые фракции. Стоит отметить, более высокую вытесняющую способность н-гептана на всем диапазоне исследуемых температур.

Особенности В/УФ спектров поглощения нефтей и их асфальтеновых компонентов изучали с помощью спектрофотометра UV-1800 в диапазоне длин волн от 1100 нм до 190 нм. Специфическая коричневатая окраска раствора является одним из типичных признаков смолисто-асфальтеновых веществ и обусловлена присутствием широких электронных полос поглощения в В/УФ диапазоне. В таблице 2 приведены результаты расчетов первых производных измеренных спектров поглощения. Расчеты произведены с помощью стандартной программы спектрофотометра UVProbe.

Таблица №2

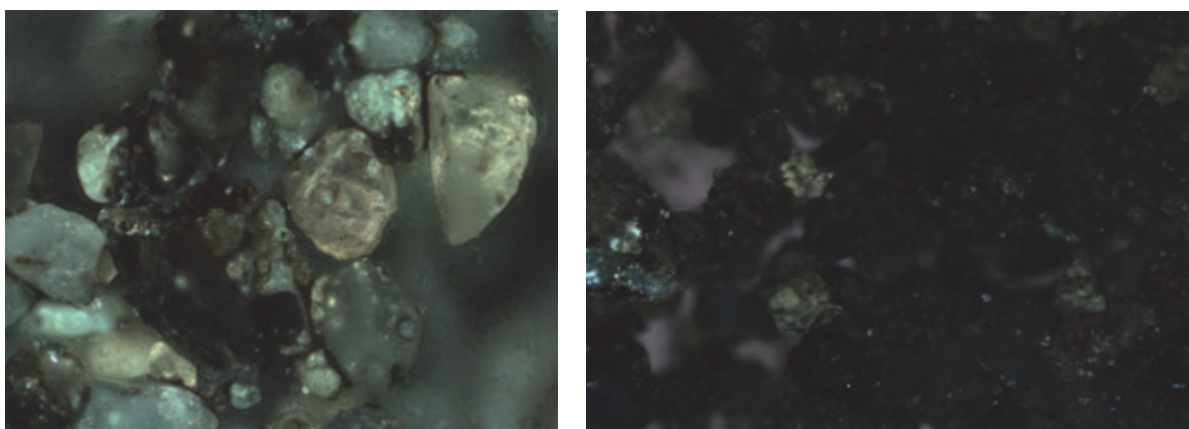
Оптические спектры поглощения и первая производная для раствора СВН, полученного растворением керна в химреагентах

Образец	При растворении в н-гексане		При растворении в н-гептане	
	$\lambda$ , нм	D	$\lambda$ , нм	D
первоначальный	402	0,762	403	0,853
150°С нагретый	402	0,552	403	0,608
150°С охлажденный	402	0,592	403	0,562
200°С нагретый	402	0,176	403	0,209
200°С охлажденный	402	0,172	403	0,148
250°С нагретый	465	0,06	-	-
250°С охлажденный	465	0,07	-	-

Максимальные значения оптической плотности D отмечаются при растворении образца без предварительного нагрева, следовательно, можно предположить, что при воздействии высокими температурами часть тяжелых углеводородов остается на поверхности зерен керна. Также отметим относительно высокие значения оптической плотности при воздействии температурой 150°С и последующем растворении как в н-гексане, так и в н-гептане. Высокое содержание тяжелых компонентов подтверждается также специфической коричневатой окраской полученных растворов.

На микрофотографиях керна (рисунок 3) представлены первоначальный образец (без воздействия) и образец керна подвергнутый термическому воздействию. Во втором случае видно, что при предварительном термическом воздействии часть СВН адсорбируется на поверхности зерен керна и отмывается растворителем значительно хуже.

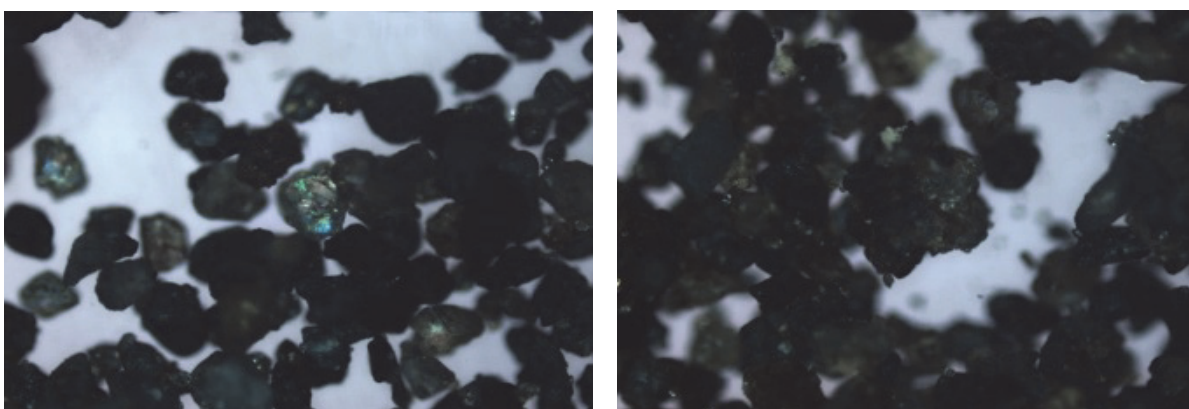




а

б

Рисунок 3 – Микрофотографии зерна (10х) первоначального образца зерна (а) и зерна, подвергнутого термическому воздействию (б)



а

б

Рисунок 4 – Микрофотографии зерна (5х) после нагрева до 150°C и растворения в «горячем» (а) и «охлажденном» (б) состояниях

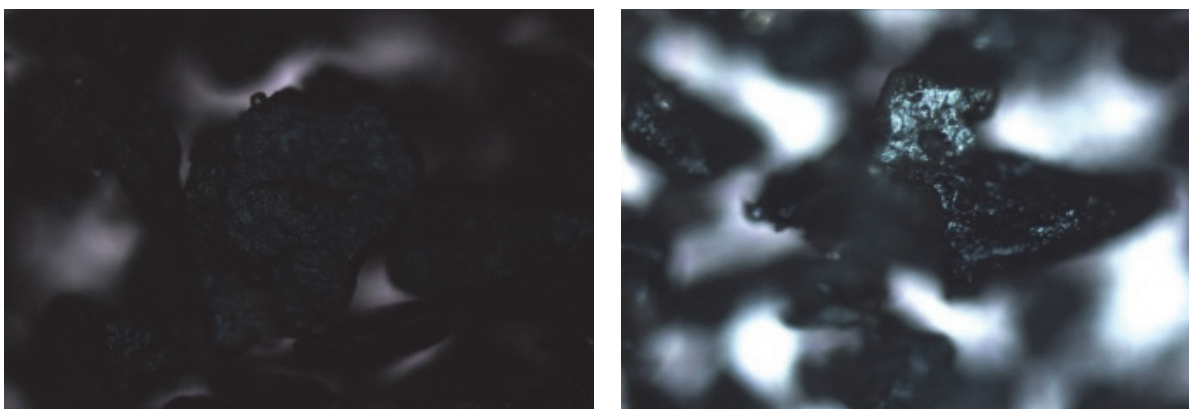


Рисунок 5 – Микрофотографии зерна (10х) после нагрева до 200°C растворения в «горячем» (а) и «охлажденном» (б) состояниях

На рисунке 4 представлены микрофотографии зерен зерна после последовательного нагрева до 150°C и растворения «нагретом» и «охлажденном» состояниях при 50 кратном увеличении.

На рисунке 5 представлены микрофотографии зерен керна после последовательного нагрева до 200°C и растворения «нагретом» и «охлажденном» состояниях при 100-кратном увеличении.

На микрофотографиях керна в обоих случаях видно, что при предварительном воздействии температур более 150°C часть СВН адсорбируется на поверхности зерен керна и практически не отмывается растворителями, что свидетельствует о низкой эффективности применения исследуемых химреагентов в качестве растворителей при воздействии температур более 150°C.

Таким образом, следует отметить, что при термическом воздействии и последующем использовании н-гексана и н-гептана в качестве растворителей концентрация групп более тяжелых компонентов C<sub>20</sub>-C<sub>40</sub> в исследованных образцах увеличивается по сравнению с содержанием в контрольном образце. Кроме этого отмечается относительно высокая способность рассматриваемых растворителей к вытеснению асфальтенов, о чем свидетельствуют результаты хроматографического и спектрофотометрического анализов. При воздействии высокими температурами часть легких фракций улетучивается, а часть тяжелых фракций плотно адсорбируются на поверхности зерен керна, что препятствует отмыву углеводородов растворителем. Если технология предусматривает одновременное воздействие температуры (до 200°C) и растворителя, то компонентный состав выделившейся СВН практически не меняется по сравнению с контрольным образцом, за исключением потерь легких углеводородов, что в свою очередь повышает долю тяжелых компонентов в растворе. В совокупности все вышеизложенное свидетельствует о перспективности разработки технологий добычи СВН, предусматривающих комплексное воздействие температуры и растворителя.

По результатам исследований были сделаны следующие выводы:

- предложена методика исследования свойств керна СВН на основе хроматографического, спектрофотометрического и микроскопического анализов;
- данный метод может быть использован для выявления оптимального интервала температур, при которых достигается минимизация потерь легких фракций;
- при термическом воздействии отмечается изменение компонентного состава СВН, нагрев и последующее охлаждение керна приводит к увеличению доли тяжелых компонентов и снижению доли легких компонентов;
- микроскопический и хроматографический анализ керна после теплового воздействия и раствора СВН соответственно показал, что на поверхности зерен керна сформировался плотный адсорбционный слой, в состав которого входят группы углеводородов C<sub>20</sub>-C<sub>40</sub>;
- для достижения максимальной компонентоотдачи предлагается применять комплексные технологии, включающие как тепловое воздействие, так и воздействие растворителем.

На основе выполненных исследований предлагается продолжить изучение возможности применения растворителей для добычи СВН, необходимо выполнение исследований растворителей и поиск оптимального интервала температур воздействия для конкретных геолого-физических условий.

### **Список литературы**

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра Бизнес-центр». – 2002. – 639 с.

2. Серебренникова О.В., Шерстюк С.Н., Стахина Л.Д., Кадычагов П.Б. Изменение состава и свойств высоковязкой нефти при воздействии композиций для увеличения нефтеотдачи пласта // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 3. – С.122–125.

Научный руководитель: Гуськова И.А. д-р. техн. наук, профессор

## **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЗАЛЕЖАХ ПОЛИМИКТОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ**

Сухих А.С., Кузнецова А.Н.  
Санкт – Петербургский горный университет

Первомайское месторождение было открыто в 1969 году, большей (южной) частью расположено в Томской области, его меньшая (северная) часть находится на территории Тюменской области. По величине запасов относится к крупным.

Порода-коллектор представлена полимиктовыми песчаниками юрского возраста. Первомайское месторождение характеризуется сложным геологическим строением (наличие тектонических нарушений, зон литологического замещения пластов). Также коллектор достаточно заглинизирован.

Каждая порода-коллектор обладает емкостными и фильтрационными свойствами, которые определяются ее литологическими структурно-текстурными особенностями. Под их влиянием происходит формирование структуры порового пространства коллекторов, то есть той среды, которая способна вмещать в себя и отдавать при определенных условиях флюиды.

Полимиктовый коллектор образуется, если при осадконакоплении, помимо зерен кварца, большой процент зерен представлен полевыми шпатами и продуктами их химических преобразований [1]. Образованная порода имеет значительную примесь глинистых включений (до 25–50%), ухудшающих ее коллекторские свойства. Начальная водонасыщенность у полимиктовых коллекторов может достигать 30–40% [2]. В полимиктовых

песчаниках цемент часто представляет собой смесь разнообразных тонко-раздробленных обломков пород и минералов, нередко значительно преобразованных разложением или перекристаллизацией [0].

Характерной особенностью полимиктовых песчаников является присутствие глинистого материала не только в поровом пространстве породы, но и в скелетных зернах полевых шпатов и обломков пород. Из-за этой особенности связь остаточного водонасыщения с пористостью выражена слабо даже при относительно хорошей отсортированности обломочного материала. В коллекторах со сложным минеральным составом глинистого материала способность породы удерживать воду определяется главным образом количеством и типом глинистых минералов цемента и пелитезированных зерен скелета. При прочих равных условиях наибольшее количество воды удерживают разбухающие глинистые материалы группы монтмориллонита и смешаннослойные образования монтмориллонит – гидрослюдистого типа. Величина остаточного водонасыщения  $K_{во}$  близких по составу полимиктовых коллекторов Западной Сибири наиболее тесно связана с параметрами относительной глинистости  $\eta_{гл}$  и приведенной емкости обмена  $q_{п}$ , характеризующими глинистость коллектора. При этом величина  $q_{п}$  более объективно отражает содержание в породе глинистого вещества. В то же время существование тесной связи коэффициента остаточного водонасыщения и относительной глинистости свидетельствует о том, что глинистые минералы цемента обладают близкой обменной емкостью [3].

Еще одной характерной особенностью полимиктовых песчаников является их большая неоднородность. При относительной глинистости  $\eta_{гл}$  полимиктовых песчаников, равной 0,15–0,49 (наиболее вероятные значения 0,2–0,36), следует учесть разнообразный состав зерен породы и цемента. Низкие значения емкости обмена могут быть обусловлены преобладанием в составе глинистой фракции песчаников неразбухающих малоактивных минералов каолинита и хлорита. Резкое же увеличение в отдельных случаях значений  $q_{п}$  связано с наличием в составе цемента породы разбухающих разностей монтмориллонит-гидрослюдистого типа с высоким содержанием разбухающих слоев, присутствие которых приводит к резкому повышению значений остаточного водонасыщения и, соответственно, к ухудшению фильтрационных характеристик породы.

В связи со всем вышеперечисленным, традиционное заводнение не будет давать нужного эффекта. Решением проблемы глинистого коллектора может стать использование газовых методов, но в связи со сложным геологическим строением месторождения обыкновенная закачка газа будет малоэффективной.

В данном случае предлагается реализовать технологию водогазового воздействия (ВГВ) с поочередной закачкой воды и газа. Основной эффект в технологии ВГВ обеспечивает избирательное вытеснение нефти газом и водой из различных по размерам и характеристикам смачиваемости поро-

вых каналов, что увеличивает охват пласта вытеснением, особенно в неоднородных коллекторах. При вытеснении нефти из гидрофильных пород газом, вода будет смачивать породу, а газ является несмачивающей фазой. Тогда вода будет проникать в мелкие поры, а газ будет вытеснять нефть из крупных пор. Особенно значительный эффект от ВГВ по сравнению с традиционным вытеснением нефти водой наблюдается для сред со смешанной смачиваемостью, когда гидрофобные поверхности образуют сквозные пути по крупным порам, а более мелкие остаются гидрофильными [0].

При оценке применимости технологии ВГВ для конкретных условий пласта проводилась оценка по нескольким параметрам (глубина залегания пласта, вязкость и плотность нефти, пластовая температура, неоднородность коллектора). Продуктивный пласт Первомайского месторождения подходит для применения технологии ВГВ. Также были проведены эксперименты на предмет влияния закачиваемой воды на набухание глин. При набухании в пласте глины существенно снижают проницаемость пласта-коллектора, а также блокировать нефтенасыщенные поры, тем самым существенно снижать конечный коэффициент нефтеотдачи. Опыты по набуханию глин проводились для моделей пресной, подтоварной, сеноманской и пластовой вод. Результаты опытов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения коэффициентов набухания глины в различных типах воды, с использованием реагентов

реагент	Пресная вода			Вода с КНС			Сеноманская вода (17 г/л солей)			Модель пластовой воды (36 г/л солей)		
	(менее 1 г/л солей)			(8 г/л солей)								
	<i>Коэффициент набухания через</i>											
	1 мин	10 мин	24 ч	1 мин	10 мин	24 ч	1 мин	10 мин	24 ч	1 мин	10 мин	24 ч
Модель воды	1,064	1,2778	1,29	1,08	1,262	1,275	1,059	1,2373	1,254	1,053	1,221	1,24

По результатам опытов выявлено, что наименьшим влияние на набухание глин оказывает модель пластовой воды, поэтому для закачивания в пласт при реализации технологии ВГВ рекомендуется использовать пластовую воду.

Одним из важнейших критериев внедрения технологии ВГВ является наличие больших объемов свободного газа. Нефть месторождения имеет достаточно высокий газовый фактор ( $511 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ), поэтому рекомендуется для закачки будет именно попутный газ.

При закачке газа в неоднородный коллектор существует большая вероятность прорывов газа по высокопроницаемым каналам. Этого можно избежать, используя пенообразующие нефтеводорастворимые агенты (ПНВРА).

Таким образом, применение водогазового воздействия позволит избежать набухания глин, увеличить коэффициент охвата пласта воздействием

при закачке вытесняющих агентов, а соответственно, текущие дебиты скважин и отборы нефти, что позволит приблизиться к проектному коэффициенту извлечения нефти.

### Список литературы

1. Петтиджон Ф.Д., Осадочные породы / Перевод с англ. С.Е. Алферова и др.; Под ред. И.М. Симановича, П.П. Тимофеева. – М: Недра, 1981. – 751с.
2. Степанова Г. С., Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва: Газоил пресс, 2006. – 198с.
3. Зонн М.С., Коллекторы юрского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири / Отв. ред. Б.Ю. Вендельштейн; Ин-т геологии и разраб. горючих ископаемых. – М: Наука, 1990. – 85с.
4. Рухин Л.Б., Основы литологии: Учение об осадочных породах: [Учеб. пособие для студентов геол. вузов и втузов]. – Ленинград; Москва: Гостоптехиздат. Ленингр. отд-ние, 1953. – 672 с.
5. Сургучев М.Л., Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М: Недра, 1985. – 308с.

Научный руководитель – Рогачев М.К., д-р. техн. наук, профессор

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ASP-ТЕХНОЛОГИИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ**

Шарипова Н.Д., Севастьянов А.А.  
Тюменский индустриальный университет

Данная статья посвящена изучению зарубежного опыта использования данного метода увеличения нефтеотдачи, определению значений геолого-промысловых показателей, которые обеспечивают наиболее полное вытеснение нефти, а также возможности применения данной технологии на российских месторождениях с аналогичными характеристиками.

Апробация ASP систем с целью повышения КИН осуществлялась в следующих странах: Китай, Канада, Индия, США, Оман, Корея, Венесуэла, Франция, Кувейт, Малайзия.

В Китае ASP-технология была использована при разработке месторождений Daqing, Karamay, Shengli и др. [1]. Основные геолого-промысловые показатели по рассматриваемым проектам представлены в таблице 1. Количество скважин в проектах варьировалось следующим образом (доб./нагн.): Daqing (38/85), Shengli (10/6), Karamay (9/4). Наблюдаемые к

началу применения технологии значения КИН составляли: Shengli – 0,127 д.ед., Daqing – 0,18–0,20 д.ед.

На месторождении Daqing максимальный прирост КИН в результате реализации технологии составил 0,25 д.ед. На месторождении Shengli в 1992 году при реализации плотной сетки скважин прирост КИН составил 0,26 д.ед. и позднее, в период с 1997 по 2002 с менее плотным расположением скважин составил 0,155 д.ед. На месторождении Karamay проводили нагнетание ASP-компонентов, в результате которого удалось достичь прироста нефтеотдачи 0,25 д.ед.

В Индии технологию ASP применяли на месторождениях Mangala, Kalol, Jhaloga. Количество скважин в проектах варьировалось следующим образом (доб./нагн.): Mangala (1/4), Kalol (2/1). Наблюдаемое к началу применения технологии значение КИН для месторождения Kalol составило 0,30 д.ед.

На месторождении Mangala нагнетание реагентов осуществлялось на группе песчаных коллекторов Fatehgarh [2]. Реализация проекта проходила по пятиточечной системе. Прорыв нефтяного вала к скважине произошел через 2,5 месяца после начала нагнетания ASP-компонентов при поровом объеме равном 0,35Vp. При этом наблюдалось восьмикратное увеличение дебита нефти с 8 м<sup>3</sup>/сут до 64 м<sup>3</sup>/сут.

Нагнетание ASP-компонентов на месторождении Kalol началось в феврале 2014 года. Проект был опробован на системе из четырех скважин (одна нагнетательная скважина, две добывающие и одна наблюдательная) [3]. Дополнительная добыча составила 3876 м<sup>3</sup> или 0,05 д.ед. прироста КИН после нагнетания 0,35Vp реагентов. Данный результат превзошел прогнозные ожидания: предполагалась дополнительная добыча 5703 м<sup>3</sup> после нагнетания 1Vp реагентов.

Первый в Канаде крупный проект по нагнетанию ASP реагентов был реализован в мае 2006 года на месторождении Warner [4]. Пласт представляет собой монолитный песчаный коллектор. В период с 2006 до 2008 годы осуществлялся ввод компонентов ASP общим объемом 0,34Vp, с 2008 до 2013 – ввод полимеров объемом 0,43Vp. В результате применения технологии в ноябре 2006 было отмечено увеличение суточной добычи нефти с 48 м<sup>3</sup>/сут до 211 м<sup>3</sup>/сут (45 добывающих и 18 нагнетательных скважин). Прирост КИН составил 0,16 д.ед.

Другой канадский проект по реализации ASP-технологии был осуществлен на песчаном коллекторе месторождения Suffield (11 добывающих скважин). Введение компонентов было начато в 2007 году и в 2010 году достигло объема 0,19Vp [4,5]. Прирост КИН составил 0,16 д.ед.

В таблице 1 обобщены данные по всем представленным в настоящей статье проектам. Компонентный состав и объемные доли реагентов представлены в таблице 2.

Таблица №1

## Основные параметры по реализуемым проектам

Проект	Проницаемость, мД	Пористость, д.ед.	Вязкость нефти (в пл. усл.), сПз	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Расстояние между скважинами, м	Плотность нефти (при 15°C), кг/м <sup>3</sup>	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Нефтенасыщенность к концу ASP, д.ед.	Суммарный дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут.	Обводненность продукции к началу реализации ASP, %	Обводненность продукции к концу реализации ASP, %	Температура в пл. усл., °С	Прирост КИН от ASP технологии, д.ед.
Kalol	$\frac{20}{700}$	$\frac{0,16}{0,20}$	$\frac{0,38}{1,87}$	4,6	$\frac{280}{400}$	820	$\frac{0,25}{0,26}$	-	18,1	92	66,7	82	0,05
Daqing	72	$\frac{0,26}{0,28}$	$\frac{9}{11}$	14,7	$\frac{74}{246}$	857	0,72	-	358	90	50	-	$\frac{0,18}{0,25}$
Karamay	157	0,18	$\frac{8,8}{17,2}$	$\frac{15}{22}$	50	860	0,67	-	0,30	99	79	-	0,25
Mangala	$\frac{200}{20000}$	$\frac{0,21}{0,28}$	$\frac{9}{17}$	-	100	893	0,26	0,10	63,6	92	98	65	0,20
Shengli	1520	0,32	46	15,9	208	-	0,68	-	237	96	83	-	$\frac{0,15}{5}$
Warner	$\frac{1500}{3500}$	$\frac{0,18}{0,28}$	$\frac{40}{50}$	7,1	-	940	-	$\frac{0,14}{0,21}$	211	98	84	35	0,16
Suffield	$\frac{1000}{3000}$	$\frac{0,20}{0,30}$	$\frac{180}{250}$	2,9	-	973	-	$\frac{0,31}{0,37}$	15,9	60	-	33	0,16
Ср.знач.	2900	0,24	50	12	200	890	0,47	0,25	129	90	77	54	0,18

Примечание: числитель/знаменатель – минимальное/максимальное значение параметра

Таблица №2

## Компонентный состав и объемные доли нагнетаемых оторочек по реализуемым проектам

Проект	Нагнетаемая оторочка	Компонентный состав оторочки	Концентрация, %	Поровый объем, занимаемый оторочкой, д.ед.
Daqing	Полимер	Полимер	-	0,3Vp
	ASP	Сульфонаты Карбоксилаты	- -	0,3Vp 0,5Vp
	Полимер	Гидролизированный полиакриламид	-	0,1Vp
Shengli	Полимер	Полимер	0,2	0,1Vp
	ASP	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ПАВ Полимер	1,2 0,3 0,17	0,3Vp
	Полимер	Полимер	0,15	0,05Vp
Karamay	Водный солевой раствор	NaCl	1,5	0,4Vp



	ASP	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Сульфонаты нефти Полимер	1,4 0,3 0,13	0,34Vp
	Полимер Водный солевой раствор	Полимер NaCl	0,1 0,4	0,15Vp
Mangala	ASP	Сульфаты Сульфонаты Полимеры Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,18 0,12 0,25 3,0	0,5Vp
	Полимер-1	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Полимер	1,5 0,23	0,3Vp
	Полимер-2	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Полимер	1,0 0,2	0,2Vp
	Водная оторочка	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,0	0,1Vp
Kalol	ASP	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Сульфонат нефти Частично гидролизо- ванный полиакриламид	3,0 0,2 0,03	0,3Vp
	Водно-полимер- ный раствор	Частично гидролизо- ванный полиакриламид	0,03	0,2Vp
	Водная оторочка	Вода	-	0,5Vp
Warner	Щелочь	NaOH	0,75	0,34Vp
	ПАВ	Алкиларилсульфонат	0,15	
	Полимер	Flораам 3630	0,12	
Suffield	Щелочь ПАВ Полимер	NaOH Алкиларилсульфонат Гидролизованый полиакриламид	1,5 0,1 0,13	0,34Vp
	Полимер	Гидролизованый полиакриламид	-	-

Максимальные значения КИН наблюдаются в проектах по месторождениям Daqing и Karamaу, наименее эффективным является проект Kalol. Несмотря на более высокую вязкость нефти месторождений Китая, КИН Daqing и Karamaу превышает КИН месторождения Kalol в 5 раз. При этом необходимо отметить, что показатель начальной нефтенасыщенности Kalol составлял 0,25–0,26 д.ед., тогда как на месторождениях Китая этот показатель составляет 0,72 д.ед. и 0,67 д.ед. Кроме того, на месторождениях Daqing и Karamaу расстояние между скважинами составляет около 50 м, тогда как на месторождении Kalol – 280 м.

Стоит также подчеркнуть, что значения эффективных толщин пластов месторождений Daqing и Karamaу в 3–4 раза превышают этот показатель месторождения Kalol. При этом различие показателей пористости и проницаемости незначительно.

В результате анализа представленных данных по месторождениям были определены показатели, определяющие эффективность и область приме-

нения технологии ASP. Значения коэффициентов подвижности варьируются от 7 до 213 мД/сПз в среднем составляют 50 мД/сПз; среднее значение пористости равно 0,237 д.ед., плотности нефти – 890 кг/м<sup>3</sup>. Динамическая вязкость меняется от 0,38 до 250 сПз в среднем равна 50 сПз; плотность сетки скважин равна 4га/скв., текущая нефтенасыщенность на начало реализации проектов в среднем составила 0,47 д.ед.

В результате анализа геологических параметров месторождений РФ по вышеуказанным критериям были выбраны перспективные объекты, на которых можно рекомендовать реализацию технологии ASP. Все 58 объектов относятся к группе терригенных коллекторов, коэффициент подвижности изменяется от 7 до 347 мД/сПз, среднее значение равно 53 мД/сПз; показатели по динамической вязкости варьируются от 7 до 230 сПз, средний показатель составляет 45 сПз.

Данные объекты приурочены к месторождениям следующих регионов:

1. Месторождения Самарской области (30 объектов). К данной группе относятся пласты московского и визейского ярусов, средние значения глубины залегания, температуры пласта и плотности нефти составляют 1420 м; 30°С и 894 кг/м<sup>3</sup> соответственно; показатели абсолютной проницаемости варьируются от 155 мД до 470 мД, в среднем равны 175 мД. Коэффициент подвижности равен 72 мД/сПз.

2. Месторождения Республики Татарстан (10 объектов). К этой группе приурочены бобриковские горизонты, средняя глубина залегания – 1180 м; температура пласта и плотность нефти составляют 25°С и 910 кг/м<sup>3</sup> соответственно; абсолютная проницаемость меняется от 700 мД до 1170 мД, в среднем равна 930 мД. Коэффициент подвижности равен 16 мД/сПз.

3. Месторождения Республики Башкортостан (4 объекта). К данной группе относят пласты радаевского, бобриковского и тульского ярусов, средняя глубина залегания равна 1240 м; температура пласта и плотность нефти составляют 23°С и 881 кг/м<sup>3</sup> соответственно; показатели абсолютной проницаемости варьируются от 330 мД до 1650 мД, в среднем составляет 1150 мД. Коэффициент подвижности равен 83 мД/сПз.

4. Месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа (4 объекта). К данной группе относятся пласты МХ<sub>4</sub>, МХ<sub>8-9</sub>, ПК<sub>17</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>9</sub> со средней глубиной залегания 2070 м; средняя температура пласта и плотность нефти составляют 59°С и 884 кг/м<sup>3</sup> соответственно; показатели абсолютной проницаемости варьируются от 130 мД до 530 мД, в среднем проницаемость составляет 270 мД. Коэффициент подвижности равен 30 мД/сПз.

Также в данную группу включены отдельные объекты месторождений Волгоградской, Оренбургской, Сахалинской областей, Пермского и Красноярского краев, Удмуртской Республики, Ханты-Мансийского автономного округа.

Объекты характеризуются средней нефтенасыщенной толщиной более 6 м, что, по нашим оценкам, должно обеспечить рентабельность применения плотных сеток скважин.

Таким образом, в России наиболее перспективными районами применения технологии ASP являются Приволжский и Уральский федеральные округа. Для получения максимального эффекта применения технологии ASP необходимы исследования по взаимодействию реагентов с породой-коллектором и ее флюидами, анализ геолого-промысловых параметров для определения оптимальных концентраций химических реагентов и объемов их нагнетания.

### Список литературы

1. Шарипова Н.Д., Севастьянов А.А Анализ зарубежного и российского опыта по применению ASP-технологии [Текст] / Н.Д.Шарипова, А.А.Севастьянов //Sci/article.ru. – 2016. – №33. – С.119–124.
2. Pandey, A., Koduru, N., Stanley, M. et al. Results of ASP Pilot in Mangala Field: A Success Story / SPE Improved Oil Recovery Conference, 11 – 13 April, Tulsa, Oklahoma, USA // SPE-179700. 2016
3. Hanotia, A., Singh, B.P., Samanta, S. ASP Flood Pilot Test at Tertiary Stage in Kalol Field – A Case History / SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 24 – 26 November, Mumbai, India // SPE-178083. 2015
4. McInnis, L., Hunter, K., Ellis-Toddington, T. et al. Case Study of the Mannville B ASP Flood / SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 2 – 4 July, Kuala Lumpur, Malaysia // SPE-165264. 2013
5. Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., et al. Chemical EOR for heavy oil: the Canadian experience / SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 31 March-2 April, Muscat, Oman // SPE-169715. 2015

## ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ СО<sub>2</sub> НА МЕСТОРОЖДЕНИИ РУСАНДА

Поливахо А.С.<sup>1</sup>, Шафеев Р.М.<sup>2</sup>, Мигунова С.В.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>НТЦ НИС – Нафтагаз д.о.о., г. Нови Сад, Сербия;

<sup>2</sup>Огранак «Недра Жабаль», г. Нови Сад, Сербия;

<sup>3</sup>Санкт – Петербургский горный университет

Мировой опыт применения газовых методов воздействия на нефтяные пласты показал возможность увеличения темпов добычи нефти и конечного коэффициента нефтеизвлечения. При этом затраты на внедрение технологии сопоставимы с другими способами воздействия, в то же время решается и проблема утилизации газа.

Сербия ратифицировала Киотский протокол в сентябре 2007 года. Этот протокол обязывает страны-участницы снизить выбросы парниковых га-

зов, исходя из предположения, что глобальное потепление существует, и что оно вызвано техногенными выбросами углекислого газа в атмосферу.

Одним из таких месторождений является газонефтяное месторождение “R” (рис. 1) с высоким содержанием  $\text{CO}_2$  (50%), которое было открыто в 1986 г и введено в разработку в 1991 г. Месторождение имеет три объекта разработки: Pг-1, J-1 и K2-1.

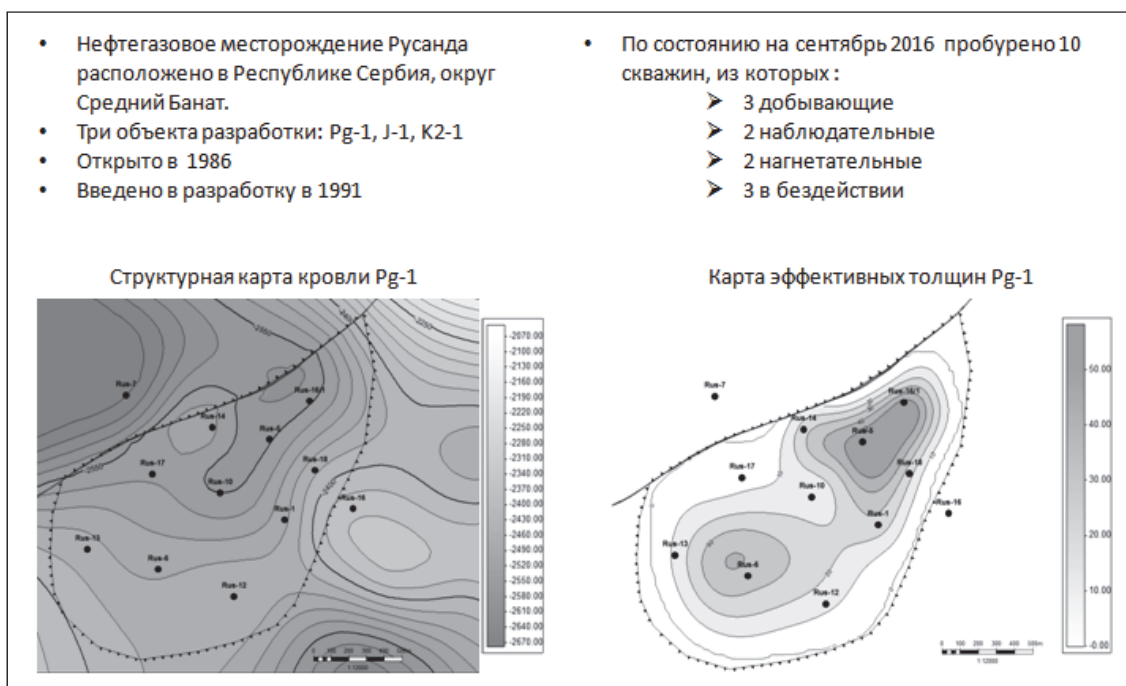


Рисунок 1 – Краткая характеристика месторождения Русанда

Залежь “Pг-1” имеет сложное строение, характеризующееся трещиноватой системой с двойной пористостью, газовую шапку, состоящую из влажного газа без какого-либо влияния водоносного пласта. Глубина залегаания 2550 м, плотность нефти в пластовых условиях  $845 \text{ кг/м}^3$ .

За историю разработки месторождения с 1991 года произошло снижение пластового давления на 250-300 бар, падение уровня добычи нефти от 100 т/сут до 18 т/сут (рис. 2), что определило срочную необходимость организации ППД для восстановления уровней добычи. В качестве рабочего агента для закачки в пласт было предложено рассмотреть диоксид углерода, как побочного продукта подготовки попутного газа. Для принятия такого решения послужили изучение мирового опыта использования двуокси углерода для увеличения коэффициента извлечения и результаты проведенных лабораторных исследований на кернах.

Аналитическим путем, на основе физико-химических параметров было определено давление смешивания на уровне 370 бар (рис.3), по лабораторным испытаниям керна удалость подтвердить повышение коэффициента вытеснения при закачке  $\text{CO}_2$ . Однако, как показал расчет по методике ма-

териального баланса, давление смешивания не достигается в обозримой перспективе. Таким образом, вытеснение предполагается несмешивающимся, а оценка эффекта закачки проведена за счет повышения пластового давления в залежи.

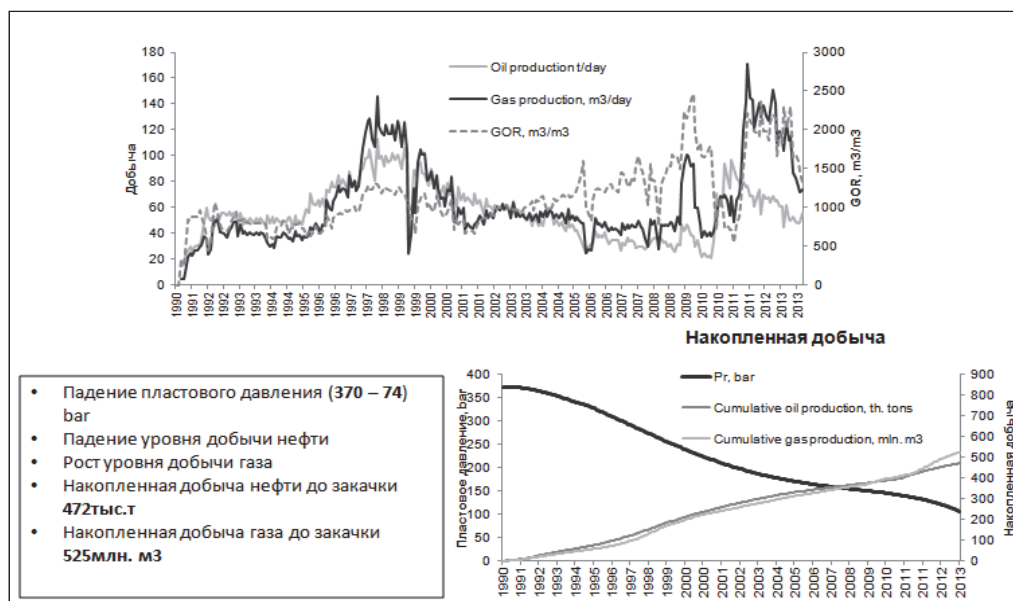


Рисунок 2- Графики динамики показателей разработки

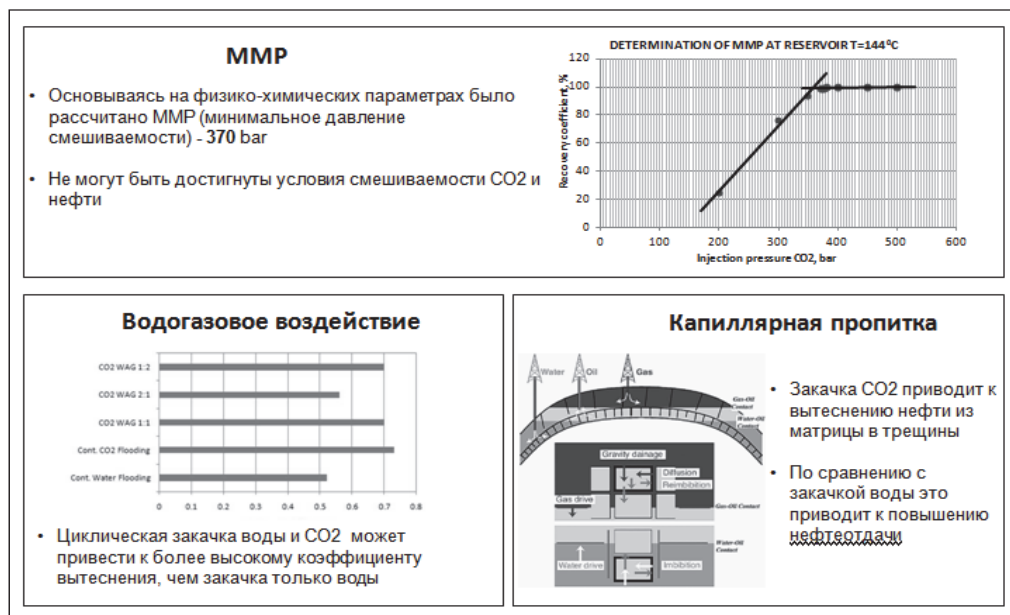


Рисунок 3 – Условия смешиваемости

Выбор скважин для закачки осуществлялся на основе двух важных критериев – экономический, связанный с низкой текущей добычей нефти, и структурный – скважины с достаточно низкой структурной отметкой пласта (рис. 4)

Поддержание пластового давления в “Pг-1” было начато в 2013 году, путем закачки газа, добываемого из скважины Rus-5, в скважину Rus-10 (рис.5).

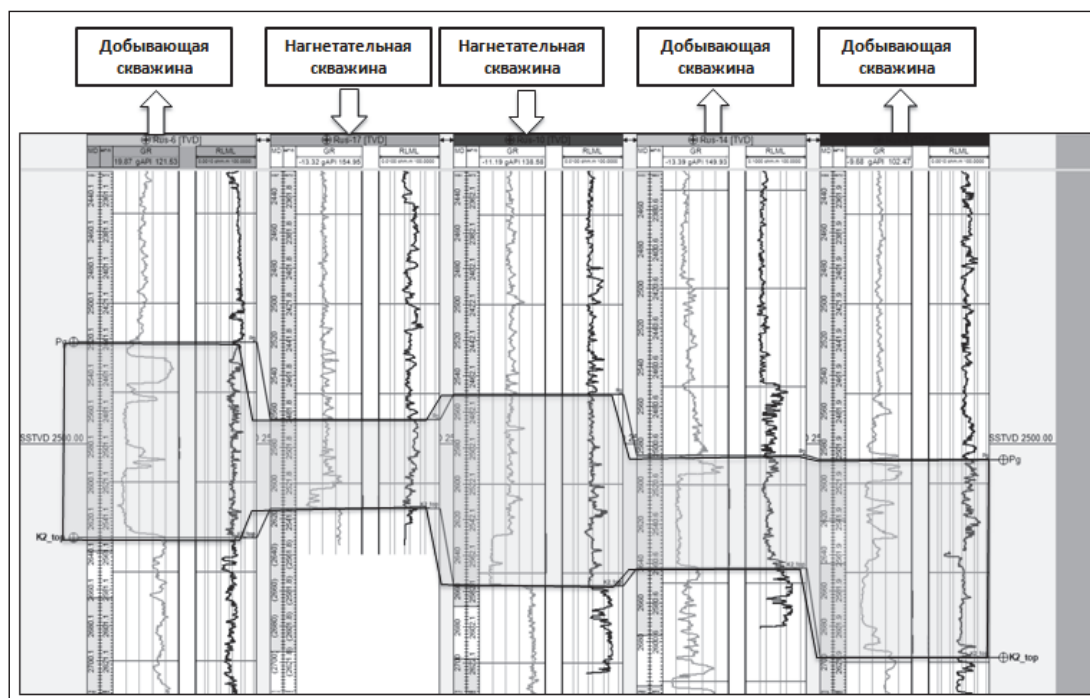


Рисунок 4 – Корреляция скважин

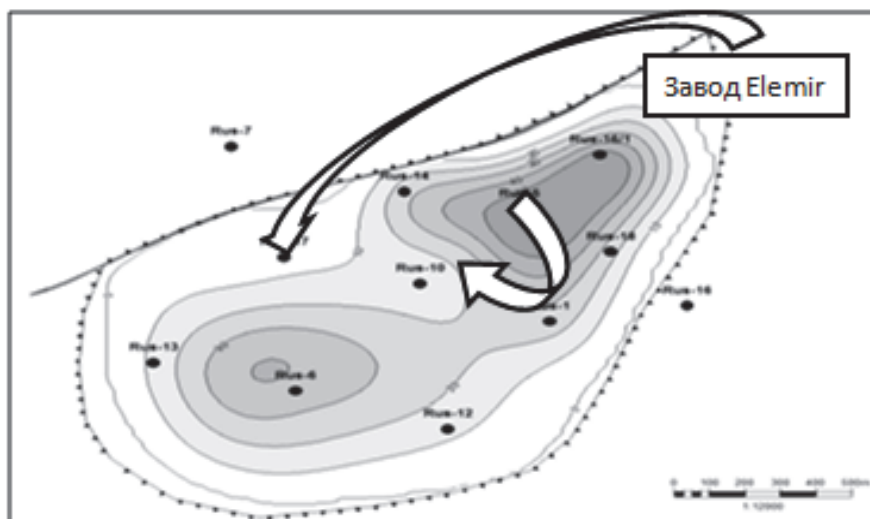


Рисунок 5 – Схема закачки CO<sub>2</sub>

Первым результатом закачки добытого газа стал быстрый рост добычи нефти, но спустя несколько месяцев произошел прорыв газа. Первый эффект связан с вытеснением нефти из трещин системы между добывающей и нагнетательными скважинами. Но количества закачиваемого газа не хва-

тило для поддержания пластового давления, и эффект быстро прекратился, поэтому в 2015 году была начата закачка  $\text{CO}_2$  с установки аминной очистки в скважину Rus-17. Спустя год после начала закачки был зафиксирован заметный рост пластового давления и небольшое увеличение добычи нефти. Также было замечено повышение содержания  $\text{CO}_2$  в добываемом природном газе (92%  $\text{CO}_2$ ), что позволяет сделать вывод о прорыве  $\text{CO}_2$  из скважины Rus-17 (рис.6)

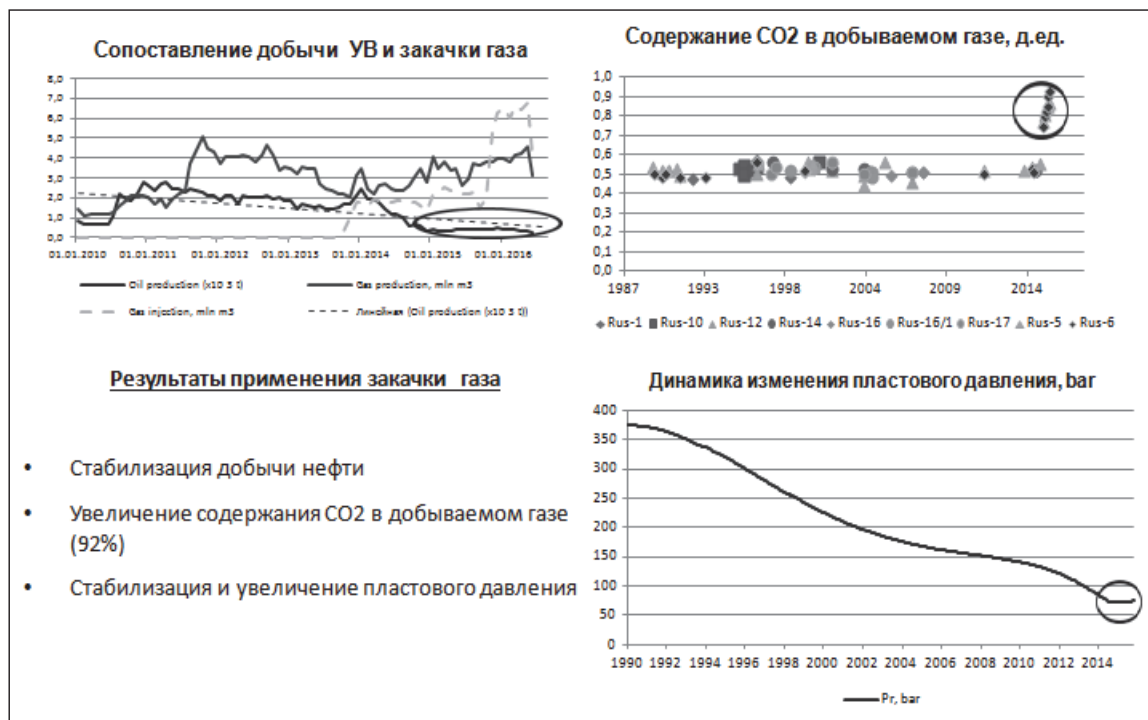


Рисунок 6 – Результаты применения закачки газа

С целью прекращения прорыва газа, было решено провести попеременную закачку газа и воды в скважины Rus-10 и Rus-17. Поэтому ожидается третий эффект, сходный с тем, который был замечен сразу после начала закачки газа в скважину Rus-10. Рассматривается возможность отсечь каналы прорыва газа и создания новых каналов в результате кислотной реакции ( $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ ) в пласте. Эффектом попеременной закачки воды и газа ожидается повышение коэффициента нефтеотдачи на 2–8%.

Таким образом, закачка имеющихся запасов  $\text{CO}_2$  позволила повысить коэффициент нефтеотдачи и сократить выброс парниковых газов в атмосферу. В этом примере с месторождением Русанда отмечено два эффекта: первый – краткосрочный, когда нефть была быстро вытеснена газом из трещиноватой системы между добывающими и нагнетательными скважинами, и второй – долгосрочный, связанный с поддержанием пластового давления. Третий эффект должен быть получен от попеременной закачки воды и газа, и должен быть вызван отсечением каналов прорыва газа.

#### Выводы:

1. Решен вопрос утилизации CO<sub>2</sub>, производимого на заводе Elemir по очистке газа.
2. Совместная закачка CO<sub>2</sub> и природного газа остановила падение пластового давления, в результате чего стабилизировалась добыча нефти.
3. Ожидаемый эффект – увеличение коэффициента нефтеотдачи с 29% до 33%.
4. К юго-восточной части Панонского бассейна на территории Республики Сербия приурочено несколько залежей CO<sub>2</sub>. Эти залежи расположены вблизи месторождений нефти и газа, что дает возможность применения закачки CO<sub>2</sub>.
5. Опыт закачки CO<sub>2</sub> на месторождении Русанда позволит NIS применять закачку диоксида углерода в будущем и на других месторождениях.

#### Список литературы

1. Milovanović I., "Elaborat o rezervama nafte I gasa ležišta: J-1, K2-1 I Pg-1 naftno-gasnog polja Rusanda, Novi Sad, Srbija, 2016
2. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – Москва, 2006. – 201 с.
3. Мигунова С.В., Мухаметшин В.Г., Хазигалеева З.Р. Разработка и исследование технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты юрских залежей. – СПб: НПО «Профессионал», 2010. – 176 с.
4. Балинт В.Н. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра. 1977. 241 с.



## СЕКЦИЯ III. БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ГЛИНИСТОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ДОБАВКОЙ «ОСНОВА-ГС»

Аксенова Н.А.<sup>1</sup>, Рожкова О.В.<sup>2</sup>, Тимофеева В.А.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет

Как известно, буровой раствор является неотъемлемой частью технологии строительства скважин. Поэтому любое исследование в этой области направленное на повышение качества промывочной жидкости, а также на улучшения параметров процесса бурения, связанных с буровыми растворами, является весьма актуальным.

Поскольку геологический разрез месторождений севера Тюменской области представляет собой чередование глин, алевролитов, глинистых сланцев, песчаников иаргиллитов, то важным представляется применение ингибирующих промывочных жидкостей. Пласты, содержащие глинистые породы, склонны к осыпям и обвалам стенок скважины, повышенной кавернозности, образованию шламовых пробок. Осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенок ствола скважины, приводят к затяжкам бурильной колонны, прихватам, непрохождению геофизических приборов, сальникообразованию, потере циркуляции (рисунок 1). На ликвидацию указанных осложнений затрачивается 23,4 % производительного времени, а также дополнительный расход материалов. Иногда в результате этих осложнений скважину вообще не удается довести до проектной глубины.

О диспергировании глин и способности их к набуханию в воде, а так же причинах возникновения этого явления написано много, многочисленные исследователи посвятили этому направлению большое количество трудов. Известно и применяется также множество реагентов, буровых растворов, препятствующих набуханию (ингибированию) глин.

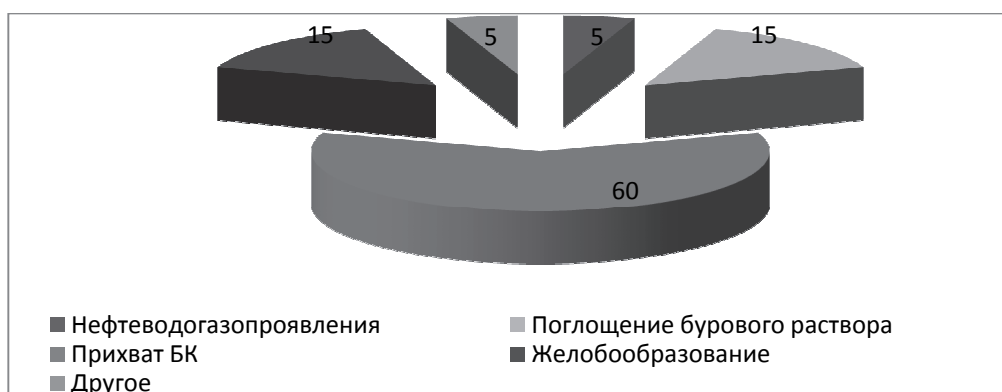


Рисунок 1 – Диаграмма распределения осложнений и аварий при бурении скважин

Снижение гидратации глинистых сланцев возможно заменой ионов натрия и кальция в местах обмена (катионно-обменный механизм) набухающей глины на дегидратированный ион калия; модификацией поверхности глинистых минералов за счет молекулярного поглощения гидроокисей двух- и трехвалентных металлов; капсулированием глин полимерами; введением в раствор водорастворимых органических жидкостей (полиолов); гидрофобизацией поверхности глинистых минералов, использование закупоривающих веществ и растворов на углеводородной основе. Иными словами, гидратацию и набухание глин можно предотвратить и подавить в пристволенной зоне скважины за счет блокировки поверхности глинистой частицы и предотвращения всасывания воды [1–3].

«Основа-ГС» добавляется в буровой раствор непосредственно при приготовлении для стабилизации параметров и придания ингибирующих свойств, или при бурении во время циркуляции для борьбы с осложнениями. Рекомендуемая концентрация реагента составляет 0,05–0,3% (0,5–3 кг/м<sup>3</sup>), в зависимости от типа раствора и условий бурения.

Добавка «Основа-ГС» гидрофибризует поверхность глины выбуренной породы и стенок скважины. Предотвращает диспергирование шлама, стабилизирует неустойчивые горные породы, склонные к осыпям и обвалам, препятствует сальникообразованию на инструменте. Кроме того, «Основа-ГС» стабилизирует реологические и фильтрационные параметры бурового раствора, в том числе в условиях солевой агрессии. Этот реагент помогает восстановить параметры бурового раствора после осолонения или в результате разбухания активных вязкопластичных глин.

Для определения ингибирующих свойств добавки «Основа ГС» проведены экспериментальные исследования на применяемом полимерглинистом буровом растворе при бурении скважин на Бованенковском месторождении, содержащего глинопорошок с выходом 11,2 м<sup>3</sup>/т (3%), регулятор вязкости и фильтрации высоковязкую полианионную целлюлозу Полицелл ПАЦ-В (0,4%), смазочную добавку СМЭГ (0,8%), утяжелитель – барит (80%) (рисунок 2). Составы испытываемых растворов:

Раствор №1: Дистиллированная вода;

Раствор №2: Глинопорошок с выходом 11,2 м куб/т (3%), Полицелл ПАЦ-В (0,4%), СМЭГ (0,8%), барит (80%);

Раствор №3: Глинопорошок с выходом 11,2 м куб/т (3%), Полицелл ПАЦ-В (0,4%), СМЭГ (0,8%), «Основа-ГС» (0,3%), барит (80%);

Раствор №4: Глинопорошок с выходом 11,2 м куб/т (3%), Полицелл ПАЦ-В (0,4%), СМЭГ (0,8%), «Основа-ГС» с сульфаминовой кислотой (0,6%), барит (80%);

Раствор №5: Глинопорошок с выходом 11,2 м куб/т (3%), Полицелл ПАЦ-В (0,4%), СМЭГ (0,8%), «Основа-ГС» с сульфокислотой (0,45%), барит (80%).

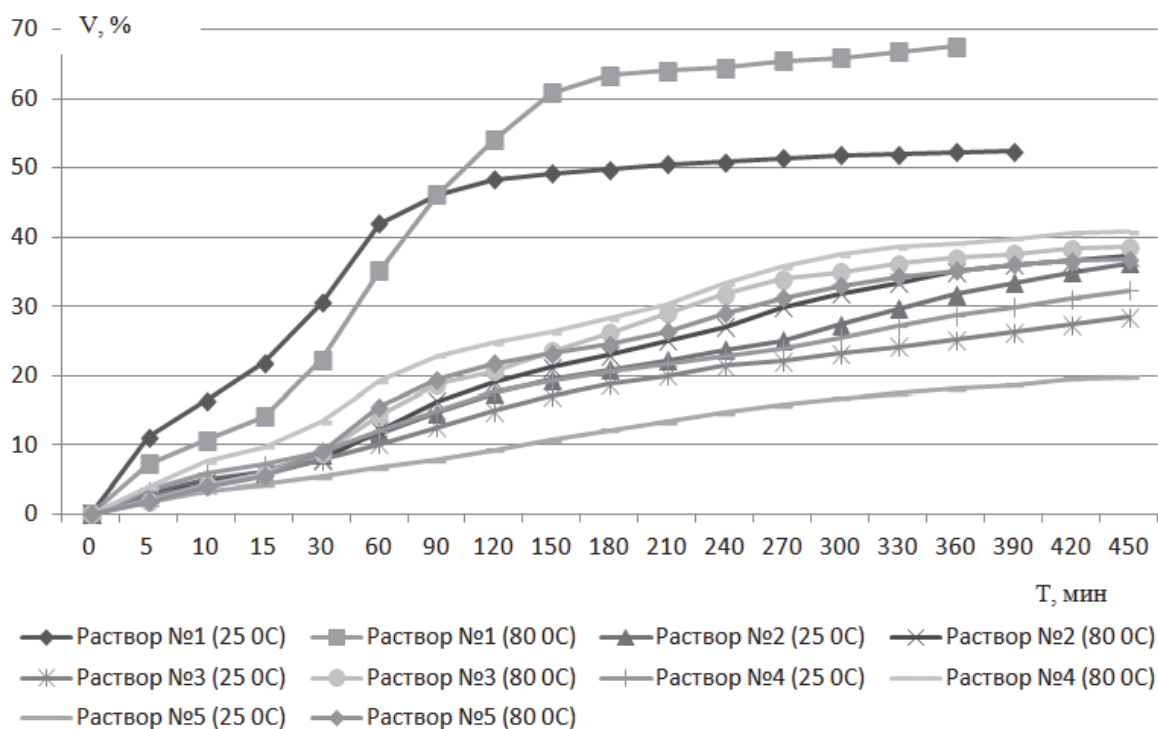


Рисунок 2 – Зависимость набухания глин от состава бурового раствора при температуре 25 и 80 °С

Анализ результатов испытаний показал, что наиболее эффективными в плане ингибирования являются растворы с добавкой «Основа-ГС» и растворы с добавкой сульфаминовой сульфокислот (№3–5). Наибольший ингибирующий эффект у раствора №5 с двойным ингибированием в том числе и при повышенных температурах.

Влияние добавки «Основа ГС» на тиксотропные и реологические свойства раствора представлены на рисунке 3. Анализ результатов показал высокие реологические характеристики и тиксотропные свойства, а следовательно хорошую выносящую и удерживающую способность у растворов №4 и №5. Наименьшую водоотдачу имеет раствор №5 (рисунок 4).

Коэффициент сдвига (липкость) ( $\phi$ ) глинистой корки бурового раствора измерялась при помощи прибора ФСК-2. Наименьшей липкостью обладает раствор №5 (рисунок 5).

Проведенные исследования показали, что реагент «Основа ГС» существенно улучшает параметры бурового раствора, уменьшает набухаемость горных пород и наиболее эффективно эти изменения происходят совместно с сульфокислотой.

«Основа-ГС» благодаря гидрофобизирующему действию на глинистые сланцы и выбуренный шлам оказывает положительное воздействие на параметры бурового раствора: сдерживает рост вязкости и плотности раствора при разбурировании глинистых отложений; препятствует сальникообразованию на инструменте, осложнениям при СПО; стабилизирует стенки скважины.

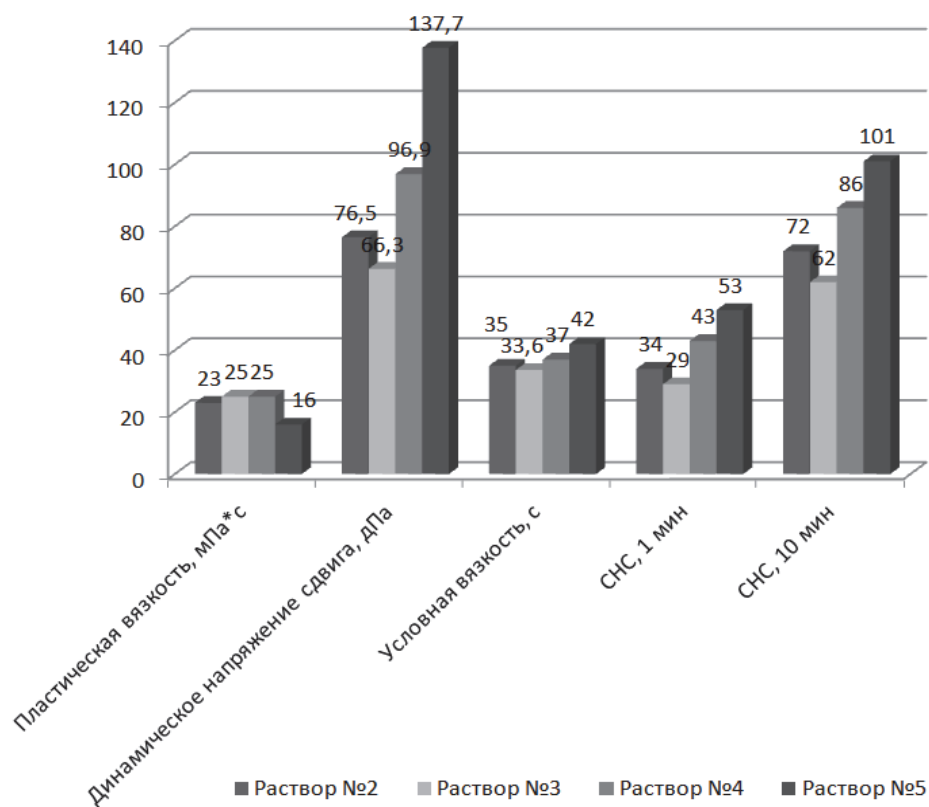


Рисунок 3 – Реологические и тиксотропные свойства исследуемых растворов

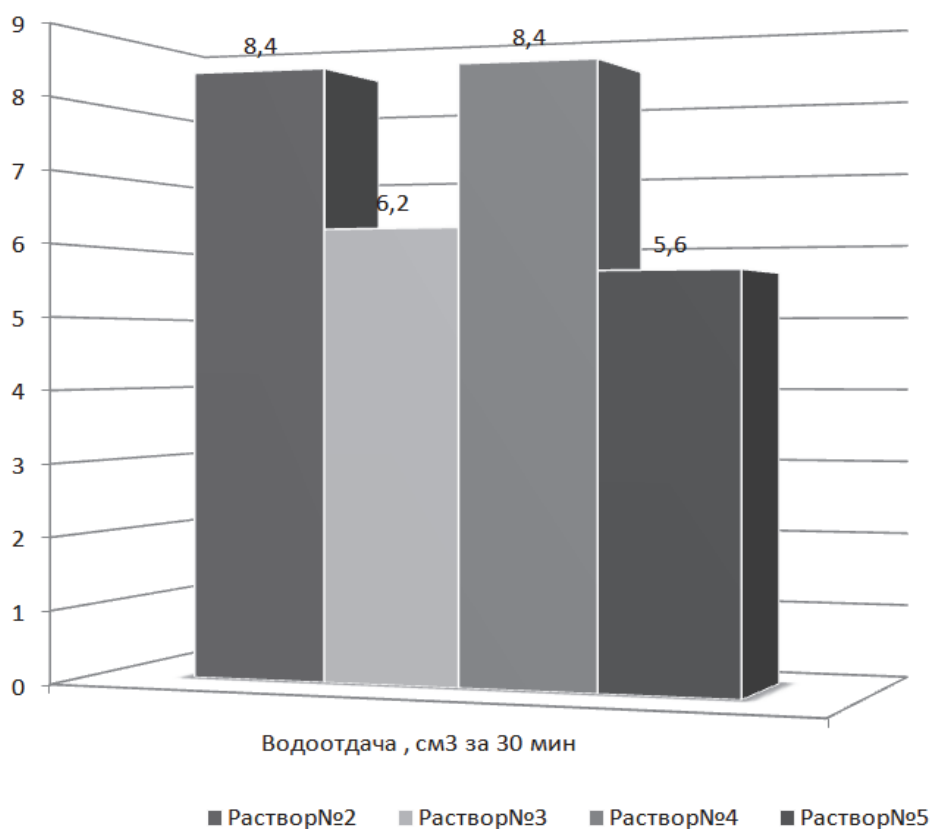


Рисунок 4 – Фильтрационные свойства исследуемых растворов

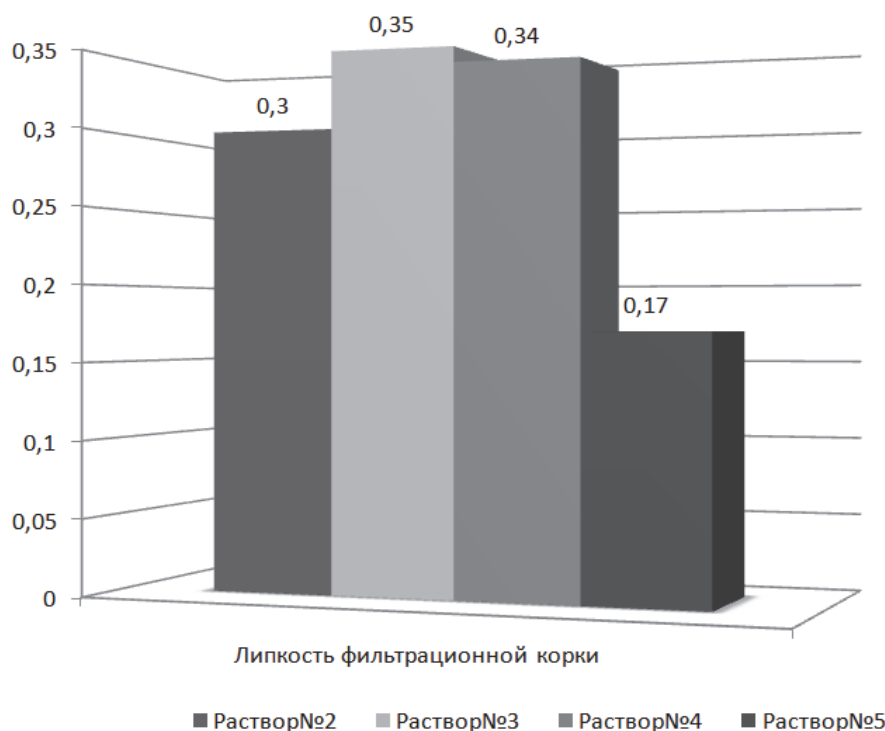


Рисунок 5 – Значения коэффициента липкости глинистой корки исследуемых растворов

## Список литературы

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для студентов вуза / В.П. Овчинников, Р.А. Исмаков, А.В.Оганов и др.; Под общей ред. В.П. Овчинникова. Т. 4. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014 – 418 с.
2. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин. Аксенова Н.А., Рожкова О.В.: учебное пособие для вузов. – В 3 т. Тюмень: ТИУ, 2016.
3. Буровые промывочные жидкости / Конесев Г.В., Аксенова Н.А. // В книге: Технология бурения нефтяных и газовых скважин учебник для студентов ВУЗов: в 5 т. Тюмень, 2017. С. 7–301.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК К БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ

Биктагиров К.М.<sup>1</sup>, Аксенова Н.А.<sup>1</sup>, Федоровская В.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал ТИУ в г. Нижневартовске;

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет

Смазочные свойства бурового раствора всегда имели большое значение при бурении скважин любого профиля и назначения. Их роль возросла с увеличением объемов наклонно-направленного и горизонтального буре-

ния, в особенности при наличии высокопроницаемых осыпающихся и набухающих глинистых пород, где многократно возрастают нагрузки связанные с трением колонны бурового инструмента о стенки скважины. Если до последнего времени, когда проводилось массовое строительство вертикальных стволов, смазочные добавки являлись вспомогательными реагентами, то в настоящее время присутствие их в композиции промысловых жидкостей для бурения искривленных профилей скважин становится необходимым условием.

В настоящее время, наиболее перспективно применение смазок комплексного действия, которые, наряду с повышением долговечности и износостойкости бурового оборудования, обеспечивают снижение липкости фильтрационной корки и прихватопасности, предотвращают диспергирование частиц выбуренной породы, уменьшают гидравлические сопротивления, обеспечивают разрушение горных пород и др.

Таким образом, проблема выбора смазочной добавки, удовлетворяющей вышеуказанным требованиям, с учетом геологических и технологических условий применения, является на сегодня актуальной задачей и основной функцией смазочных добавок при этом, остается предупреждение аварий и осложнений при строительстве скважин, связанных с затыжками и прихватами бурильного инструмента, желобообразованием, трением в скважине, сальникообразованием и др.

В настоящее время накоплен значительный экспериментальный материал и промысловый опыт использования в качестве смазочных добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ). Согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям П.А.Ребиндера и его школы, введенные в буровой раствор ПАВ, адсорбируясь на твердых поверхностях, создают ориентированные слои, обуславливающие определенную механическую прочность и изменяющие энергетические характеристики этих поверхностей [1]. В зависимости от типа использованного ПАВ буровой раствор может обладать удовлетворительными фрикционными и противоизносными свойствами.

Положительным свойством ПАВ является способность понижать прочность горных пород (эффект П.А.Ребиндера), что обуславливает улучшение их буримости. Применение ПАВ позволяет повысить механическую скорость и проходку на долото от 10 до 25%.

Некоторые из ПАВ неионогенного типа (ОП-10), а также смазочные композиции из анионоактивных и неионогенных ПАВ (например, сульфат с ОП-10 [2]) способствуют повышению износостойкости породоразрушающего инструмента.

В настоящее время широко применяются отечественные и импортные смазывающие добавки [2, 3]. Краткая характеристика некоторых смазочных добавок буровым растворам и их свойства представлены в таблицах 1, 2.

## Краткая характеристика смазочных добавок к буровым растворам

Смазочная добавка	Внешний вид	Компонентный состав
СПРИН 33 (ТУ 38.507-63-81-90)	Порошкообразный светло-серый сыпучий продукт	Анионоактивные и неионогенные ПАВ на основе животных жиров (говяжий, свиной и др.) и полезных добавок
ЭКОС-Б-ЗПТ (ТУ 38-50722-87)	Жидкость светло-коричневого цвета без запаха с температурой застывания менее $-10^{\circ}\text{C}$	Неионогенные ПАВ на основе продуктов этерификации талового масла (песка) и гликолей
ТРИБОС (ТУ 2458-001-26089148-93)	Жидкость склонная к пастообразованию светло-коричневого цвета с запахом рыбьего жира	Ионогенный продукт на основе сульфированного рыбьего жира и полезных добавок
ФК-1 (ФК-2) (ТУ 39-00147001-164-97)	Вязкотекучая жидкость от светло-коричневого до темно-коричневого цвета	Фосфатидный концентрат растительных масел, содержащих не более 20 % насыщенных триглицеридов
ФК-2000 (ТУ 2458-001-26089145-95)	Подвижная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета с запахом подсолнечного масла	Ионогенные ПАВ на основе растительных жиров (подсолнечного, кукурузного и др.), омыленных КОН и полезные добавки
ЛУБРИ-М (ТУ 9146-224-001477001-2000)	Вязкая жидкость светло-коричневого цвета	На основе растительных жиров и модифицирована экологически безопасными ингредиентами
LUB-167 (США)	Вязкая жидкость от светло-коричневого цвета до коричневого	частично нейтрализованные щелочными агентами растительные (подсолнечное, кукурузное и другие) масла или жиродержащие отходы их переработки, модифицированные экологически безопасными ингредиентами.
ОП-10 (технический)	Маслообразная вязкая жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета, плотностью при $20^{\circ}\text{C}$ от 1,02 до $1,05 \text{ г/см}^3$ , хорошо растворяющаяся в воде.	неионогенное ПАВ – продукт конденсации моно- и диалкилфенолов, алкилированных полибутиленом, с окисью этилена.
УФЭ8	Густая жидкость темно-коричневого цвета плотностью $1120 \text{ кг/м}^3$ , хорошо растворяющаяся в воде.	Продукт конденсации технических угольных фенолов с окисью этилена – неионогенное ПАВ

Из приведенных данных следует, что промышленные отечественные смазочные добавки на основе природного сырья не уступают по эксплуатационным показателям, а иногда (добавки ТРИБОС, ФК-2000, ЛУБРИ-М) превосходят лучшие зарубежные аналоги.

Свойства буровых растворов  
с различными смазывающими добавками

Смазочные добавки	Показатели			
	Водородный показатель 1%-ного водного раствора	Коэффициент трения 1% ного раствора смазочной добавки по API	Вспениваемость, %	Поверхностное натяж. водных растворов смазочных добавок на границе с керосином $\sigma$ , мН/м, при концентрации смазочной добавки, 0,5%
СПРИНТ 33	8,5-9,5	0,06-0,08	$\leq 600$	21,4
ФК-2000	8,5-9,5	0,02-0,05	$\leq 40$	17,5
ФК-1	6,5-7,5	0,04-0,06	$\leq 20$	41,5
ТРИБОС	8,0-9,5	0,04-0,06	$\leq 60$	18,4
ЭКОС-БЗПТ	7,5-8,5	0,07-0,09	$\leq 20$	27,9
ЛУБРИ-М	8,0-10,0	0,02-0,04	$\leq 20$	17,7
TOR Kease	7,0-9,0	0,15-0,18	$\leq 800$	24,5
LUB-E 167	9,5-10,0	0,05-0,08	$\leq 60$	26,3
BIO-DRILL	6,8-7,5	0,06-0,08	$\leq 30$	16,0

Практический интерес представляет оценка влияния концентрации смазочных добавок на снижение поверхностного натяжения водных растворов на границе с нефтью. Результаты определения поверхностного натяжения водных растворов отечественных и зарубежных добавок на границе с керосином в зависимости от их концентрации представлены на рисунке 1.

Проведенные исследования показали, что максимально снижают поверхностное натяжение на границе раздела сред отечественные смазочные добавки ТРИБОС, ФК-2000, ЛУБРИ-М и импортная смазочная добавка производства США – лубрикант BIODRILL. Отечественная порошкообразная смазочная добавка СПРИНТ-33 эффективнее зарубежной смазочной порошкообразной добавки TORKEAS. По снижению поверхностного натяжения отечественная смазочная добавка ЭКОС-Б-ЗПТ близка к зарубежной смазочной добавке LUB-E167.

Характер линий на графике показывает, что при низкой концентрации смазывающих добавок происходит образование ассоциатов молекул (предмицеллярных агрегатов), которые проявляют максимальную поверхностную активность и вызывают резкое снижение поверхностного натяжения. Дальнейшее увеличение концентрации смазывающих добавок приводит к образованию мицелл, и снижение поверхностного натяжения изменяется незначительно, поскольку мицеллы не являются поверхностно-активными, они не способны снижать поверхностное натяжение. Однако в состав смазочных добавок входят соединения, которые обладают поверхностной активностью, но не образуют мицелл в исследуемой области концентраций. Вероятно, они влияют на изменение поверхностного натяжения и скорость его изменения. Для сравнения и оценки эффективности исследуемых



дованных смазочных добавок, таких как ПАВ на рисунке 1 представлена изотерма снижения поверхностного натяжения наиболее изученного ПАВ (ОП-10) с четко выраженной предмицеллярной и мицеллярной областями.

Таким образом, исследования отечественных экологически безопасных смазочных добавок на основе природного сырья СПРИНТ-33, ЭКОС-Б-ЗПТ, ФК-2000, ЛУБРИ-М, а также лучших зарубежных смазочных и специальных добавок показывают, что по смазочным и антиприхватным свойствам отечественные смазочные добавки конкурентоспособны и полностью могут исключить импорт.

Кроме того, отечественные смазочные добавки являются поверхностно-активными и в различной степени положительно влияют на снижение поверхностного натяжения фильтрата бурового раствора на границе с углеводородами (керосином, нефтью).

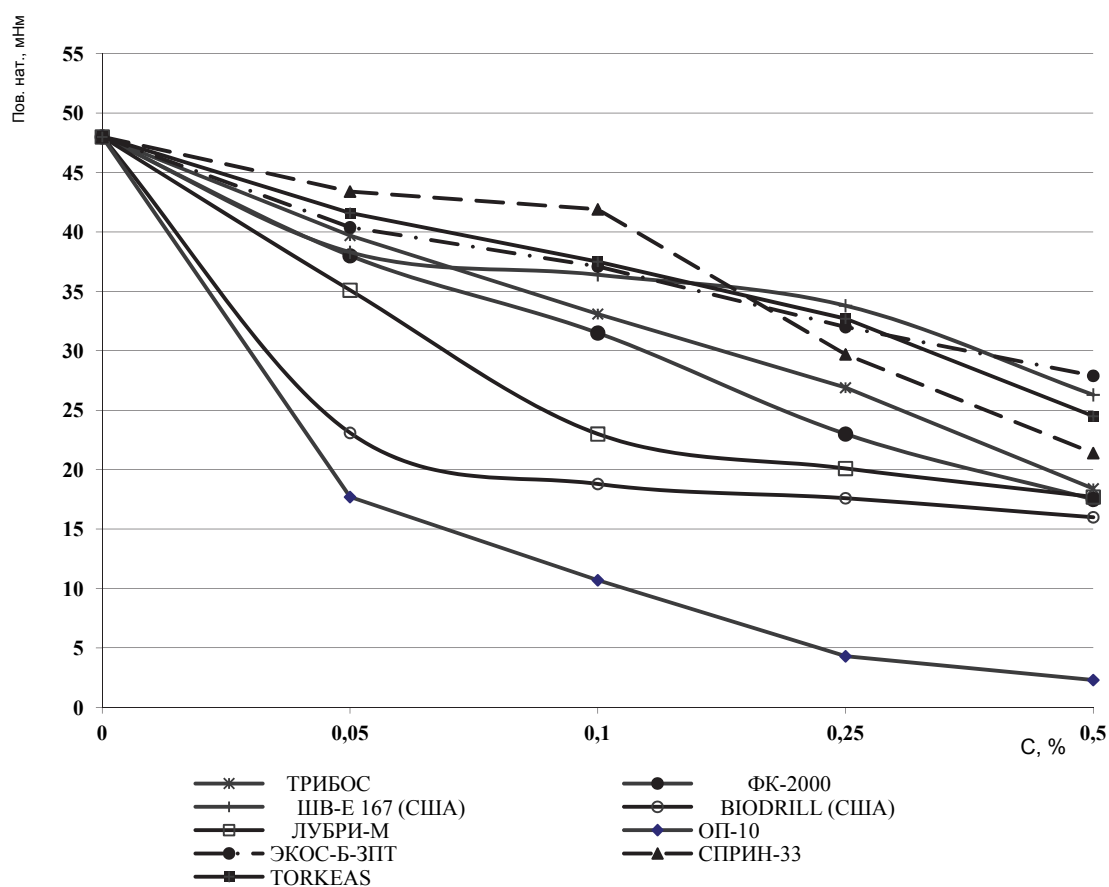


Рисунок 1 – Зависимость поверхностного натяжения водных растворов добавок на границе с керосином ( $\sigma$  мН/м) от концентрации смазочной добавки

## Список литературы

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам, Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.

2. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин. Аксенова Н.А., Рожкова О.В.: учебное пособие для вузов. – ВЗт. Тюмень: ТИУ, 2016.

3. Буровые промывочные жидкости / Конесев Г.В., Аксенова Н.А. // В книге: Технология бурения нефтяных и газовых скважин учебник для студентов ВУЗов: в 5 т. Тюмень, 2017. С. 7–301.

## **ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ЗАБОЕВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ОТ ПРОППАНТОВЫХ ПРОБОК**

Карасёв С.И., Шешукова Г.Н.  
Тюменский индустриальный университет

На месторождениях Западной Сибири широко используется гидравлический разрыв пласта (ГРП) для интенсификации притока пластового флюида и повышения нефтеотдачи пласта. Сущность метода заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при высоком давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с жидкостью закачивается крупный песок (проппант), сохраняющий проницаемость трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Жидкости гидроразрыва готовятся на основе гелей гуаровой смолы [1] с добавлением сшивателя и брейкера-деструктора полимеров. Если после размещения проппантной пачки полимер остается неразрушенным, то образуется сверхвязкая, трудно удаляемая, гелеобразная масса, блокирующая пространство трещины и поровое пространство ПЗП. С помощью вязкого геля проппант доставляется в трещины ГРП

При производстве ГРП обязателен отстой скважины для смыкания трещины и распада геля (в течение 24 часов).

После распада геля жидкость, закаченную при ГРП, необходимо извлечь из пласта путем стравливания и вызова притока из скважины.

При проведении ГРП происходит оседание проппанта и образование пробок иногда осложненных возникновением корок.

Таким образом, основными особенностями технологии освоения скважин после гидроразрыва пласта (ГРП) являются:

- ожидание распада геля;
- стравливание избыточного давления в стволе скважины;
- проведение работ по промывке забоя и получению притока пластовых флюидов.

Максимальное удаление незакрепленных частиц проппанта осуществляется для понижения уровня выноса механических примесей.

Широко известными методами для очистки забоя скважин от пропанта являются [2]:

- нормализация забоя разбуриванием пропантовой пробки с помощью компонок фрезерного инструмента;
- вымывание пропантовой пробки циркуляцией жидкости глушения;
- нормализация забоя с помощью компонок гидровакуумных желонок;
- нормализация забоя с применением гибкой трубы с колтюбинговых установок различной грузоподъемности.

Сравнительная характеристика этих методов приведена в таблице 1.

Таблица №1

Сравнительная характеристика технологий очистки забоев нефтяных скважин после гидроразрыва пласта от пропантовых пробок

Способ очистки	Область применения	Преимущества	Недостатки
1. Разбуривание пропантовой пробки с помощью компонок фрезерного инструмента	применимы при достаточно высоких пластовых давлениях (обеспечивающих исключение явления поглощения в скважине), чаще всего в газовых или газоконденсатных скважинах	Большой опыт использования данных технологий, невысокая стоимость	кольматация вновь созданной трещины разрыва в процессе фрезерования или циркуляции жидкости глушения ведет к снижению либо полной потере эффекта от ГРП
2. Вымывание пропантовой пробки циркуляцией жидкости глушения			
3. Нормализация забоя с помощью компонок гидровакуумных желонок	преимущественно проводится на нефтяных скважинах		возникают значительные трудности для разрушения уплотненной пропантовой пробки и последующей транспортировки разрушенных частиц на дневную поверхность
4. Нормализация забоя с применением гибкой трубы	преимущественно проводится на газоконденсатных скважинах [3]	более низкая вероятность заклинивания инструмента, предотвращает поглощение жидкости глушения, максимальное сохранение остаточной проницаемости трещины после ГРП	сложность компоновки и более низкая эффективность в нефтяных скважинах, нежели у компонок с гидровакуумной желонкой, требуется значительный парк компрессорной техники

Для сокращения продолжительности промывки в осложненных условиях (корка, поглощения) применяется УОЗ – устройство очистки забоя от пропантовых пробок. УОЗ состоит из подземного оборудования (клапан, спускаемый в скважину на НКТ) и устьевого оборудования (кран-переключатель высокого давления, позволяющий практически мгновенно – в течение 2-3 с поменять направление движения промывочной жидкости на обратное). Малогабаритное устройство для устьевого переключения потоков промывочной жидкости, представляющее собой гидромонитор оригинальной конструкции и устройство для мгновенного (одним движением крана на 1/4 оборота) переключения потоков жидкости с прямой промывки на обратную и наоборот. Все работы проводятся со спуском НКТ, что снижает трудоемкость. УОЗ выполняет всю работу за одну СПО. Принцип работы УОЗ: на прямой промывке клапан работает как мощный гидромонитор, способный разрушить пропантовую корку мощностью до 5 м. При переключении на обратную промывку происходит вымыв разрушенной пропантовой пробки на поверхность.

Кроме технологий очистки, представленных в таблице 1, и уже успевших стать традиционными, широкое применение нашел способ промывки пропантовой пробки в газовой или газоконденсатной скважине после завершения гидравлического разрыва пласта, включающий ступенчатый спуск гибкой трубы по мере промывки и закачивание в скважину промывочной жидкости с поддержанием минимальной разницы между давлением столба промывочной жидкости в кольцевом пространстве и давлением поглощения этой жидкости трещиной гидроразрыва, отличающийся тем, что спуск гибкой трубы до головы пропантовой пробки проводят со скоростью 0,1 м/с, после этого осуществляют промывку ствола скважины и ступенчатое углубление гибкой трубы на глубину 1-3 м со скоростью 0,001 м/с с постоянной подачей аэрированной промывочной жидкости и с поддержанием 100% выхода циркуляции из скважины на каждой ступени углубления гибкой трубы, при этом циркуляцию на каждой ступени проводят не менее двух циклов, а поддержание минимальной разницы между давлением столба промывочной жидкости в кольцевом пространстве и давлением поглощения этой жидкости трещиной гидроразрыва осуществляется с помощью внешнего источника газообразного агента в виде компрессора и азотно-бустерной установки в комплексе с остальным оборудованием [4].

Схема реализации способа промывки пропантовой пробки большой толщины после завершения ГРП в газовой или газоконденсатной скважине представлена на рисунке 1.

Способ реализуется следующим образом: на устье ремонтируемой скважины 1 монтируют противовыбросовое оборудование 2, инжектор 3, направляющий желоб 4, размещают колтюбинговую установку 5, азотно-бустерную установку 6, две насосные установки 7, 8, газовый сепаратор 9, компрессор 10 и эжектор 11. Спускают в ремонтируемую скважину 1 по-

сле завершения ГРП во внутреннюю полость колонны НКТ 12 гибкую трубу 13 с постоянной промывкой до кровли пропантовой пробки 14. Спуск гибкой трубы (ГТ) 13 до головы пропантовой пробки 14 проводят со скоростью 0,1 м/с. При такой скорости обеспечивается безопасное движение гибкой трубы по трубному пространству колонны НКТ, особенно в наклонно направленных скважинах, характерных для месторождений Западной Сибири, в частности Ямбургского месторождения.

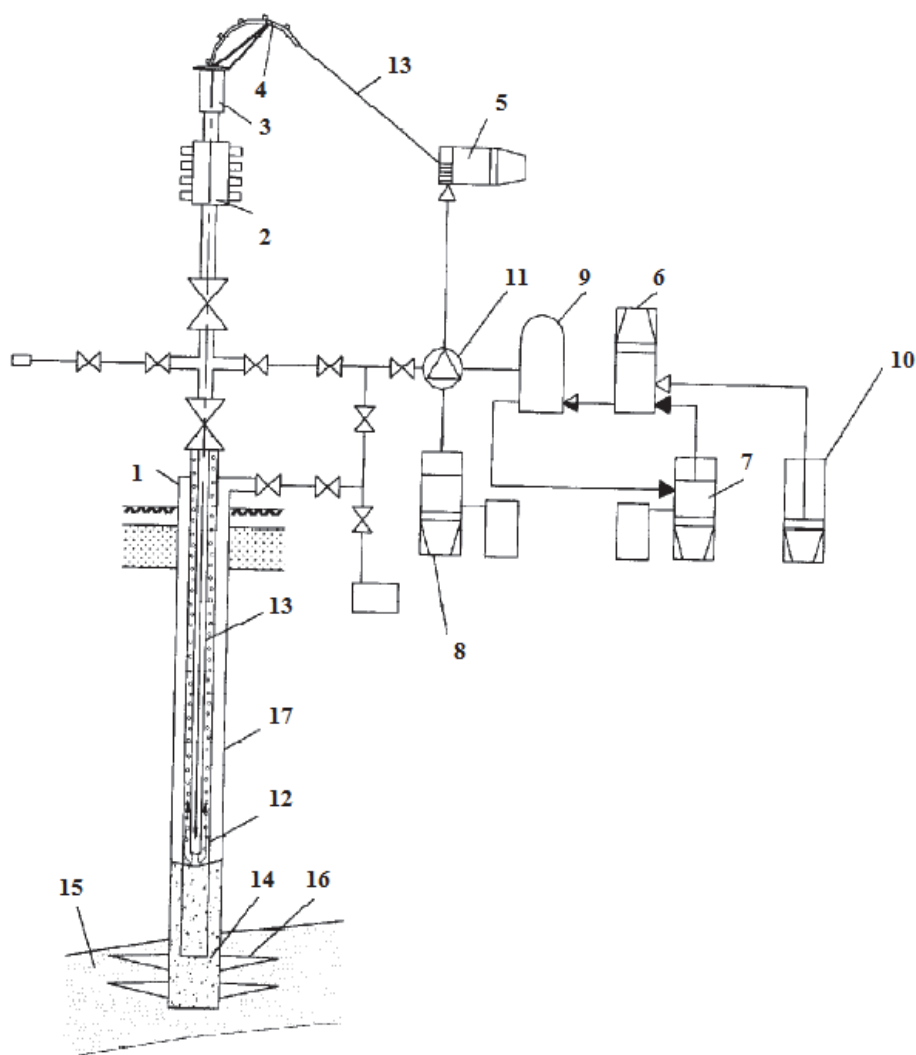


Рисунок 1 – Схема реализации способа промывки пропантовой пробки большой толщины после завершения ГРП в газовой или газоконденсатной скважине

После достижения ГТ 13 головы пропантовой пробки 14 осуществляют промывку ствола скважины и ступенчатое углубление ГТ 13 на глубину 1-3 м со скоростью 0,001 м/с с постоянной подачей аэрированной промывочной жидкости и с поддержанием 100% выхода циркуляции из скважины на каждой ступени углубления ГТ 13, то есть выхода всей закачиваемой

мой жидкости без ее поглощения трещиной гидроразрыва, отсутствие 100% выхода закачиваемой жидкости может привести к прихвату гибкой трубы. При этом циркуляцию аэрированной промывочной жидкости на каждой ступени проводят не менее двух циклов. При углублении гибкой трубы на небольшие глубины, на 1–3 м, и при соблюдении небольших скоростей спуска гибкой трубы, 0,001 м/с, можно будет оперативно прекратить дальнейшее углубление и спуск гибкой трубы в случае прекращения циркуляции и большой вероятности прихвата гибкой трубы оседающим проппантом. При достижении заданной глубины углубления осуществляют повторную циркуляцию в стволе скважины не менее двух циклов. Такие операции проводят на каждой ступени углубления ГТ 13 после ее углубления на очередные 1–3 м. По мере уменьшения толщины проппантовой пробки увеличивается поступление газа из пласта 15.

В процессе промывки скважины и создания циркуляции в качестве промывочной жидкости применяется облегченная, аэрированная, жидкость, например облегченный солевой раствор, или аэрированная незамерзающая жидкость, или пенная система.

Предлагаемый способ обеспечивает разрушение и вынос проппантовой пробки большой толщины после завершения ГРП без прихвата ГТ, повышает эффективность и надежность проведения работ, сокращает их продолжительность и стоимость, обеспечивает минимальные затраты на последующее освоение ремонтируемой скважины за счет более плавного запуска скважины в работу.

Вывод.

1. Для очистки ствола скважин от проппантовых пробок, в т.ч. в осложненных условиях образованием корок, поглощений широко применяются четыре метода.

2. Основным методом нормализации забоя после ГРП для нефтяных скважин Западной Сибири является промывка с циркуляцией жидкости глушения.

3. Компоновка с гибкой трубой применяется при получении отрицательного результата от проведения традиционных методов нормализации забоя.

## Список литературы

1. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 02.00.11/РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М., 2007. – 370 с.

2. Дмитрук В.В. Особенности очистки забоев скважин после гидроразрыва пласта от проппантовых пробок / В.В Дмитрук [и др.]. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 3. – С. 47–52.

3. Гейхман М.Г. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.

4. Патент 2373379 РФ. Е 21 В 43/26. Способ промывки пропантовой пробки в газовой или газоконденсатной скважине после завершения гидравлического разрыва пласта / А.В. Кустышев [и др.]. Патент России № 2008106565/03. Заяв. 19.02.08; Оpubл. 20.11.09. Бюл. № 32.

## **ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА «ФОРТ» КОМПАНИИ ООО «СНК»**

Козлов М.Д., Волкова С.В.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Обводнение нефтяных пластов и скважин месторождений, разрабатывающихся в условиях вытеснения нефти водой – процесс закономерный и неизбежный. Эксплуатация отдельных скважин и в целом залежи осложняется наличием подошвенной воды, которая конусообразно затягивается в призабойную зону и поступает в скважину. Обводненность скважины при этом прогрессирует.

В условиях слоистого строения продуктивных пластов первоочередной выработке подвергаются отдельные узкие, наиболее проницаемые их интервалы, они же, естественно, являются источниками обводнения нефтяных скважин. Кроме того, появление воды в нефтяных скважинах обуславливается изъятием в конструкции, в первую очередь некачественным цементным кольцом.

Независимо от причин появления воды в продукции нефтяных скважин приводит к снижению дебита нефти. Бывают случаи, когда отдельные скважины обводняются полностью, в то время как большая часть продуктивного пласта по мощности еще остается нефтенасыщенной. В этих условиях для обеспечения наиболее полной выработки пластов и уменьшения объемов добываемой воды необходима изоляция уже выработанных и обводненных интервалов пласта или исправление некачественного цементного кольца.

Несмотря на многообразие условий обводнения скважин, различия в геологическом строении пластов, разнообразие условий эксплуатации, в настоящее время практически единственным материалом, применяемым при проведении ремонтно-изоляционных работ, остается тампонажный цемент. К основным недостаткам подобного тампонажного материала можно отнести низкие фильтрационные характеристики и высокую гигро-

скопичность. Кроме того, цементный камень, образованный портландцементами в агрессивных средах, минерализованных водах подвержен высокой коррозии, что снижает его долговечность. Всех этих недостатков лишены альтернативные тампонажные составы на вяжущей основе, отличной от портландцемента. В качестве такого состава предлагается тампонажный материал «ФОРТ».

Для использования тампонажного материала «ФОРТ» необходим определенный порядок и правила проведения РИР. Работы с использованием тампонажного материала «ФОРТ» включают исправление негерметичности цементного кольца, наращивание цементного кольца за колонной, устранение негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства, отключение. План на проведение РИР должен включать геолого-технические данные по скважине, причины и цель проведения работ, перечень намеченных мероприятий, описание технологического цикла проводимых работ с указанием количественных величин параметров операций, а также ответственных исполнителей каждой технологической операции. Качество проведенных работ оценивают в соответствии с правилами приемки скважин, действующими на период проведения РИР в каждом конкретном регионе. После проведения РИР необходимо составлять акт с описанием изолируемого объекта, объема выполненных работ и конечных результатов РИР. Это необходимо для дальнейшего глубокого анализа результатов проведенных работ.

Технология РИР с применением тампонажного материала «ФОРТ» включает приготовление состава в поверхностных условиях, закачку его в зону изоляции, выдержку в течение необходимого времени для отверждения и набора прочности и запуска скважины в работу. Общая организация работ включает в себя три основных этапа:

1. Осуществляются гидродинамические исследования в скважине, целью которых является получение исходных данных для планирования изоляционных работ.
2. Вырабатывается дизайн закачки и подбирается рецептура тампонажного материала, рассчитывается необходимый объем состава и технологические параметры закачки.
3. Третий этап включает все виды работ, связанные с приготовлением и закачкой тампонажного состава.

Технологические схемы проведения изоляционных работ в скважинах с использованием тампонажного материала «ФОРТ» построены по аналогии со схемами изоляционных работ с применением тампонажного портландцемента.

Тампонажный материал «ФОРТ» является неселективным материалом. Отверждение происходит как в водонасыщенных, так и в нефтенасыщенных частях пласта. Отвержденный материал нерастворим ни в воде, ни в нефти. Исправление негерметичности цементного кольца осуществляется



при помощи закачки состава за обсадную колонну в места нарушений. Отключение отдельных пропластков и целых пластов осуществляется при помощи закачки состава в призабойную зону пласта. Независимо от назначения проводимых работ ствол скважины и, прежде всего, интервалы изоляции должны быть тщательно отмыты от различных отложений, продуктов коррозии, продуктов реакции кислот.

Скважина должна быть заполнена жидкостью глушения. При этом не допускается разница в плотностях жидкости глушения в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве, так как это может привести к выбросу закачанного состава при срыве и подъеме НКТ и смешению его с заполняющей скважину жидкостью.

В зависимости от величины ожидаемого давления задавки состава в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы с пакером или без него. Состав в заданном объеме доводится до зоны изоляции и выдавливается в скважину при непосаженном пакере и открытом затрубном пространстве. Далее производится подъем насосно-компрессорных труб выше возможного уровня состава в скважине, контрольная срезка состава, посадка пакера (при наличии) и задавка состава за колонну в заданном объеме, герметизация скважины под давлением 40–60% давления опрессовки эксплуатационной колонны на время необходимое для отверждения и набора прочности состава (ОЗС).

Для исправления цементного кольца колонну дополнительно вскрывают в узком интервале 0,5–0,8 метров. Интервал дополнительного вскрытия выбирают с таким расчетом, чтобы между ним и интервалом вскрытия продуктивного пласта имелась возможность надежно посадить пакер-ретейнер. Производится спуск и установка пакера-ретейнера между интервалом вскрытия продуктивного пласта и специальными отверстиями в колонне (рис. 2б). Нагнетанием давления в подпакерную зону вызывается циркуляцию жидкости через нарушения в цементном кольце за колонной.

Расчетный объем состава закачивается по НКТ через специальные отверстия за эксплуатационную колонну при открытом затрубном пространстве. Производится отстыковка от пакера-ретейнера и объем состава, необходимый для установки моста и перекрытия интервала перфорации, закачивается в эксплуатационную колонну. Производится подъем НКТ на безопасную глубину, осуществляется обратная промывка НКТ и герметизация устья скважины на ОЗС. Производится разбуривание отвержденного состава, вскрытие пласта и освоение скважины. Предпочтительнее интервал СО оставлять перекрытым стаканом из тампонажного материала. В отдельных случаях производят перфорацию напротив пропластка, обводняющего скважину. В этих случаях СО целесообразно создавать в кровельной части водоносного пропластка и помимо заполнения нарушений в цементном кольце использовать их для создания непроницаемого пропластка. Для создания непроницаемого пропластка состав задавливают через СО при закрытом затрубном пространстве и посаженном пакере.

Закачка состава ФОРТ в интервал перфорации осуществляется как с использованием технологического пакера в случае отключения вышележащего интервала (с предварительной отсыпкой нижележащего интервала), так и с помощью пакера-ретенера при изоляции нижележащего интервала. Во втором случае пакер-ретенер устанавливается над нижним интервалом перфорации. Нарастивание цементного кольца за незацементированной обсадной колонной осуществляют тампонированием под давлением в следующих случаях:

- для защиты обсадных колонн от коррозии агрессивными пластовыми флюидами;
- для ликвидации или предупреждения перетока пластовых флюидов по незацементированному заколонному пространству;
- для заполнения заколонного пространства тампонажным материалом в зоне дефекта обсадной колонны или подлежащих эксплуатации продуктивных пластов.

Тампонажный материал «ФОРТ» включает компоненты: ФОРТ-В – смесь неорганических вяжущих, ФОРТ-С – регулятор сроков схватывания и ФОРТ-Р – жидкость затворения.

При смешивании всех компонентов ФОРТ образуется устойчивая суспензия, которая обладает способностью отверждаться с образованием прочного камня. Время отверждения тампонажного материала «ФОРТ» зависит от температурных условий и регулируется количеством введенного замедлителя сроков схватывания. Оптимальное время потери подвижности состава составляет 2,0–4,0 часа. Полное отверждение 1–2 суток в зависимости от температуры пласта.

Рецептура рабочего состава и расход химических реагентов для приготовления 1м<sup>3</sup> «ФОРТ» уточняется каждый раз применительно к конкретным геолого-промысловым условиям обрабатываемой скважины.

Приготовленная композиция обладает плотностью 1500–1800 кг/м<sup>3</sup>. Время набора прочности «ФОРТ» после закачки составляет 1–2 суток в зависимости от температуры пласта. В результате реакции образуется «камень», создающий непроницаемый барьер.

При производстве работ и осуществлении технологического процесса по приготовлению и закачке состава «ФОРТ» при проведении работ используется стандартное оборудование.

Для предотвращения воздействия повышенного избыточного давления на эксплуатационную колонну при проведении ремонтно-изоляционных работ, технология предусматривает использование дополнительного сервисного оборудования:

- пакер механический, модель ПРО-ЯМО-ЯГ или его аналоги;
- пакер-ретенер, модель ПМЗ или его аналоги;

По окончании времени ОЗС производятся работы, включающие в себя:

- разбуривание моста и нормализация забоя (при необходимости);

- ПГИ;
- вторичное вскрытие продуктивных горизонтов;
- освоение скважины и спуск подземного оборудования.

Проведены практические испытания состава «ФОРТ» на скважинах месторождений Западной Сибири в феврале 2014 года.

### **Список литературы**

1. Стрижнев В.А. Тяпов О.А., Уметбаев В.Г. Обобщение опыта проведения ремонтно-изоляционных работ на отдельных крупных месторождениях Западной Сибири. – Уфа изд-во «Скиф», 2013. – 272 с.
2. Светашов В.Н. Технические средства для ремонтно-изоляционных. Инженерная практика. – 2010. – №5. – С.24–30
3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: изд-во Казанского ун-та, 2010. – 596 с.
4. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – Москва: Издательский центр «Академия». – 2012. – 336 с.
5. Дорошенко Е.В., Покрепин Б.В., Покрепин Г.В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Серия «Профессиональная подготовка». 2-е издание. – Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио». 2009. – 288 с.
6. Стрижнев В.А. Выбор технологии РИР по отключению верхних и промежуточных пластов. Нефтепромысловое дело. – 2009. – №7. – С. 42–45
7. Стрижнев В.А. Новые технологические подходы к решению проблемы ремонтно-изоляционных работ. Нефтяное хозяйство. Нефтяное хозяйство – 2009. – №11. – С. 54–57.

## **АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Макаев Р.Р., Аксенова Н.А.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Рост объемов наклонно-направленного, горизонтального и многозабойного бурения, обусловленный экономическим развитием нефтегазодобывающей промышленности в России и расширением географии бурения в труднодоступных регионах, требует применения новых технических средств и технологий высокой точности измерений в процессе бурения, увеличения комплекса датчиков и повышения надежности систем, точно направленного управляемого бурения.

Современная технология направленного бурения предусматривает применение скважинных геофизических информационно-измерительных систем, обеспечивающих измерение направления траектории ствола скважины в процессе бурения и передачу данных в реальном времени по каналу связи забой-устье (рисунок 1).

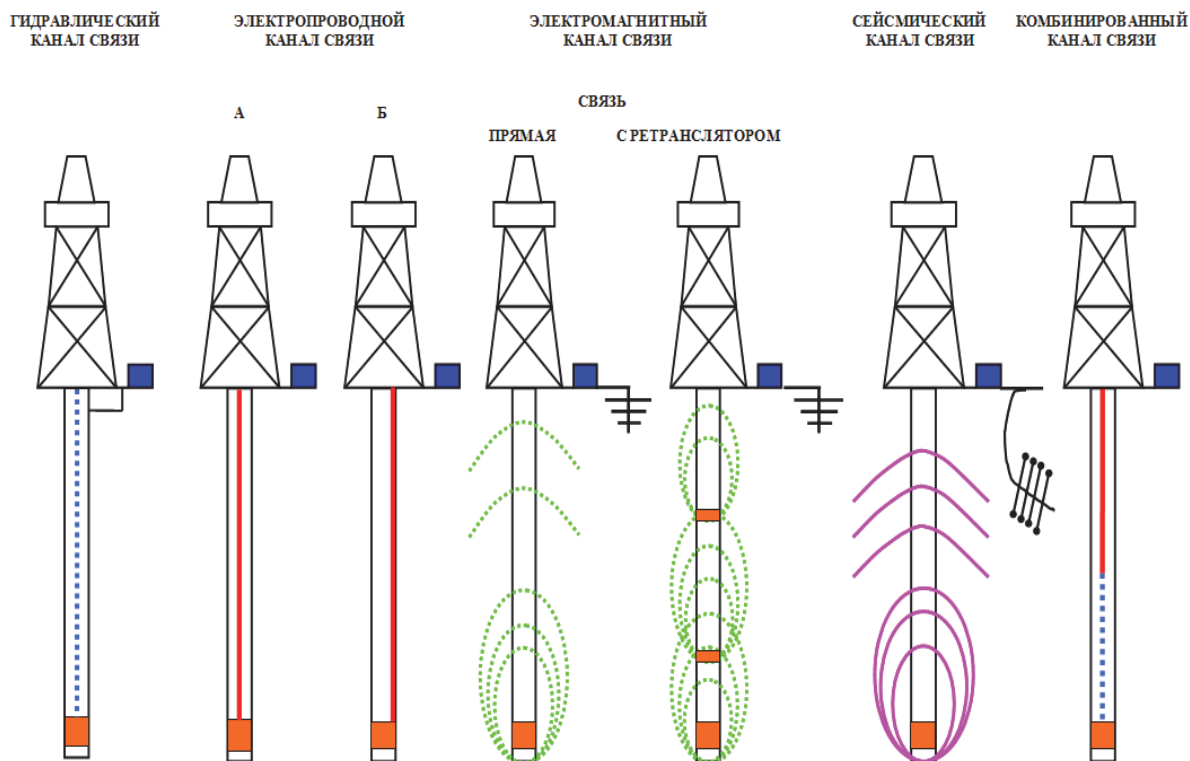


Рисунок 1 – Типы каналов связи

В результате многочисленных исследований и практических результатов применения в реальных условиях бурения наибольшее применение нашли три канала связи: гидравлический (ГКС), электромагнитный (ЭМКС), электропроводной (ЭКС).

На сегодняшний день лидирующее положение на рынке телеметрических систем занимают забойные измерительные системы с гидравлическим каналом связи MWD/LWD, что прежде всего связано с большими отклонениями и отходами от вертикали и простотой технологии и обслуживания. Кроме того гидравлический канал не нарушает технологические операции при бурении как в случае с ЭКС и не зависит от геологического разреза по сравнению с ЭМКС [1]. В таблице 1 представлены сведения по различным телесистемам отечественного и импортного производства.

Телесистемы MWD/LWD используют УБТ с приборными комплексами, а также системы скважинной телеметрии для проведения инклинометрии, получения петрофизических каротажных диаграмм и информации о бурении в режиме реального времени. Термин «MWD» обычно используется

для всех измерений, полученных в процессе бурения, или, в частности, для данных инклинометрии. Термин «LWD» относится к петрофизическим измерениям, аналогичным кабельному каротажу для не обсаженного ствола, выполняемых в процессе бурения.

Таблица № 1

Телеметрические системы

Канал связи	Телесистема	Страна производитель	Фирма
ЭКС	Гирокурсор	РФ	ЗАО "НТ-КУРС"
	МСТ-45	РФ	ЗАО «Удмуртнефть»
	ЭТО-2М	РФ	ОАО НПО «Буровая техника»-ВНИИБТ
	СТТ-164, 108	Украина	ОАО СКТБПЭ «Потенциал»
	СТТ-3П	Украина	ОАО СКТБПЭ «Потенциал»
ЭМС	ИМММ-73	РФ	ВНИИнефтепромгеофизика
	СИБ-1М	РФ	ОАО Геофит
	ЗИС-4М	РФ	ВНИИГИС
	СИБ-2	РФ	ОАО Геофит
	Geoservices	Франция	«Geoservices»
	ЗТС-54	РФ	ОАО НПО ВНИИГИС
ГКС	Teleco Oilfield Services	США	«Sonat Inc»
	Gerhart Geodata Services Ltd	Англия, США	Gerhard Ind
	Anadrill	США	Schlumberger
	Eastman Christensen	США	Eastman Christensen
	Navigamma	США	«Teleco»
	NaviTrac	США	«Teleco»
	Exlog-Totco	США	Baker-Hughes
	Datadrill	США	«Smith Inc»
	«Ориентир»	Шотландия	«Geolink»
	BecField	США, РФ	BecField
	Geoservices	Франция	Geoservices
	«DDG»	США	«Teleco»
	MWD-650 и LWD-650	США	Sperry-Sun
	«ИТЧ»	РФ	ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ
Корвет	РФ	НПО «Геомаш», г. Тюмень	

Телесистема нового поколения LWD-650 фирмы Sperry-Sun включает в себя следующие зонды: инклинометрический (PCD); гамма (DGR); резистивиметрии (удельного сопротивления) (EWR) и датчик вибрации (DDS), который устанавливается вместе с гамма зондом. В компоновку также включено управляющее устройство (НСИМ), которое дает команды зондам, собирает от них полученную информацию и отправляет сигнал на поверхность, а также хранит в своей памяти информацию с зондов. Источником

питания системы памяти управления зондов, служат литьевые батареи. Конструктивно телесистема LWD-650 модульного типа, что предусматривает возможность в дальнейшем подключать модули с дополнительными датчиками, чего не было в ранее произведенных телесистемах MWD-650. Технологическая эффективность применения телесистем LWD-650 и MWD-650 приводится в виде таблицы 2.

Таблица № 2

Сравнительные показатели бурения горизонтальных скважин на Вачимском месторождении с использованием телесистем MWD-650 и LWD-650

Телесистема	Номер скважины	Время бурения горизонтального участка, ч	Среднее время, ч	Общее время бурения горизонтального участка с учётом времени на каротажи, дни	Среднее время, дни
MWD-650	1	25,9	37,8	7	8
MWD-650	2	49,7		8	
MWD-650	3	35		9	
MWD-650	4	40,6		8	
LWD-650	5	60	51	5	5
LWD-650	6	51		6	
LWD-650	7	42		4	

Таким образом, применение LWD – 650 при бурении горизонтальных скважин дает выигрыш в сроках строительства 2–4 дня, даже не смотря на ограничения в механической скорости для получения качественной записи кривых.

Одним из перспективных направлений, повышающих качество проводки горизонтальных скважин и сокращающих сроки их строительства, является проведение каротажа в процессе бурения.

С переходом на бурение с телесистемами LWD – 650 при проводке траектории горизонтальных участков скважин усложнился процесс контроля траектории скважины и управления отклоняющей компоновкой из-за удаления точки замера инклинометра от долота (на 6-7 м) и значительного сокращения количества передаваемой в реальном времени информации о положении отклонителя (добавилась передача данных по гамме и сопротивлению). Кроме того, очень сложно прогнозировать траекторию скважины при бурении в горизонте с зенитными углами близкими к 90°.

Результаты интерпретации кривых сопротивлений и гаммы с материалами, полученными при работе с АМАК «Обь» показывают достаточно высокую совместимость. Материалы поддаются обработке и по ним можно выдавать достаточно качественные заключения о насыщении горных пород. Однако, при совместной работе MWD-650 и АМАК «Обь» возникает необходимость в дополнительном времени на геофизические работы и СПО (таблица 3).

Бурение скважин с использованием телесистемы LWD-650 дает возможность отказаться от 3–4 промежуточных каротажей и сократить время строительства горизонтального участка скважины.

Средние значения времени, потраченного на бурение и СПО  
при бурении горизонтальных скважин

№ скв.	Время, ч				№ скв.	Время, ч			
	MWD-650/АМАК «Обь»					MWD-650/LWD-650			
	ГФР	Бурение	СПО	Общее		ГФР	Бурение	СПО	Общее
1	6	129	129	258	1	1	116	42	158
2	6	136	134	270	2	1	127	45	172
3	4	121	88	209	3	1	153	38	191
4	6	147	125	272	4	1	100	28	128
5	5	123	104	227	5	1	143	34	177
Среднее	5	128	116	244	Среднее	1	128	37	165

Проведенный анализ, применяемых в настоящее время телесистем для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин показал, что наиболее эффективны телеметрические системы Sperry-Sun MWD-650 и LWD-650, причем последние наиболее эффективны с MWD-650 поскольку позволяют отказаться от промежуточных каротажей.

Каротаж в процессе бурения позволит оперативно производить корректировку траектории горизонтального участка в зависимости от литологического состава пород и характера насыщения песчаников, т.е. повысить качество проводки горизонтального участка; сократить объем ГИС (промежуточные каротажи), что в свою очередь на 25% уменьшит время строительства скважин и снизит затраты, зависящие от времени; повысить добычу нефти за счет быстрого ввода скважин в эксплуатацию и увеличения количества пробуренных скважин.

### Список литературы

1. Рогачев О.К., Лышенко А.А. По-русски телеметрия, по-английски-MWD. Электронный ресурс: <http://www.sovmash.com/node/62>.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИЗНОСА ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИЙ ООО «РАДИУС-СЕРВИС» и ООО «ВНИИБТ-БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ» ПРИ БУРЕНИИ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Мельников В.В., Епихин А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Винтовой забойный двигатель (далее ВЗД), является объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым за-

цеплением, приводящаяся в работу под действием постоянного потока бурового раствора. ВЗД включают двигательную и шпиндельную секции, переливной клапан и фильтр, корпуса которых соединяются между собой с помощью конических резьб. Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые **ротор и статор**. Внутри стального статора провулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления (эластомер). На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев.

Лидерами отечественного нефтегазового машиностроения являются фирмы ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент». Основная сфера деятельности компаний – поставка на рынок современных винтовых забойных двигателей для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин и запасных частей к ним, а также противоприхватного оборудования. Заказчиками бурового оборудования у данных компаний, являются крупнейшие нефтегазовые компании России, такие как: НК «Роснефть», ООО «Газпром», ОАО «НГК Славнефть», ЗАО «ССК, ЗАО «Русь-Ойл» и другие [1–3].

Сравнительный анализ проведен на основе данных по наработке ВЗД, применяемых на Дульсиминском нефтегазоконденсатном месторождении (ДНГКМЗ) Иркутской области. Бурением наклонно-направленных скважин на ДНГКМ занимается дочерняя компания ЗАО «Русь-Ойл» буровая компания ООО «Восток бурение», проводку наклонно-направленного бурения скважин, то есть проводку скважины по плановому профилю осуществляет служба наклонно-направленного бурения ООО «ВОСТОК». Основным буровым оборудованием для проводки скважины на сегодняшний день являются винтовые забойные двигатели производства «Радиус-Сервис» и «ВНИИБТ-Буровой инструмент». В ассортименте ООО «ВОСТОК» находятся ВЗД различного типоразмера от 240 мм, применяемых при бурении под направление и кондуктор, до 120 мм, необходимых для бурения горизонтального участка ствола скважины (хвостовика). При бурении ВЗД возможно осуществлять контроль работы двигателя по изменению дифференциального перепада давления. Дифференциальный перепад давления – разность давлений в нагнетательной линии при работе двигателя под нагрузкой и при отрыве долота от забоя. Крутящий момент пропорционален дифференциальному перепаду давления.

При выборе двигателя необходимо учитывать условия бурения каждой конкретной скважины. Для получения высоких технико-экономических показателей и безотказной работы ВЗД следует учитывать ряд факторов: требуемые условия для достижения плановых параметров скважины (необходимый угол перекоса двигателя; сочетание роторного режима бурения и бурение, непосредственно, ВЗД (режим «слайдирования»); проходимость



компоновки низа бурильной колонны в скважину с установленным углом перекоса двигателя; забойные температуры; работоспособность буровых насосов, для создания требуемого перепада давления для создания крутящего момента на валу двигателя (порядка 30–40 атм.); контроль максимально допустимой осевой нагрузки, приведенной в долотной программе [3].

Последние три фактора являются основополагающими при достижении межремонтного периода (МРП), установленных заводом изготовителем и лабораторией по ремонту и обслуживанию ВЗД ООО «ВОСТОК». Межремонтный период достигается путем наработки на двигатель, рассчитываемой из часов циркуляции бурового раствора в скважине. Значения МРП для ассортимента двигателей ДНГКМ: ВЗД 240 мм. – 150 часов циркуляции; ВЗД 172 мм. – 200 часов циркуляции; ВЗД 120 мм. – 150 часов циркуляции.

Перед пуском в работу двигатель необходимо осмотреть. Особое внимание следует обратить на состояние присоединительных резьб к бурильным трубам и к долоту, а также на плотность свинчивания корпусных резьб. Допускаются следы на корпусных деталях от захватов механическими ключами. При работе с двигателем строго запрещается: обваривание резьбовых соединений; наличие таких деформаций на корпусных деталях, как вмятины и раздутие муфт резьбовых соединений; докрепление резьбовых соединений корпуса двигателя на буровой; наваривание каких-либо элементов на корпус двигателя (в том числе нанесения каких-либо знаков, номеров, обозначений) [3].

Перед спуском в скважину нового двигателя или двигателя после ремонта, а также после каждого его подъема из скважины необходимо провести проверку осевого, радиального и тангенциального люфтов выходного вала. Именно эти, показатели являются главными в определении пригодности ВЗД к дальнейшей работе. Особое внимание отводится осевому люфту, именно этот показатель определяет надежную фиксацию вала двигателя (ротора в статоре) и обеспечение требуемых показателей бурения. Существуют критические значения осевого люфта ВЗД для каждого типоразмера: после ремонта они составляют 5 мм для двигателей 172 и 240 мм, 4 мм – для ВЗД диаметром 120 мм; при эксплуатации 10 и 8 мм соответственно.

Для анализа ВЗД производства компаний ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» на Дулисьминском НГКМ Иркутской области были сделана выборка 24 забойных двигателя трех типоразмеров: 120, 172 и 240. В основе анализа лежало исследование работоспособности оборудования, достижение критических значений люфтов, а также достижение или недостижение межремонтного периода. Анализ двигателей производился исходя из отчетной документации (суточные рапорты, сведения о наработке оборудования) ООО «ВОСТОК» на ДНГКМ и личной регистрации показаний люфтов и при визуальном осмотре ВЗД.

Первоначально было рассмотрены винтовые двигатели заявленных производителей типоразмера 240 мм, предназначенных для бурения в ос-

новном вертикальных участков ствола скважины под направление и под кондуктор. В таблице 1 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД [4–5].

Представленные в таблице 1, винтовые забойные двигатели эксплуатировались в одинаковых технологических и геологических условиях на кустовых площадках Дулисьминского месторождения. На основании представленных данных, можно сделать вывод, что ВЗД производства компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» продемонстрировали меньшую относительную эффективность по сравнению с двигателями ООО «Радиус-Сервис». Лишь два из четырех представленных двигателей соответствуют требованиям для дальнейшей эксплуатации после ревизии КНБК, один из которых достиг значения МРП. ВЗД № 84 и № 82 оказались непригодны для бурения. В первом случае производился плановый подъем КНБК по достижении проектного забоя, но по результатам осмотра двигателя было выявлено, что вал ВЗД не соответствует требованиям, а, именно, данный двигатель эксплуатировался после очередного ремонта и осевой люфт оказался выше норм и равен 6 мм. Во втором случае, в процессе бурения были выявлены скачки давления в линии нагнетания бурового раствора, что не дает возможности продолжать процесс бурения. Было принято решение произвести подъем КНБК для ревизии. Результаты: вал двигателя заклинен, слить буровой раствор не удалось. Возможные причины: разрушение обкладки статора двигателя, в результате некачественной очистки бурового раствора. Двигатели производства ООО «Радиус-Сервис», представленные данным типоразмеров продемонстрировали лучшие показатели работы. Все 100 % двигателей оказались исправными в результате ревизии КНБК. Лишь в одном случае на двигателе № 5110 были выявлены значимые значения люфтов: осевой – 4 мм, радиальный – 2 мм, тангенциальный – 30 градусов. Но даже эти значения позволяют использовать ВЗД для дальнейшего бурения.

Таблица № 1

Результаты анализа технического состояния ВЗД

Производитель	Маркировка	Время работы, ч			Проходка, м	Люфты (ос/рад/танг) мм/мм/град
		Бурение	Промывка и проработка	Циркуляция общая		
240 мм						
ВНИИБТ	ДГР-240М №79	112,6	43,85	156,45	2103	4/1/0
ВНИИБТ	ДГР-240М №84	65,24	55,99	121,23	1672,3	6/1/0
ВНИИБТ	ДГР-240М №82	30	14,9	44,9	147	3/3/90
ВНИИБТ	ДГР-240М №88	52,7	20,66	73,36	930	1/1/0
РС	ДРУ-240РС №5410	74,6	64,8	139,4	1843	2/1/0
РС	ДРУ-240РС №5420	86,12	68	154,12	1482,2	3/1/0
РС	ДРУ-240РС №5230	78,04	71,3	149,34	2230,1	2/0/0
РС	ДРУ-240РС №5110	102,1	62,09	164,19	2412	4/2/30

172 мм						
ВНИИБТ	ДГР-172 №313	112	84,04	196,1	1801	3/0/0
ВНИИБТ	ДГР-172 №308	109	126,1	235,1	769	4/0/0
ВНИИБТ	ДГР-172 №316	101,38	94,48	195,86	1012	4/1/0
ВНИИБТ	ДГР-172 №310	94,05	80,04	174,09	980,16	11/4/0
РС	ДРУ-172РС №5305	140,06	83,26	223,32	1619,15	4/1/0
РС	ДРУ-172РС №5308	99,95	74,09	174,04	1203,12	2/1/0
РС	ДРУ-172РС №5220	74,54	65	139,54	1301	5/2/0
РС	ДРУ-172РС №5429	121,03	79,54	200,57	1527,67	8/4/360
120 мм						
ВНИИБТ	ДГР3-120 №162	45,42	49,26	94,68	497	6/1/0
ВНИИБТ	ДГР3-120 №157	68,09	23,51	91,6	691,18	8/2/0
ВНИИБТ	ДГР3-120 №158	55,05	27,14	82,19	597,99	6/1/0
ВНИИБТ	ДГР3-120 №165	78,4	58	136,4	714,2	4/1/0
РС	ДРУ-120 №5430	29,63	26,41	56,04	250	10/1/0
РС	ДРУ-120 №5430	23,6	30,16	53,76	280	3/0/0
РС	ДРУ-120 №5430	18,43	27,11	45,54	220,92	10/1/0
РС	ДРУ-120 №5430	81,65	76,49	158,14	461,5	10/2/0

Далее были проанализированы винтовые двигатели заявленных производителей типоразмера 172 мм, предназначенные для бурения наклонно-направленных участков ствола скважины, под эксплуатационную колонну. В таблице 1 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД [4–5].

Из таблицы 1 видно, что в большинстве случаев при эксплуатации данного типоразмера ВЗД возникают проблемы. Это может быть связано с продолжительными рейсами, с высокой интенсивностью искривления ствола скважины, высокими нагрузками на инструмент. Рассматривая работу ВЗД производства ООО «ВНИИБТ», можно сделать следующие выводы. Двигатель № 313 был выведен из эксплуатации по причине засорения фильтра и как следствие роста давления на забое, ВЗД № 308 был поднят на поверхность в результате падения механической скорости бурения и плавного падения давления нагнетания в процессе бурения, в результате визуального осмотра было обнаружено, что шпindelная секция двигателя находится в ослабленном состоянии, что является заводским браком. ДГР-172 № 310 после ревизии КНБК был отправлен в ремонт по причине износа вала двигателя (высокие значения люфтов) и неисправности подшипников шпинделя ВЗД. Таким образом, лишь один из рассмотренных двигателей оказался исправным. Анализируя ВЗД производства ООО «Радиус-Сервис» два двигателя оказались пригодными к эксплуатации, на двух других были выявлены высокие показатели осевых люфтов. Так, на двигателе № 5429 по достижении времени МРП вал свободно вращался «от руки» и имел свободное хождение 8 мм.

Проанализирован типоразмер двигателей 120 мм, используемых для бурения горизонтальных участков ствола скважины, расположенных в

пласте коллекторе. В таблице 1 приведены результаты анализа [4–5]. В данном случае в большинстве случаев ВЗД не достигли порога МРП в связи с износом вала двигателя. Критические значения осевого люфта для данного типоразмера после ремонта 4 мм, максимально допустимый при эксплуатации 8 мм. Исходя из таблицы гидравлические машины производства компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» продемонстрировали лучшие показатели работы.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что срок службы ВЗД лимитируется условиями его работы: пространственное положение ствола скважины; состав, свойства и степень очистки бурового раствора; геотермические градиент и технологические параметры бурения. Орган ВЗД, наиболее подверженный интенсивному износу – двигательная секция, в частности, резиновая обкладка статора. Поэтому исследования, направленные на увеличение срока службы эластомера являются актуальными и требуют внимания со стороны производственных компаний.

### **Список литературы**

1. Электронный ресурс <http://radius-s.ru> [дата обращения: 20.12.2016-30.12.2016]
2. Электронный ресурс <http://www.vniibt-bi.ru> [дата обращения: 20.12.2016-30.12.2016]
3. Паспорта винтовых забойных двигателей ООО «Радиус-Сервис», ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент»
4. Сведения о наработке ВЗД на кустовых площадках ДНГКМ ООО «ВОСТОК» СННБ.
5. Регламент на ревизию ВЗД ООО «ВОСТОК» СННБ.

## **ПРИЧИНЫ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Милосердов Е.Е.<sup>1</sup>, Ганиев Д.Ф.<sup>1</sup>, Герлинский П.В.<sup>1</sup>, Лемешов С.А.<sup>1</sup>,  
Дьяченко М.С.<sup>1</sup>, Измайлов А.П.<sup>1</sup>, Лошаков Д.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», г. Красноярск

<sup>2</sup>Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Рассмотрена конструкция нефтяных и газовых скважин, технология строительства нефтяных и газовых скважин, рассмотрены аварии и геологические осложнения, возникающие при их строительстве.

Ключевые слова: нефть, газ, скважина, бурение, аварии.

Сегодня нефтяные и газовые скважины представляют собой капитальные дорогостоящие сооружения, служащие много десятилетий. Это достигается соединением продуктивного пласта с дневной поверхностью герметичным, прочным и долговечным каналом. Однако пробуренный ствол скважины еще не представляет собой такого канала, вследствие неустойчивости горных пород, наличия пластов, насыщенных различными флюидами (вода, нефть, газ и их смеси), которые находятся под различным давлением. Поэтому при строительстве скважины необходимо крепить ее ствол и разобщать (изолировать) пласты, содержащие различные флюиды.

Крепление ствола скважины производится путем спуска в нее специальных труб, называемых обсадными. Ряд обсадных труб, соединенных последовательно между собой, составляет обсадную колонну. Для крепления скважин применяют стальные обсадные трубы.

Насыщенные различными флюидами пласты разобщены непроницаемыми горными породами – «покрышками». При бурении скважины эти непроницаемые разобщающие покрышки нарушаются, и создается возможность межпластовых перетоков, самопроизвольного излива пластовых флюидов на поверхность, обводнения продуктивных пластов, загрязнения источников водоснабжения и атмосферы, коррозии спущенных в скважину обсадных колонн.

В процессе бурения скважины в неустойчивых горных породах возможны интенсивное кавернообразование, осыпи, обвалы и т.д. В ряде случаев дальнейшая углубка ствола скважины становится невозможной без предварительного крепления ее стенок.

Для исключения таких явлений кольцевой канал (кольцевое пространство) между стенкой скважины и спущенной в нее обсадной колонной заполняется тампонирующим (изолирующим) материалом. Это составы, включающие вяжущее вещество, инертные и активные наполнители, химические реагенты. Их готовят в виде растворов (чаще водных) и закачивают в скважину насосами. Из вяжущих веществ наиболее широко применяют тампонажные портландцементы. Поэтому процесс разобщения пластов называют цементированием.

Таким образом, в результате бурения ствола, его последующего крепления и разобщения пластов создается устойчивое подземное сооружение.

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом.

Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа обсадной колонны входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой.

Аварией является непредвиденное нарушение непрерывности технологического процесса бурения или испытания скважин, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Характерными видами аварий бывают поломки бурильных или обсадных колонн с оставлением в стволе скважины отдельных элементов, потеря подвижности колонн труб, смятие или нарушение обсадных колонн и др. Аварии возникают при работе в осложненных условиях. Если осложнение не ликвидируется, оно может быть причиной аварии.

Осложнением является нарушение нормального состояния скважины, в результате которого дальнейшее углубление затрудняется или должно быть временно прекращено во избежание аварии. Осложнения как нарушения непрерывности технологического процесса строительства скважины вызываются явлениями горно-геологического характера. Это поглощения растворов, нефтегазоводопроявления, выбросы и открытые фонтаны нефти, газа или воды, осыпи и обвалы горных пород в ствол скважины и др.

В соответствии с инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ [1,2] все аварии подразделяются на следующие виды:

- аварии с элементами бурильной колонны;
- прихваты бурильных и обсадных колонн;
- аварии с долотами;
- аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки;
- аварии из-за неудачного цементирования;
- аварии с забойными двигателями;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии.

#### 1.2.1. Виды аварий

1.2.1.1. Аварии с элементами бурильной колонны. Это разрушение труб вследствие воздействия переменных нагрузок и оставление в скважине части бурильной колонны, в том числе:

- сломы и срывы по резьбе,
- поломки по сварному шву,
- сломы по телу трубы,
- падения части бурильной колонны из-за развинчивания по резьбе, или из-за поломок спускоподъемного оборудования.

1.2.1.2. Прихваты бурильных и обсадных колонн. Непредвиденную потерю подвижности колонны труб при приложении к ней максимально допустимых нагрузок называют прихватом. Причины прихватов следующие:

- прилипание труб к стенке скважины под действием перепада давления,
- заклинивание в местах сужений ствола при спускоподъемных операциях (СПО) и в желобах,
- осыпание и обвалы горных пород, оседание шлама при нарушениях режима промывки, заклинивание колонны посторонними предметами.
- образование сальника на бурильной колонне.

1.2.1.3. Аварии с долотами. Это оставление в скважине долот, бурильных головок или их элементов и частей.

1.2.1.4. Аварии с обсадными колоннами включают следующие разновидности:

- разъединение по резьбовым соединениям,
- смятие или разрыв по телу трубы,
- обрыв по сварному шву,
- падение колонны или ее части.
- повреждение обсадной колонны при разбуривании цементного стакана, стоп – кольца, обратного клапана, разделительных пробок.

1.2.1.5. Аварии из-за неудачного цементирования подразделяются следующим образом.

- прихват бурильной колонны, на которой спускалась секция обсадной колонны или хвостовик, затвердевшим цементным раствором.
- оголение башмака обсадной колонны или недоподъем цементного раствора, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

1.2.1.6. Аварии с забойными двигателями. Это оставление на забое гидравлических двигателей, электробуров или их узлов.

1.2.1.7. Падение в скважину посторонних предметов, например, ключей, кувалд и других ручных инструментов, вкладышей ротора, роторных клиньев, сухарей челюстодержателей автоматического бурового ключа.

1.2.1.8. Прочие аварии включают:

- аварии при проведении геофизических исследований скважин, например, прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств,
- аварии 1 и 2 категорий. К 1 категории относят открытые нефтяные и газовые фонтаны, а к 2 – падение или поломки буровых вышек, морских

крупноблочных оснований во время строительства скважин или передвижении буровых установок, падения механизмов талевого системы, взрывы и пожары на буровых установках и других объектах, обслуживающих строительство скважин.

В соответствии с действующими федеральными нормативными актами, и правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и инструкцией Государственного горного технического надзора (Госгортехнадзор) [1,3] в случае аварии руководитель буровой организации обязан телеграфом или по телефону известить соответствующие организации.

При возникновении аварий 1 и 2 категорий, а также любых видов аварий, сопровождающихся человеческими жертвами, извещаются следующие организации:

- объединение,
- районная горнотехническая инспекция Госгортехнадзора,
- местная прокуратура,
- местные отдел Министерства внутренних дел.

В случае возникновения аварий без человеческих жертв извещается только объединение как вышестоящая ведомственная организация.

Порядок расследования и порядок учета аварий регламентируются инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий [1].

Расследование обстоятельств возникновения аварии проводится постоянно действующей комиссией, назначаемой приказом руководителя буровой организации. Состав комиссии включает ведущих специалистов предприятия. Для расследования сложных аварий в комиссию могут быть включены в качестве экспертов представители региональных научно-исследовательских и проектных институтов, заводов-изготовителей бурового оборудования и инструментов и других организаций.

## **Список литературы**

1. Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ // – М.:ВНИИОЭНГ, 1979. – 26 с.
2. Самотой А.К., Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин // – М.: Недра, 1979. – 188 с.
3. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении // – М.: Недра, 1988. – 279 с.



## ОБЗОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОЛОННЫ С ЦЕЛЬЮ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Мирзоев В.Ш., Шешукова Г.Н.  
Тюменский индустриальный университет

Зарезка боковых стволов (ЗБС) – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Основные этапы по строительству БС:

- подбор основных стволов;
- выбор интервала вырезания «окна» в эксплуатационной колонне;
- расчет профиля скважины;
- вырезание «окна» в эксплуатационной колонне;
- бурение бокового ствола;
- обсаживание пробуренного ствола эксплуатационной колонны;
- работы по освоению скважины.

Выбор скважин для бурения из них боковых стволов, необходимо осуществлять, исходя из:

- текущих характеристик эксплуатации скважины;
- технического состояния эксплуатационной колонны;
- качества ее крепления;
- фактического пространственного положения ствола скважины.

В данной статье рассматриваются геофизические методы определения технического состояния колонны.

Основные возможные нарушения обсадных колонн:

- сосредоточенный желобной износ замками и трубами бурильной колонны в местах интенсивного искривления и перегибов стволов скважин;
- порезы и иссечение внутренней поверхности труб резцами долот при разбурировании цементных стаканов; деформация и смятие обсадных колонн;
- порывы и трещины по телу труб; сквозные протертости и ослабления резьб в муфтовых соединениях; потеря герметичности в муфтовых соединениях и по телу труб;
- коррозионные повреждения.

Основные геофизические методы определения технического состояния  
обсадной колонны

Название метода	Принцип действия
Метод магнитной интроскопии	Основан на методе регистрации утечки магнитного потока (MFL). При перемещении внутри обсадной колонны интроскоп осуществляет сканирование магнитного рельефа, возникающего под действием поля намагничивания и полей рассеяния от дефектов стенки трубопровода.
Метод магнито-импульсной дефектоскопии-толщинометрии (МИД-Т)	Возбуждение индукционной электродвижущую силу (ЭДС) и последующая регистрация значений ЭДС при затухании процесса во время равномерного перемещения прибора внутри колонн скважины. Дефектоскопы позволяют определять толщину стенок колонн, выделять дефекты, износ, коррозию.
Метод высоко-чувствительной термометрии	Выявление притоков по изменению температуры относительно геотермической за счет дроссельного эффекта (обычно нижние перфорированные интервалы) и эффекта калориметрического смешивания (верхние перфорированные интервалы).
Метод расходо-метрии	Выделение интервалов поглощения, утечки растворов через отверстия, выявление наличия перетоков по стволу.
Метод электро-магнитной локации муфт	Основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла обсадной колонны вследствие нарушения сплошности.

Рассмотрим несколько приборов основных методов определения технического состояния колонны.

Интроскоп МИ-50 прибор магнитной интроскопии. Конструктивно скважинный модуль сканирующего магнитного интроскопа серии МИ-50 состоит из трех блоков (рис. 1), размещенных в едином корпусе: блока магнитной интроскопии (Сканер интроскопа), блока магнито-импульсной толщинометрии (Толщиномер) и блока гамма – каротажа (ГК).

Прибор позволяют выявлять коррозионные (рис. 2) и усталостные трещины, каверны, нарушения муфтового соединения. Технические характеристики магнитного интроскопа МИ 50 приведены в таблице 2.

Технические характеристики магнитного интроскопа МИ 50

Параметр	Значение
Максимальная толщина стенки обсадной колонны, мм:	10
Максимальная скорость диагностики, км/ч:	0,2
Минимальный условный диаметр выявляемого дефекта типа «свонное отверстие», мм	4
Минимальный размер выявляемого дефекта типа «поперечная щель»:	
-длина/раскрытие, мм	30/10
-глубина,%от толщины стенки	20
Минимальные размеры выявляемого дефекта типа «коррозионная каверна»:	
-длина/ширина,мм	10/10

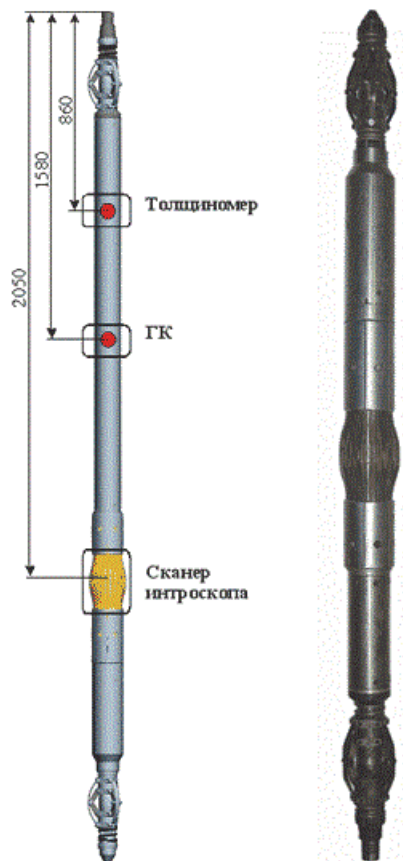


Рисунок 1- Скважинный модуль сканирующего магнитного интроскопа серии МИ-50

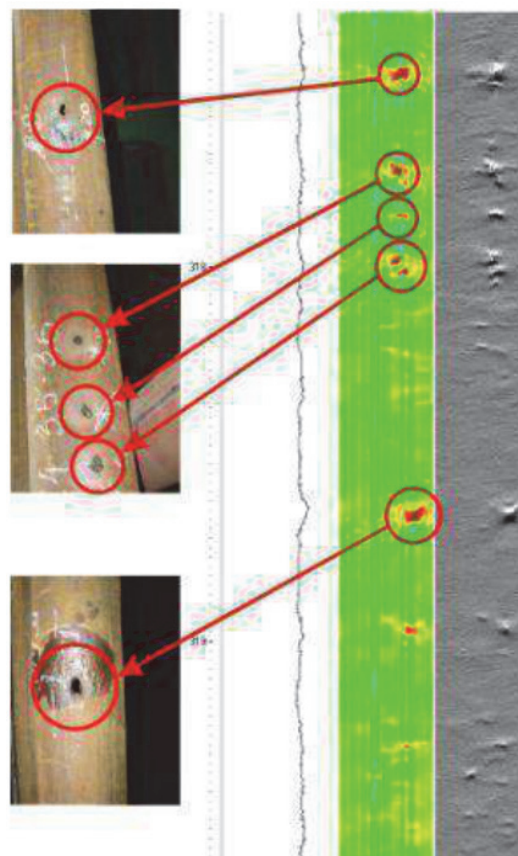


Рисунок 2 – Выявление коррозионных дефектов сканирующим магнитным интроскопом МИ-50, а так же подтверждение при визуальном контроле

Прибор EmPulse магнитоимпульсной дефектоскопии. Прибор EmPulse (рис.3.) является компактным прибором, предназначенным для контроля технического состояния колонны, для выявления зон потери металла вследствие коррозии или других факторов.

Результаты исследований прибором EmPulse приведены на рис.4. Обнаруженная аномалия говорит о коррозии обсадной колонны.



Рисунок 3 – Прибор EmPulse: 1 – длинный зонд, 320мм; 2 – манометр; 3 – нижний центратор; 4 – верхний центратор; 5 – отсек батарей; 6 – титановый корпус; 7 – датчик температуры; 8 – память

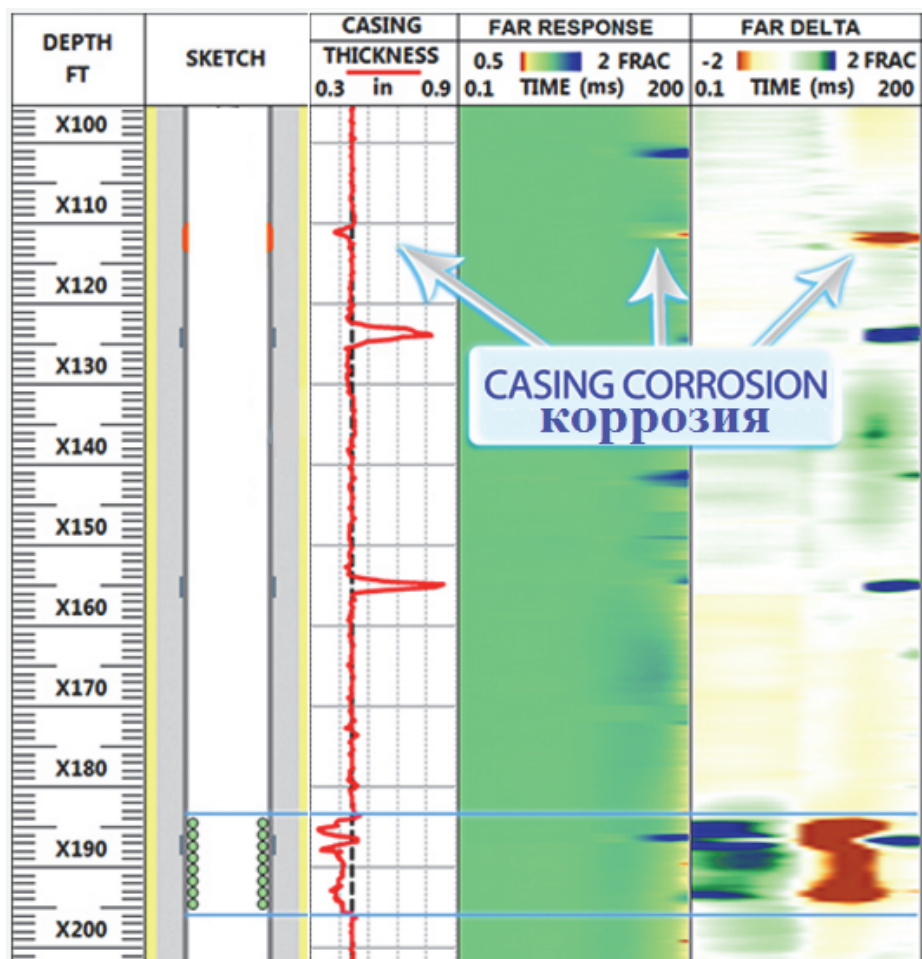


Рисунок 4 – Пример работы прибора МИД Empulse

### Выводы

В настоящее время создана высокоэффективная технология магнитной интроскопии, магнитоимпульсной дефектоскопии и других методов для оценки технического состояния (ОТС) эксплуатационных колонн скважин.

Достоверное определение герметичности и нарушений обсадных колонн позволят длительную эксплуатацию БС и сделают ЗБС более эффективной, экономичной.

### Список литературы

1. [http://gskneft.ru/services/assessment\\_of\\_the\\_technical.html](http://gskneft.ru/services/assessment_of_the_technical.html)
2. Методика обследования технического состояния обсадных колонн скважин с применением магнитного интроскопа: РД 153-39.0-430-05: утв. ОАО «Татнефть» 2006;
3. [http://studbooks.net/1795577/geografiya/trebovaniya\\_vyboru\\_skvazhin\\_bu\\_reniya\\_bokovyh\\_stvolov](http://studbooks.net/1795577/geografiya/trebovaniya_vyboru_skvazhin_bu_reniya_bokovyh_stvolov)
4. <http://tgtoil.ru/technologies-applications/empulse-multi-string-imaging/>

## АНАЛИЗ ПРИЧИН САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

Поляков Н.Н., Аксенова Н.А., Харитонов Т.А.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Возникновение осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири обусловлено наличием в геологическом разрезе высококоллоидальных глин, которые при воздействии буровой промывочной жидкости (БПЖ) гидратируются, диспергируются и набухают. В конечном итоге происходит отклонение параметров бурового раствора от заданных значений, нарушение устойчивости ствола скважины (осыпи и обвалы), прихват бурового инструмента, сальникообразование, снижение механической скорости бурения и коммерческой скорости строительства скважин.

Безаварийное бурение скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых промывочных жидкостей, что хотя и требует значительных средств, зато экономит затраты непроизводительного времени на работы, связанные с авариями, осложнениями, проработками и промывками, длительностью и результатами освоения.

Сальникообразование – налипание вязкой глины с частицами выбуренной породы на бурильном инструменте (рисунок 1). В зависимости от содержания воды сальники имеют различную степень пластичности и с трудом поддаются разрушению. Сальникообразование вызывает тяжелые затяжки и прихваты бурильной колонны, заканчивающиеся во многих случаях торпедированием. Кроме того, при подъеме бурильной колонны с сальником могут происходить обвалы, проявления, поглощения т.п.



Рисунок 1 – Фотографии сальников на буровом инструменте

Так, например, при анализе частоты возникновения затяжек на Фёдоровском месторождении по 19-ти скважинам, пробуренным долотами РДС, наблюдались 84 затяжки, что в среднем составило 4,4 затяжки на одну скважину. На Рускинском месторождении в пяти скважинах, наблюдалось 19 затяжек – 3,8 затяжек на одну скважину. Наибольший процент возникновения затяжек приурочен к интервалам залегания Вартовской, Мегионской, Баженовской и Георгиевской свит представленных в основном аргиллитами с глинистостью 13–18 % (рисунок 2).

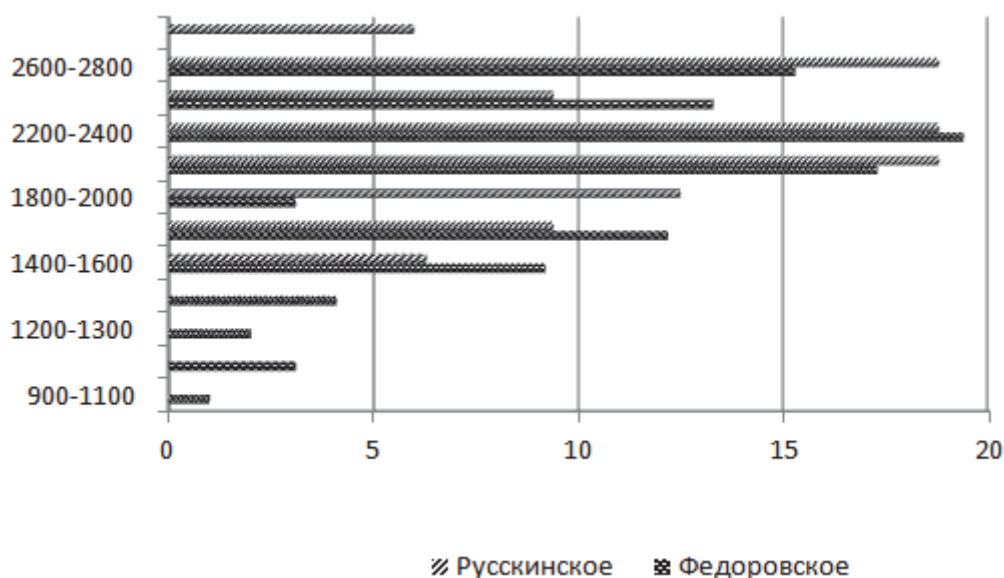


Рисунок 2 – Частота возникновения затяжек в различных интервалах на Рускинском и Федоровском месторождениях

Причинами образования сальников являются: недостаточная выносящая способность восходящего потока; низкое качество БПЖ и несоответствие его параметров геологическим условиям; недостаточное количество смазывающих добавок; плохая очистка бурового раствора; применение типов долот несоответствующих геологическим условиям бурения; неправильный режим бурения и промывок; сгребание глинистой корки при СПО; нарушение герметичности бурильных труб; низкая ингибирующая способность бурового раствора; длительные остановки бурения во время ремонта, когда инструмент, находясь в открытом стволе, длительно «расхаживается» на одном месте.

Сальник образуется как за счет налипания глины непосредственно на долото, так и за счет дополнительного налипания глины (обрастания) на уже сформировавшийся начальный слой сальника. При этом выбуренная глинистая порода интенсивно впитывает воду из бурового раствора, а прочность ее адгезионного контакта увеличивается. Процесс смачивания частиц глинистой породы свободной водой из бурового раствора, их дальнейшего слипания

друг с другом, а также металлом бурильного инструмента, а именно шарошек долота и других элементов КНБК, что доказано графической зависимостью, предложенной Эриком ван Оортом (рисунок 3) [1].

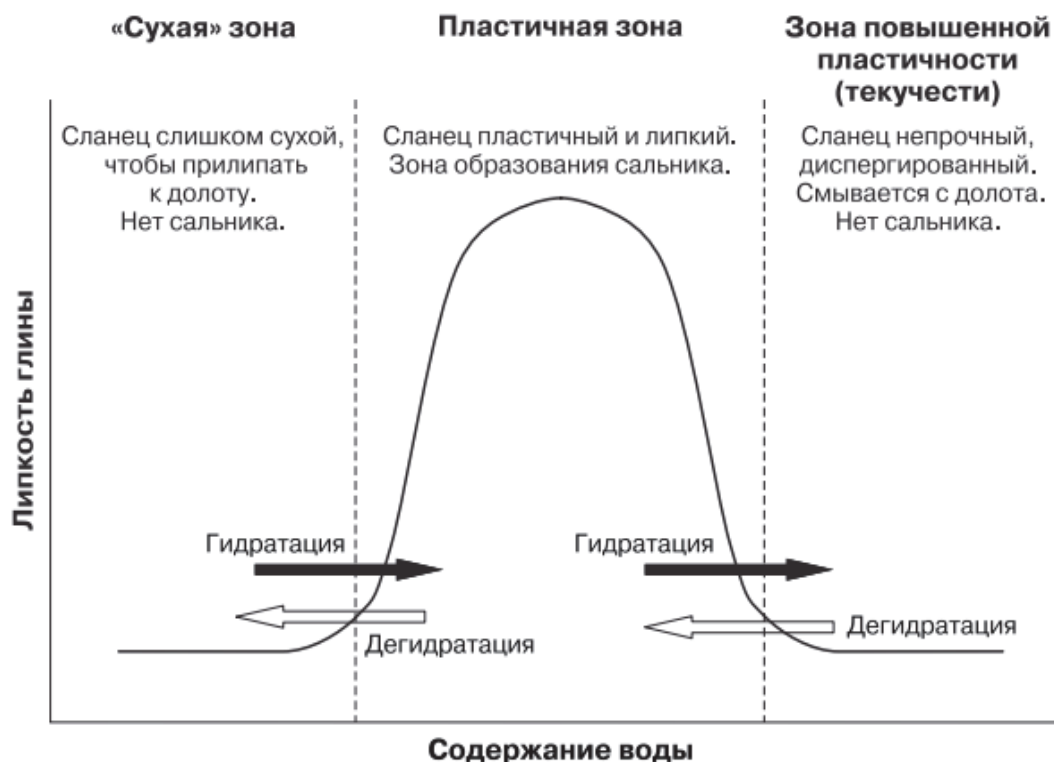


Рисунок 3 – Влияние влажности глинистой породы на образование сальника

Сухая глина не обладает склонностью к прилипанию. При увеличении содержания воды пластичность глины повышается и увеличивается ее склонность к прилипанию, дальнейшее увеличение содержания воды приводит к ее диспергированию и она легко смывается струями бурового раствора. По приведенному графику видно, что зона повышенного риска образования сальника относится именно к пластичному состоянию разбуриваемой глинистой породы.

Признаками сальникообразования могут служить: падение механической скорости; появление затяжек при отрыве от забоя; увеличение крутящего момента при вращении инструмента; возрастание давления в нагнетательной линии на 1–1,5 МПа; в тяжелых случаях резкое повышение давления при отрыве долота от забоя или при подходе к забою; закупорка со сработкой предохранительных клапанов; появление затяжек при подъеме и посадок при спуске; резкое увеличение глинистой составляющей (МВТ), упрочнение структуры раствора; наличие кусков породы и глинистой корки в желобах и на виброситах; при сальникообразовании, сопровождающемся прихватом бурильного инструмента, частичная или полная потеря циркуляции.

Для предотвращения образования сальников необходимо еще на этапе проектирования скважины принимать определенные технико-технологические решения. Так, конструкция скважины должна проектироваться с учетом обеспечения достаточной выносящей способности потока по всему стволу, исходя из существующих технических средств, технологических рекомендаций и накопленного опыта. КНБК по возможности должна содержать меньше элементов, изменяющих ее сечение.

Для предотвращения образования глинистых сальников на долоте или КНБК буровой раствор обрабатывать «антисальниковыми» добавками на основе гидрофобных ПАВ, позволяющих снизить поверхностное натяжение, повысить смазывающую способность, уменьшить степень налипания глины и одновременно обладающих ингибирующими свойствами. Эти добавки следует добавлять в раствор при наращивании и при возникновении признаков сальникообразования.

В случае появления затяжек и повышения давления во время очередного отрыва от забоя углубление следует прекратить и проработать ствол на длину ведущей трубы до их исчезновения и только после этого продолжить углубление, участвовав отрывы от забоя до нормализации положения.

Сальник может образовываться непосредственно после спуска долота в результате сгребания глинистой корки. Поэтому при спуске нового долота необходимо прорабатывать призабойную зону на длину КНБК, но не менее 15–20 м со скоростью не более 1 м/мин., после чего обкатать долото и начать бурение с нагрузкой 3–4 тонны с отрывами от забоя через 10–15 минут в течение 30–40 минут. После этого постепенно довести нагрузку до программной и, убедившись, что бурение идет нормально, продолжить его с заданным режимом.

При появлении признаков образования сальника в процессе бурения необходимо: прекратить углубление скважины и многократно проработать призабойный интервал с частыми отрывами от забоя, стараясь разрушить образовавшийся сальник; проверить качество БПЖ (вязкость, СНС, водоотдачу, РН, содержание нефти и другие параметры, предусмотренные программой подрядчика по СБР) и при необходимости обработать его; после исчезновения признаков сальника временно снизить нагрузку на долото, участить отрывы от забоя и проработку. В тяжелых случаях (затяжки, закупорки и т.д.) необходимо прекратить углубление и поднять бурильную колонну.

При возникновении затяжек во время подъема бурильной колонны свыше 10% от собственного веса, следует прекратить подъем, пропустить долото как можно ниже места затяжки в зону свободного хождения (но не менее 1-й трубы). Восстановить циркуляцию с минимально возможной производительностью насоса, доведя ее по мере нормализации давления до полной; промыть скважину с обработкой БПЖ и разрушить сальник путем вращения и продольного перемещения инструмента (проработок) на длину ведущей трубы. Освободить инструмент разрешается натяжками сверх



собственного веса, каждый раз увеличивая натяжку не более чем на 5 т и по сравнению с предыдущей и при условии нормального сбивания вниз.

Проведенный анализ причин образования сальников показал, что из восьми причин в пяти случаях сальники образуются из-за буровой промывочной жидкости, её свойств и состава. Наиболее простым и эффективным способом предотвращения образования сальника в процессе бурения является введение в раствор “антисальниковых” гидрофобизирующих добавок, которые адсорбируются на поверхности раздела фаз (долоте, глине). Основные гидрофобизирующие соединения: 1) алкилированная янтарная кислота и ее производные; 2) эфиры жирных кислот и многоатомных спиртов; 3) производные оксикарбоновых кислот; 4) оксиэтилированные жирные кислоты; 5) азотсодержащие соединения.

При добавлении “антисальниковой” добавки в БПЖ происходит формирование слоя ПАВ на поверхности металла, контактирующего с буровой жидкостью. Полярные части молекул ПАВ ориентируются к поверхности металла, а неполярные алифатические радикалы – в сторону водной фазы, что приводит к гидрофобизации металла и образованию на его поверхности слоя адсорбированного активного вещества.

Практика бурения показала, что высокую эффективность, в частности в условиях Западной Сибири, обеспечивают ингибиторы образования сальников “Driltal 131” и “Driltal 134” производства итальянского концерна «Lamberti SPA»; “FREE PIPE” компании ООО «Ойл Энерджи», реагенты ДПС, Оптибур, Антистик научно-производственного объединения «Буринтех»; Ингидол – ДТ фирмы ООО «Химпром»; противосальниковая добавка Детергент HS<sup>TM</sup> – ГК «Миррико» и др.

## Список литературы

1. Eric van Oort, E. On the Physical and Chemical Stability of Shales, J.Petr. Sci. Eng. 38 (2003), p. 213-235.

## **МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОВОДКИ СКВАЖИН**

Попов А.В., Анашкина А.Е.

Тюменский индустриальный университет

В настоящее время добывающими компаниями осуществляется множество проектов по разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в то время как сетка разработки становится все более уплотненной, и расстояния между стволами скважин минимизируются. Поэтому данные

проекты требуют высокой точности определения положения скважин в пространстве.

Залог экономически эффективного бурения определяет удачное сочетание ряда факторов, среди которых важнейшую роль играет попадание пробуренных профилей скважин в намеченный круг или коридор допуска (рисунок 1). Данные круги (коридоры) допуска являются целями бурения и определены на основе геологических и гидродинамических особенностей каждого месторождения.

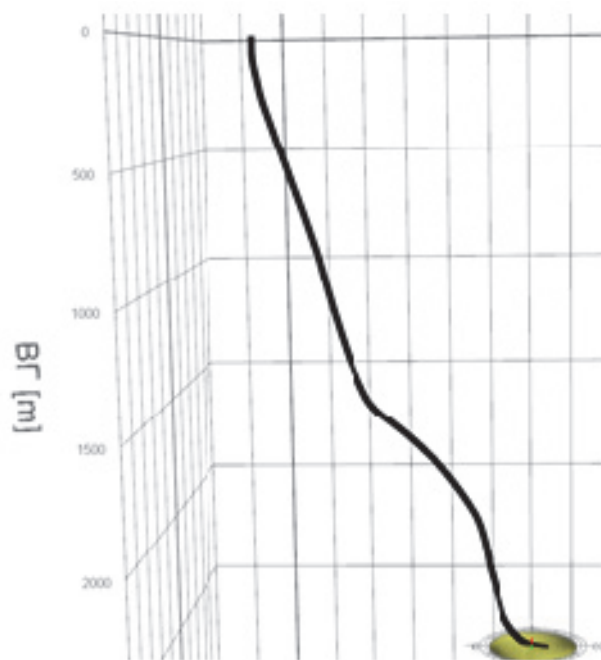


Рисунок 1 – Графическое отображение попадания профиля скважины в круг допуска

При бурении наклонно-направленных скважин главной целью является прохождение продуктивного пласта в заданной области под определенным углом. В случае, бурения горизонтальной скважины основной целью является пересечение продуктивного пласта в продольном направлении. Для предотвращения возникновения отрицательных явлений при проводке профиля и повышения точности проходки при направленном бурении применяют телеметрические системы. Применение телеметрических систем снижает затраты времени на ориентирование инструмента и инклинометрические исследования. Следует отметить, что каждая телеметрическая система, электронный измерительный прибор, допускает погрешности измерений.

На основе реальных скважинных исследований разработаны программные модели, способные учитывать погрешности измерений и автоматизировано формировать конус неопределённого положения фактического ствола скважины (рисунок 2).

Данные модели описаны во многих пользовательских информационных источниках в том числе, в электронных библиотеках SPE (общество нефтяных инженеров), SPE WPTS (общество нефтяных инженеров технический отдел скважинного позиционирования), ISCWSA (комитет промышленного контроля по точности измерений в стволе скважины), и на сайтах научных институтов, исследующих влияние геодезических условий на измерительные приборы.

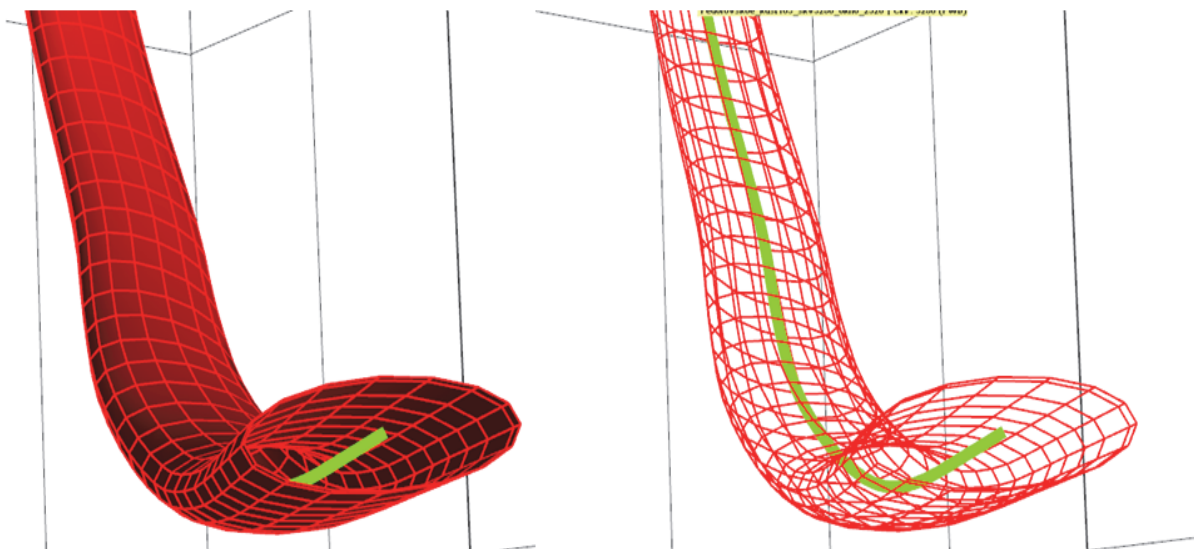


Рисунок 2 – Конус неопределённого положения фактического ствола скважины

В данной работе будут использованы модели: Revision 0(SPE 67616); Revision 1(SPE 90408); Revision 2(SPE 67616, SPE 90408); Revision 3(SPE 63275; Andy Brooks); Revision 4(OWSG).

Для определения позиционной неопределённости положения фактического ствола скважины с использованием вышеперечисленных моделей определена часть фонда скважин (боковых стволов), пробуренных при контроле одной телеметрической системой. Данные по 8 боковым стволам, имеющим различную глубину зарезки, были загружены в программный комплекс автоматизированного проектирования профилей скважин.

На данном этапе произведён анализ загруженных профилей по запрограммированным моделям для определения значений позиционной неопределённости положения фактических стволов скважин. Результаты анализа приведены в таблице 1.

Из технических документов выявлено, что у всех пробуренных скважин диаметр круга допустимого отклонения фактического профиля скважины от точки проектного забоя 10 метров. Однако, в процессе анализа результатов были выявлены 2 скважины (№ 14 и 18 А и Б месторождения), имеющие значительные показатели неопределённого положения ствола скважины, превышающие утверждённые лимиты отклонения.

Таблица № 1

## Показатели позиционной неопределённости положения фактического ствола скважины

Месторождение		А		Б					
Куст		1	2	3	4	5	6	7	8
Скважина		11	12	13	14	15	16	17	18
Инструмент	Модель ошибок	Полученные данные (m)							
ISCWSA MWD	Rev 0	1,882	7,2	7,19	15,75	9,6	8,2	8,33	16,17
	Rev 0 + AX	1,61	5,9	5,99	10,85	6,95	6,99	7,11	14,05
	Rev 0 + AX + SAG	1,61	5,9	5,99	10,85	5,1	6,99	7,11	14,05
	Rev 0 + SAG	1,882	7,2	7,19	15,75	6,59	9,21	8,33	16,78
	Rev 1	2,31	7,32	7,3	16,02	9,22	9,3	8,47	16,78
	Rev 1 + AX	2,094	6,08	4,06	10,92	8,3	7,018	7,25	15,28
	Rev 1 + AX + SAG	2,094	6,08	6,12	10,92	8,3	7,018	7,25	15,28
	Rev 1 + SAG	2,31	7,32	7,3	17,02	9,6	9,3	8,47	16,78
	Rev2	2,31	7,32	7,3	16,02	9,6	9,3	8,47	16,78
	Rev2 + AX	2,094	6,08	6,12	10,92	9,8	7,015	7,25	15,28
	Rev 2 + AX + SAG	2,094	6,08	6,12	10,92	9,8	7,015	7,25	15,28
	Rev 2 + SAG	2,31	7,32	7,3	17,02	9,6	9,3	8,47	16,78
	Rev3	2,456	7,67	7,65	16,02	8,2	9,88	9,12	17,23
	Rev3 + AX	2,258	6,62	6,65	11,88	8,5	7,79	8,05	15,92
	Rev3 + AX + ROT	2,16	6,08	6,12	11,17	8,55	10,6	7,34	15,62
	Rev 3 + AX + SAG	1,129	6,62	6,65	11,88	8,25	7,79	8,05	15,92
	Rev 3 + ROP	2,31	7,32	7,3	16,02	7,22	8,32	8,47	16,78
	Rev 3+SAG	2,456	7,16	7,66	16,02	9,62	9,88	9,12	17,23
	Rev 4	2,906	6,9	4,5	15,45	7,72	8,11	8,35	16,02
	Rev 4 + AX	2,894	6,7	6,8	16,12	5,5	7,93	8,28	15,9
	Rev 4+ AX + SAG	2,894	6,7	6,8	16,12	6,4	7,93	8,35	15,9
	Rev 4 + SAG	2,906	6,9	7	15,42	7,2	8,11	8,35	16,02

Для определения потенциальной возможности расположения профиля за контуром круга допуска введен коэффициент критичности, который в процентном соотношении площадей показывает при отрицательном значении запас, а при положительном процент потенциальной угрозы выхода за лимитированные пределы.

$$K_{кр} = 1 - \frac{V_{к.д.}}{V_{о.к.н.}}$$

где  $K_{кр}$  – коэффициент критичности

$V_{к.д.}$  – площадь фигуры круга допуска

$V_{о.к.н.}$  – площадь основания конуса неопределённости

$$V_{к.д.} = \frac{\pi * D_{к.д.}^2}{4},$$

где  $D_{к.д.}$  – диаметр фигуры допустимых значений

$$V_{\text{о.к.н}} = \frac{\pi * D_{\text{о.к.н}}^2}{4},$$

где  $D_{\text{о.к.н}}$  – диаметр основания конуса неопределенности

По результатам расчета коэффициента критичности можно сделать выводы, что сложность проводки скважин 14 и 18 А и Б месторождения очень значительна, поскольку показатель критичности в этих скважинах достигает 60%.

Проведенный анализ выявил, что при использовании данных моделей при определении позиционной неопределённости положения фактического ствола скважины из восьми пробуренных боковых стволов две имеют вероятность не попадания в круг допуска до 60%. Из вышеизложенного можно сделать выводы о наличии погрешностей измерительных приборов, уточнение которых можно произвести путем проведения ГИС с расчетной оптимальной глубиной для достоверного попадания в цель.

Для достоверного попадания фактического профиля в круг допуска рассмотрим второй из предложенных выше вариантов. При решении проблемы таким способом необходимо применять высокоточные геофизические зонды.

Анализ результатов многовариантных расчетов полученных значений показывает необходимость включение в план работ при бурении бокового ствола дополнительных ГИС для скважины:

- 1432 на глубине с 2600 (зенитный угол в данном интервале  $12^\circ$ , пространственная интенсивность  $0,3^\circ$  на 10м)
- 7385 на глубине с 3000 (зенитный угол в данном интервале  $48^\circ$ , пространственная интенсивность  $1,4^\circ$  на 10м)

При проведении ГИС в автоматизировано подобранных интервалах будет достигаться достоверное попадание в утверждённые лимиты круга допустимых значений фактического профиля с запасом от 7%.

## **Рекомендации**

1. Для повышения определения качества ствола скважины рекомендуется во время бурения проводить дополнительные измерения ГИС с оптимальной глубиной, так как из-за точечного замера телеметрическая система не прорисовывает фактический профиль скважины.

2. Для повышения определения качества ствола скважины и недопущения критических ошибок при проводке ствола скважины рекомендуется для обработки данных использовать не устаревшее программное обеспечение BGGM для прогнозирования магнитного поля, а использовать геомагнитную модель высокого разрешения, которую обеспечивает новое программное обеспечение HDGM.

## Список литературы

1. Расчёт и корректирование траектории скважины при бурении: метод. указания / В. Ю. Близнюков, А. С. Повалихин, С. А. Кейн. – Ухта: УГТУ, 2014.
2. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Изд. СибНИИИП, 1986. – 138 с. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллагалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. – М.: Недра, 1988.
3. Публикации экспертной группы комитета промышленного контроля по точности измерений в стволе скважины «Greetings from the Society of Petroleum Engineers, Wellbore Positioning Technical Section» в SPE (Общество нефтяных инженеров) – SPE 90408; SPE 67616; SPE SPE 63275.
4. Лазько Е.В., Нестеренко А.В.. Состояние и тенденции российского рынка нефтесервисов на 2016 – Журнал №10 (Октябрь) 2016 «Бурение и нефть», ООО «Бурнефть», г. Москва, Каширский проезд, д. 21.
5. E. Lazko, A. Nesterenko, Deloitte – «Наклонно-направленное бурение – способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению» – ISSN 2410-3837.
6. «Скважин много не бывает? Объемы бурения в России растут» – Нефтесервис №02/2013 / Бурение – Издательская группа «Индустрия» – Россия, Москва, ул. Академика Челомея, д.3, корп.2.

## МНОГОСТВОЛЬНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Попова Ж.С., Овечкин А.В.  
Тюменский индустриальный университет

Многоствольная скважина – это скважина с одним или несколькими дополнительными стволами-ответвлениями от основного ствола.

Это может быть обычная добывающая скважина, уплотняющая скважина или боковой ствол/стволы, пробуренные из существующей скважины.

Различают многоствольные и многозабойные скважины.

Успешная многоствольная скважина, заменяющая несколько традиционных, может снизить общие затраты на бурение и заканчивание скважин, увеличить продуктивность и обеспечить более эффективный приток нефти из пласта.

Поиски и разведка месторождений многоствольными скважинами это эффективный способ особенно площадного геологоразведочного бурения, так как обеспечивает качественное выполнение геологического задания, а при бурении многоствольно-кустовых скважин и надежность подсчета запасов полезных ископаемых.

Применение многоствольных скважин может обеспечить более эффективное управление разработкой месторождения в целом и обеспечить повышение коэффициента извлечения нефти (КИН).

Первый патент на эту технологию был получен в США в 1929 г.

Единичные попытки бурения многоствольных скважин не имели заметного успеха и не получили дальнейшего развития.

Первая успешная многоствольная скважина была пробурена в Башкирии в 1953 г.

Это была скважина №66/45, пробуренная А. Григоряном.

Технология бурения многоствольных скважин была разработана и впервые успешно применена в бывшем СССР.

А. Григорян (1914-2005) предполагал, что гораздо эффективнее увеличивать проходку ствола при бурении скважин по уже известным нефтеносным пластам, чем бурить множество скважин с поверхности в надежде попасть в предполагаемую нефтеносную зону.

А.Григорян предложил бурить горизонтально-разветвленные скважины по аналогии с корнями у деревьев, которые расходятся в разные стороны, чтобы увеличить свое присутствие в почве.

Русский ученый К. Царевич подтвердил, что скважина с разветвленными стволами, пробуренными в продуктивной зоне, характеризующейся одинаковой проницаемостью, должна дать увеличение дебита пропорционально количеству стволов.

А.Григорян протестировал свою теорию в 1953 г, когда в Башкирии на месторождении Ишимбайнефти им была пробурена скважина 66/45, затраты на зарезку боковых стволов увеличило стоимость скважины в 1.5 раза, при этом дебит увеличился в 17 раз.

Развитие технологий многоствольного бурения в США также связано с А.Григоряном, куда он переехал в 1980-х годах, создав компанию Grigoryan Branched-Horizontal Wells.

В канадской провинции Альберта компания Shell была пионером в бурении сложных многоствольных скважин, в Мексиканском заливе – BP [1].

ГРС по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) делятся на многоствольные (рис.1) и многозабойные скважины (рис.2). Многоствольная скважина (МСС) – скважина, состоящая из одного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом находится выше вскрываемых горизонтов. Многозабойная скважина (МЗС) – скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов. По схеме заканчивания ГРС делятся на шесть уровней сложности [2], сложность возрастает с возрастанием уровня.

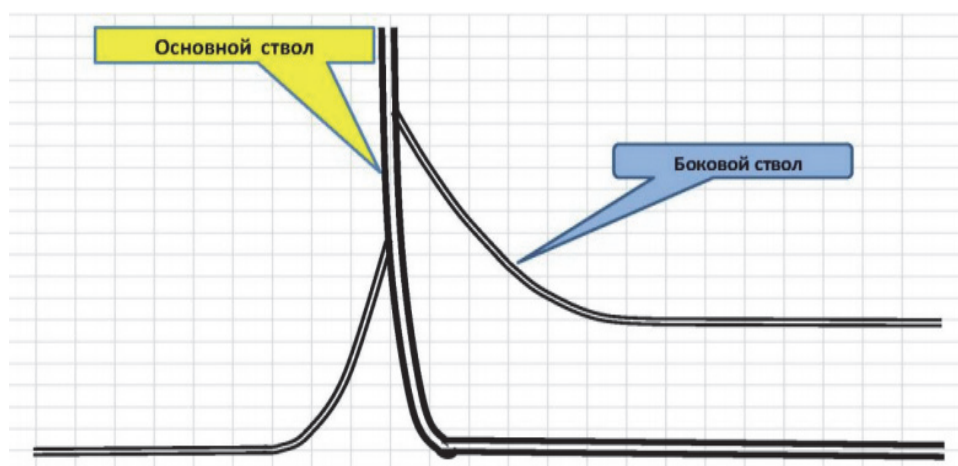


Рисунок 1 – Многоствольная горизонтально-разветвленная скважина

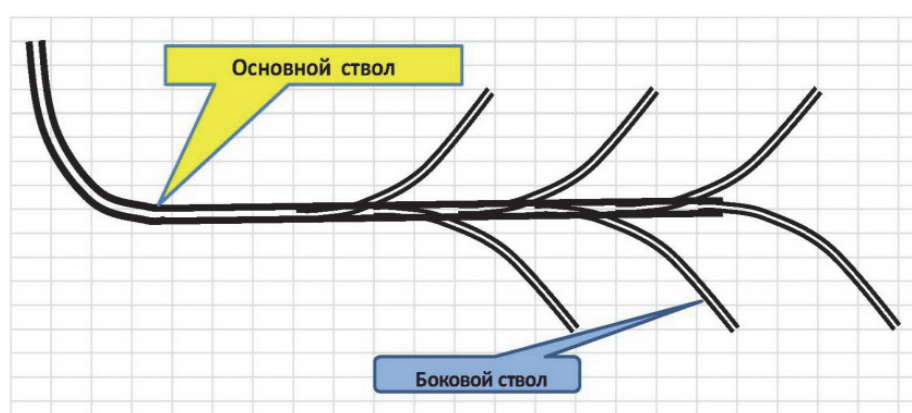


Рисунок 2 – Многозабойная горизонтально-разветвленная скважина

Растет популярность многоствольных скважин, когда из основного ствола скважины бурят несколько новых наклонных или горизонтальных боковых стволов. Эта технология позволяет уменьшить число скважин на месторождении и сделать экономически эффективной разработку мелких месторождений. Уменьшение числа скважин значительно снижает затраты на оборудование устьев, особенно при заканчивании морских скважин. С точки зрения геометрии, многоствольная скважина может просто иметь два противоположно направленных ответвления в одном продуктивном пласте – для улучшения условий вскрытия или ответвления имеют форму кисти, что позволяет вскрыть несколько пластов, расположенных на разных уровнях многопластового месторождения. Многоствольная конфигурация может применяться в одном пласте, чтобы увеличить площадь дренажа несколькими параллельными или расходящимися веерообразно боковыми стволами [3].

В настоящее время в России объемы строительства МЗС и МСС постепенно увеличиваются за счет привлечения новых технологий бурения и за-



канчивания ГРС, представленных такими зарубежными компаниями, как Weatherford, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes. Преимущества технологии строительства горизонтально-разветвленных скважин уже давно очевидны отечественным нефтедобывающим предприятиям. За отсутствием необходимости повторного бурения в вышележащих интервалах данная технология имеет ряд преимуществ: – экономия времени на бурение; – экономия средств на бурение и эксплуатацию; – уменьшение геологических рисков; – снижение вреда окружающей среде. Такие недостатки, как сложность оборудования для заканчивания скважин, конструкция скважины, повышенные риски при установке, ремонте и извлечении оборудования нивелируются очевидными достоинствами данной технологии [2].

### **Список литературы**

1. Развитие технологий многоствольного бурения. Деловой Журнал Neftegaz.RU. <http://neftegaz.ru/>.
2. Клиценко Г.В. Строительство горизонтально-разветвленных скважин в России. Современное состояние и перспективы // Региональная научно-техническая конференция магистрантов «Специальное инженерное образование – подготовка современных инженерных кадров». – Красноярск: СФУ, 2013.
3. Некоторые вопросы строительства многоствольных скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. № 10, 2013.

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИАНИОННОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ**

Шандра Н.А., Аксенова Н.А., Лубягина Н.В.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Из большого ассортимента химических реагентов, применяемых для приготовления буровых промывочных жидкостей, наиболее востребованы реагенты на основе природных биополимеров: крахмал, ксантановые полимеры, простые эфиры целлюлозы и крахмала. Основной причиной широкого применения целлюлозных реагентов является высокие реологические свойства и фильтрационные характеристики буровых промывочных жидкостей на их основе. В настоящее время из эфиров целлюлозы практическое применение нашли около 15 типов, одним из которых является натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы или КМЦ и более высокозамещенную КМЦ – полианионную целлюлозу ПАЦ.

Из-за высокой степени замещения 0,9–1,0 ПАЦ более растворима в воде и предпочтительнее ее использование в солёных и жёстких водах. В макромолекулах ПАЦ, характеризующихся сверхэквивалентной степенью замещения на карбоксиметильные группы, отсутствует периодичность чередования ангидроглюкозных звеньев одной природы из-за статистического распределения однотипных функциональных групп по длине молекулы. Поэтому микрофибриллы ПАЦ в пресном растворе предпочтительно приобретают структуру пространственного вытянутого конгломерата, что говорит об основной роли статистических молекул ПАЦ в формировании реологической модели системы.

Введение в буровой раствор ПАЦ увеличивает кажущуюся вязкость и предельное напряжение сдвига, что способствует хорошей выносящей способности раствора. Кроме того, полианионная целлюлоза обладает ингибирующей способностью в отношении глинистых пород за счет адсорбции полимера на поверхности и улучшает стабильность ствола скважины. ПАЦ понижает водоотдачу бурового раствора за счет образования тонкой, сжимаемой фильтрационной корки. Полимер стабилен в пресной, морской воде и в насыщенных растворах хлорида натрия. Только высокие концентрации двухвалентных ионов, таких как кальций и магний, могут повлиять на эффективность этого полимера. Полианионная целлюлоза относится к IV классу опасности, так как подвержена биологической деструкции с образованием нетоксичных соединений [1].

В настоящее время на рынке реагентов для регулирования свойств буровых растворов ПАЦ представлена в большом ассортименте марками отечественного и импортного производства: Celpol R (Metsa Specily, Финляндия); Celpol R (Noviant, Финляндия); PAC-R, PAC-L (Baroid, США); IDF FLR XL (M-I Drilling Fluids UK Ltd, Великобритания); Tylose ECH (Clariant, Швейцария); Drispac Regular (Chevron Phillips, США); AquaPAC R и AquaFLO HV (Hercules Aqualon, США); ПАЦ-В (ЗАО «Полицелл», Россия г. Владимир); ПАЦ – ВВ (ЗАО «Карбокам–Пермь», Россия, г. Пермь); ПАЦ-HV (ЗАО «ЛИЮАНЬ», Китай); Lam PAC R (Lamberti, Италия). Если рассматривать весь рынок реагентов для буровых растворов, то можно с уверенностью сказать, что импортные реагенты доминируют на рынке, что связано с недостаточно высоким соотношением цена и качество для реагентов российского производства, а так же рекомендациями производителей импортного оборудования по использованию реагентов определенных марок, как правило, импортных [2–3].

При таком разнообразии реагентов полианионной целлюлозы возникает необходимость оценить их качество в отношении регулирования фильтрационных и реологических свойств.

Исследование проводили на полимерглинистом растворе: 6%-ную глинистую суспензию обрабатывали двухпроцентным раствором полианионной целлюлозы в концентрации от 0,1–1%.

На рисунке 1 представлены зависимость показателя фильтрации от увеличения концентрации исследуемых полимеров Drispac Regular, Aqua Flo HV, Aqua Pac R, ПАЦ-В, PAC-R, ПАЦ-HV. Анализируемые полимеры являются хорошими понизителями водоотдачи. При концентрации 1% реагент Aqua Pac R снизил показатель фильтрации до 4 см<sup>3</sup>/30 мин, что является лучшим результатом.

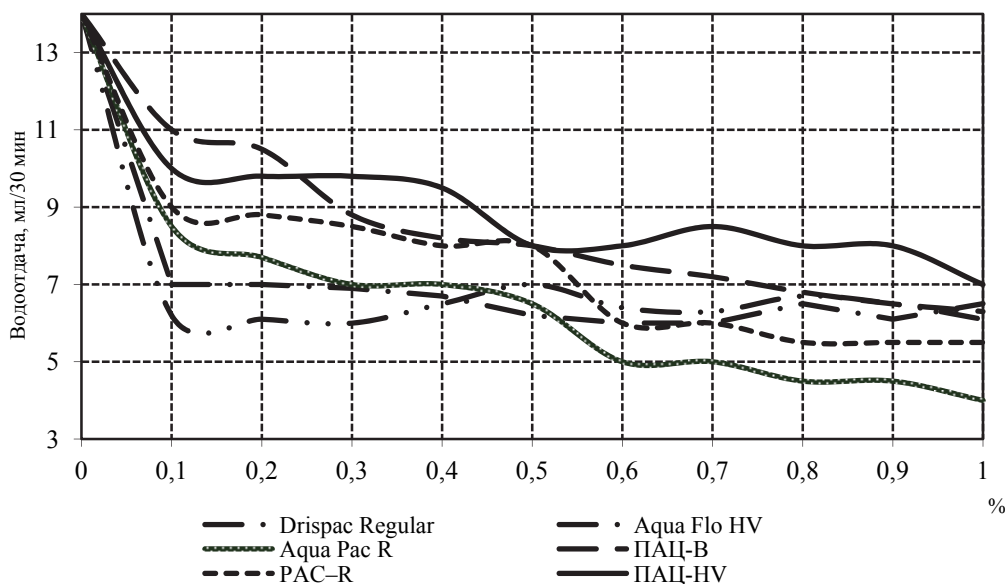


Рисунок 1 – Зависимость показателя фильтрации от увеличения концентрации полимеров

Как известно, формирующаяся в процессе бурения полимерглинистая фильтрационная корка во избежание возникновения прихвата, сужения ствола скважины и снижения качества цементирования колонн должна быть максимально тонкой и непроницаемой. На рисунке 2 представлены результаты измерения толщины фильтрационной корки вышерассмотренных полимерглинистых растворов [3].

Анализ результатов замера толщины фильтрационной корки показал, что наиболее тонкую корочку образуют растворы с добавками полимеров Drispac Regular с концентрацией 0,2–0,6 % и AquaFLO HV в концентрации 0,1–0,5 %.

Исследования влияния ПАЦ на структурные (тиксотропные свойства) оценивались по величине коэффициента тиксотропии: отношения статического напряжения сдвига за 10 мин к СНС за одну минуту. Наилучшие показатели тиксотропных свойств, а, следовательно, и удерживающей способности раствора в статических условиях имеют растворы, обработанные полианионной целлюлозой Drispac Regular и Aqua FLO HV (рисунок 3).

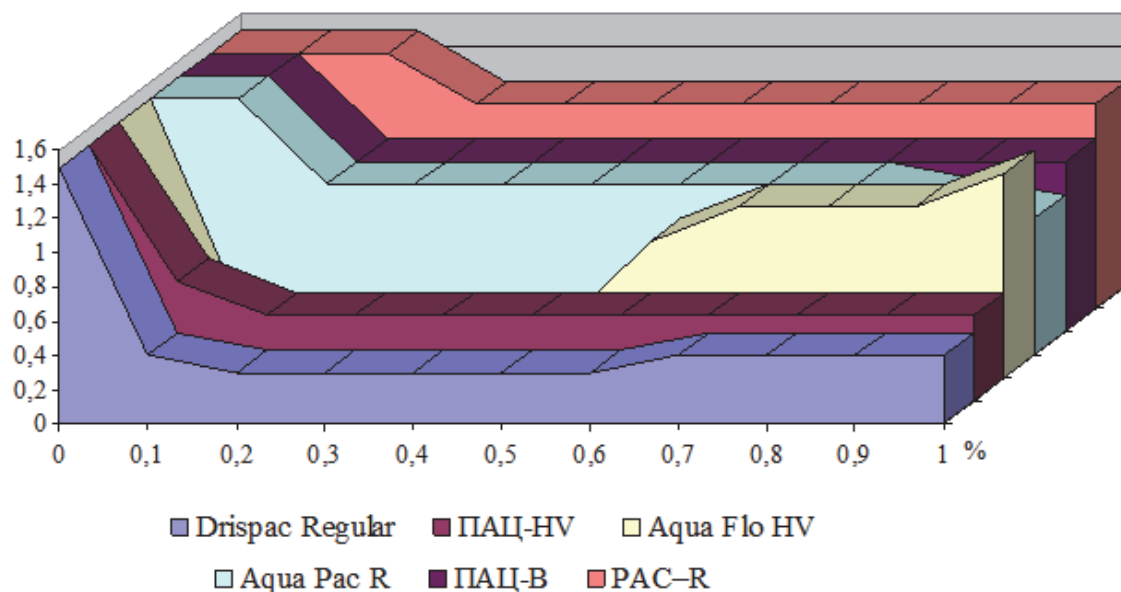


Рисунок 2 – Зависимость толщины фильтрационной корки от концентрации полимера

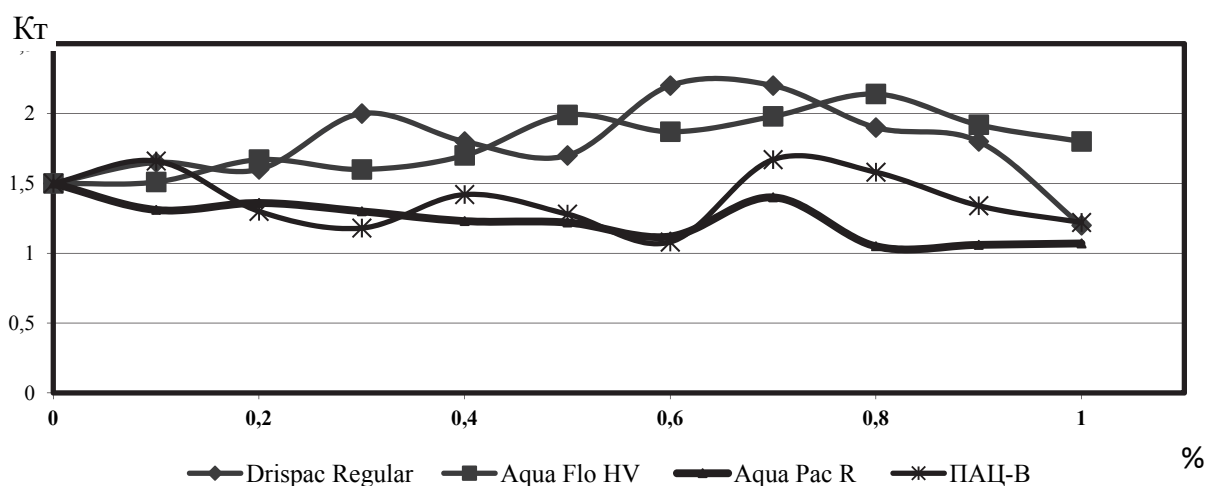


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента тиксотропии от концентрации полимеров

Пластическая вязкость бурового раствора зависит от концентрации размера и формы частиц твердой фазы, вязкости дисперсионной среды и определяется величиной сопротивления течению жидкости, возникающим в результате механического трения между частицами твердой фазы.

Оптимальный раствор для бурения горизонтальных скважин должен иметь умеренную вязкость при высоком пределе текучести ДНС: предел текучести или коэффициент пластичности  $KП = \tau_0 / \eta_{пл}, c^{-1}$ . Такой раствор является достаточно жидким, чтобы легко прокачиваться по буровым штангам и форсункам на породоразрушающем инструменте, сохраняя при

этом энергию гидравлической струи для разрушения грунта за счет гидромониторного эффекта. Из исследуемых растворов хорошие значения пластической вязкости 3–20 мПа·с в концентрации 0,1–0,3 % показывают Drispac Regular, Aqua FLO HV и Aqua Pac R (рисунок 4).

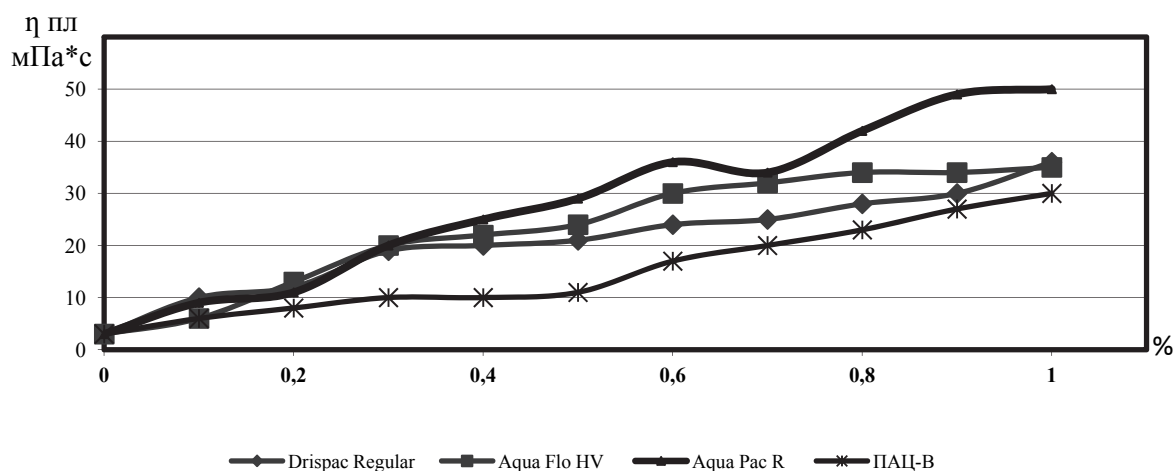


Рисунок 4 – Изменение пластической вязкости от концентрации полимера

Наилучшей выносящей способностью обладают растворы с полианионной целлюлозой Aqua FLO HV, имеющие максимальное значение динамического напряжения сдвига 161 дПа при минимальной вязкости 6 мПа·с при концентрации 0,1 (рисунок 5). Хорошие показатели коэффициента пластичности у отечественной ПАЦ-В в концентрации 0,5–0,6%  $K_{п}=23\div 29\text{ с}^{-1}$ .

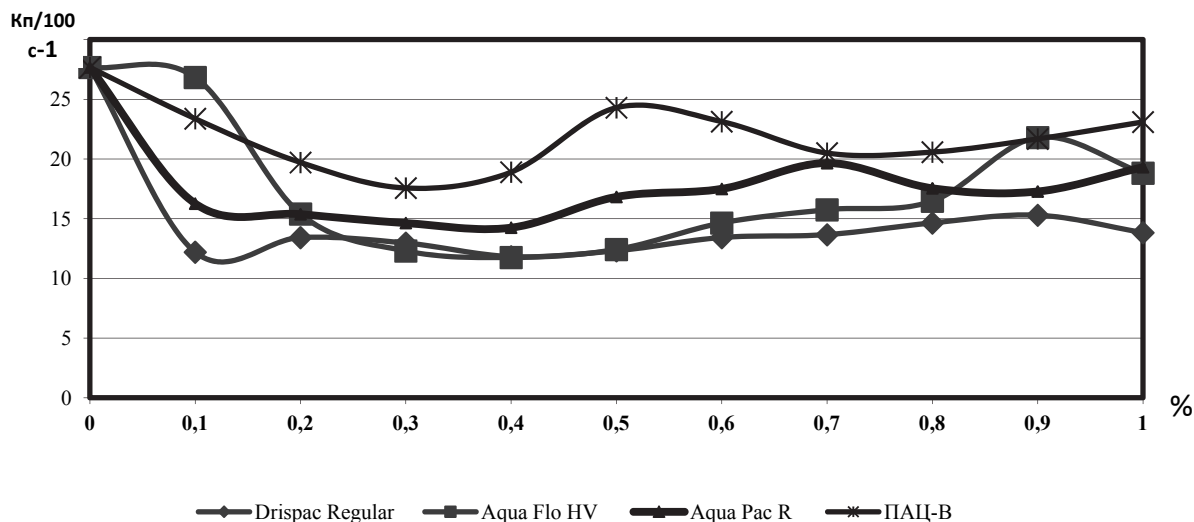


Рисунок 5 – Изменение коэффициента пластичности от концентрации полимера

В результате, на основании вышеизложенного, можно сделать вывод и рекомендовать к применению в буровых растворах полианионную целлю-

лозу Aqua Pac R. Однако нужно сказать и о том, что отечественная полианионная целлюлоза ПАЦ-В ненамного отстает по эффективности от зарубежных конкурентов.

Следует отметить, что некоторое несовершенство отечественных марок ПАЦ в сравнении с зарубежными аналогами, не снижает их практической значимости и конкурентоспособность на рынке буровых растворов в России. Существенно более низкая цена этих реагентов делает их применение экономически привлекательными.

### **Список литературы**

1. Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин. Аксенова Н.А., Рожкова О.В.: учебное пособие для вузов. – В 3 т. Тюмень: ТИУ, 2016.
2. Овчинников, В.П. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи». / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Л.А. Каменский, В.А. Федоровская // Бурение и нефть. – 2014. -№12. С. 24–28
3. Буровые промывочные жидкости / Конесев Г.В., Аксенова Н.А. В книге: Технология бурения нефтяных и газовых скважин // учебник для студентов ВУЗов: в 5 т. Тюмень, 2017. С. 7–301.

## СЕКЦИЯ IV. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Александров А.Н.  
Санкт-Петербургский горный университет

Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами на месторождениях высокопарафинистых нефтей является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей.

Высокая интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на месторождениях высокопарафинистых нефтей со сложными геолого-физическими условиями разработки приводит к значительному снижению эффективности эксплуатации скважин, что, в целом, затрудняет выполнение плановых показателей по добыче нефти. Широкое разнообразие свойств и состава АСПО требует обоснованного выбора конкретной технологии предупреждения образования и удаления АСПО с учетом геолого-физических и технологических условий эксплуатации скважин [1,2,3].

Выделяют две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов [3].

В целях борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению образования отложений (рис. 1) и их удалению (рис. 2).

Цель данной работы заключается в обосновании и выборе наиболее эффективной технологии повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на Кыртаельском нефтегазоконденсатном месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»).

Проведенный анализ геолого-физических условий разработки Кыртаельского месторождения показал, что осложняющими факторами при разработке основной нефтегазоконденсатной залежи D2st являются крайне сложное структурно-тектоническое строение залежей; высокий газовый фактор, равный в среднем  $G_0=231$  м<sup>3</sup>/т с высоким давлением насыщения  $P_{нас}=27,4$  МПа, а также высокое содержание парафина (до 20,8 масс. %). Температура начала образования АСПО на стенках внутрискважинного оборудования для горизонта D2st примерно составляет  $T=37-39$ °C.



Рисунок 1 – Методы предупреждения образования АСПО

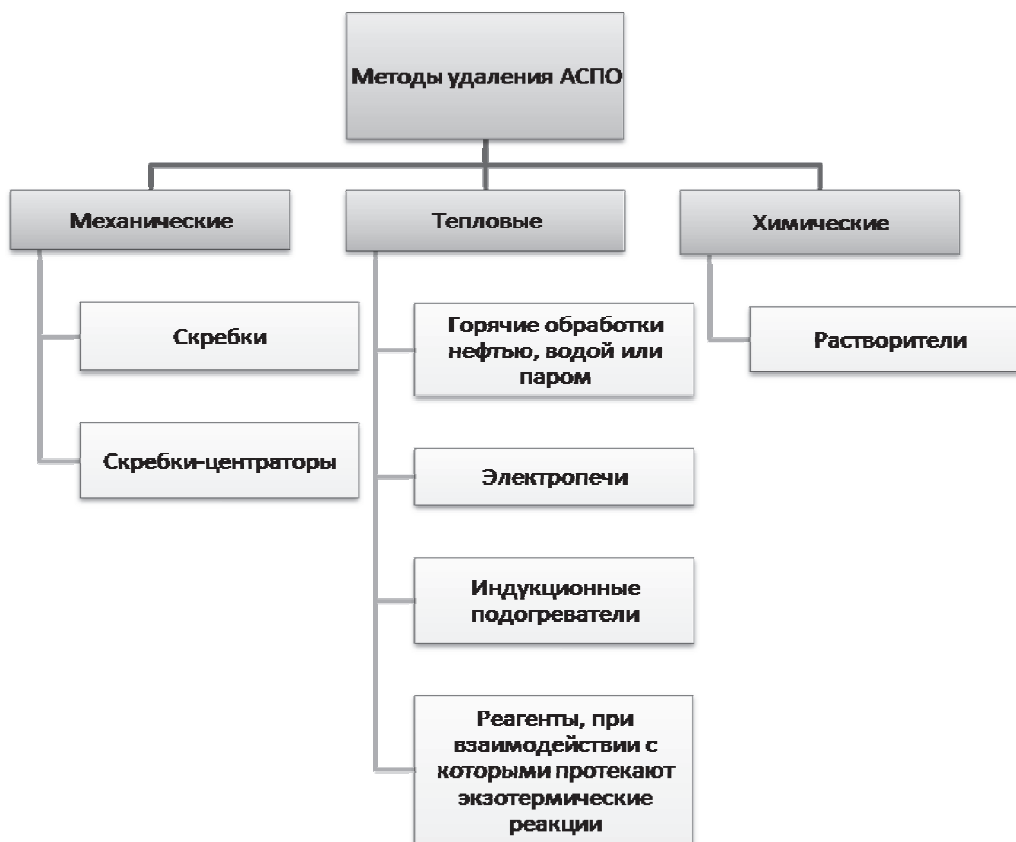


Рисунок 2 – Методы удаления АСПО



Другой проблемой, возникающей при эксплуатации большинства добывающих скважин, является низкий межочистной период (МОП) в силу интенсивного образования парафиновых отложений на подземном оборудовании при изменении термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах, а также высокой доли отказов по причине интенсивного выноса мехпримесей (рис.3).

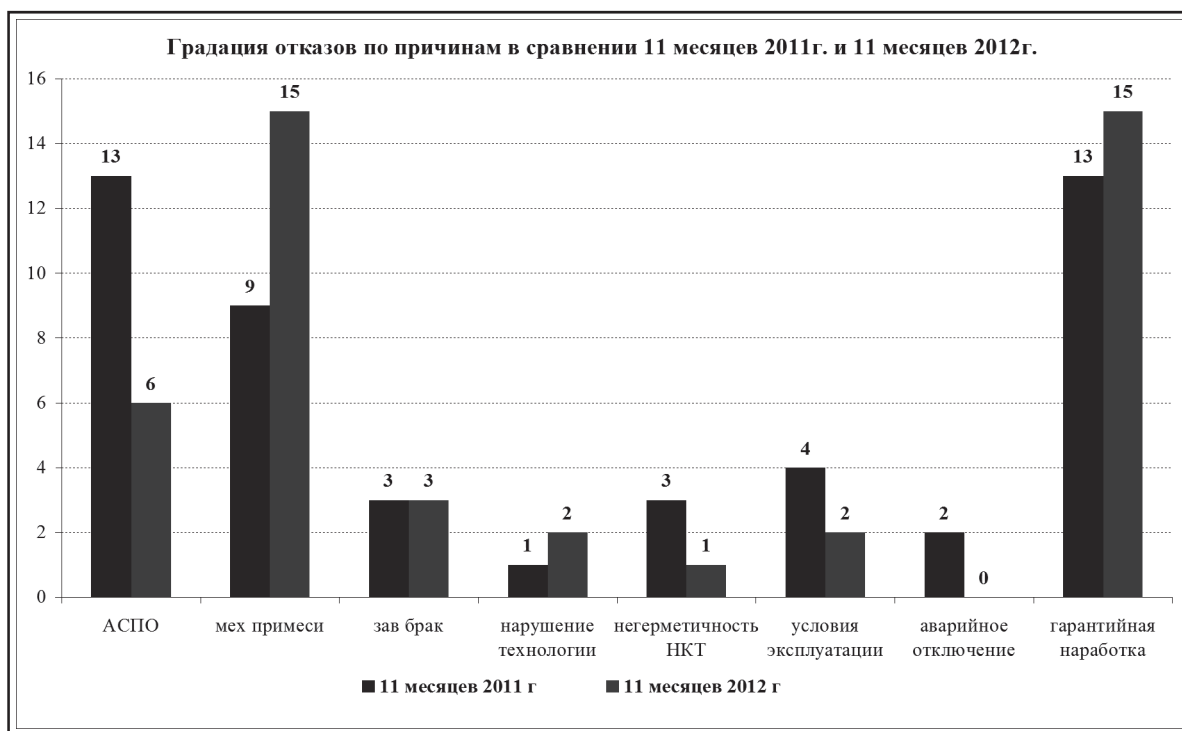


Рисунок 3 – Градация отказов УЭЦН по причинам в сравнении 11 месяцев 2011 г. и 11 месяцев 2012 г.

С целью увеличения МОП и повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования АСПО предлагается внедрить на скважине – кандидате № 407, входящей в список осложненного фонда по причинам АСПО и высокий газовый фактор:

1) погружную насосно-эжекторную систему для добычи нефти с извлекаемым струйным насосом типа ЗСН-73 в износостойком исполнении. Модификация струйного насоса ЗСН-73 оснащается корундовым обратным клапаном и (по спецзаказу) шламоуловителем. Износостойкие материалы обеспечивают стабильность параметров и отсутствие износа при длительной эксплуатации;

2) капиллярную систему подачи ингибитора парафиноотложений ФЛЭК ИП-107 на прием УЭЦН (КС-2) с целью предупреждения образования АСПО на внутренней поверхности НКТ.

Одним из эффективных методов борьбы с АСПО на фонде скважин с низким МОП (менее 30 суток) является применение реагентов-ингибиторов парафиноотложений.

Дозирование на прием насоса ингибиторов парафиноотложений осуществляется по скважинному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель, перед которым установлен протектолайзер для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода.

Выполнен подбор необходимого оборудования для скважины – кандидата № 407, входящей в список осложненного фонда по причинам: АСПО и высокий газовый фактор. Определена прогнозируемая зона интенсивного формирования отложений парафина в скважине № 407, которая составляет 1350–1500 м.

Технологический эффект комбинированного применения тандемной установки «ЭЦН-СН» и капиллярной системы подачи ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН (КС-2) выражается в увеличении среднесуточного дебита скважины по жидкости и нефти на 11,6 % за счет дополнительного отбора газожидкостной смеси струйным насосом, предупреждении фонтанирования по эксплуатационной колонне и образования парафиновых отложений в затрубном пространстве, а также в увеличении межочистного периода в 2 раза и сокращения количества проводимых мероприятий по тепловой обработке скважин горячей нефтью и газоконденсатом.

### **Список литературы**

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
2. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти. – М.: «Нефть и газ», 1996. – 150 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

Научный руководитель – Рогачев М.К., д-р. техн. наук, профессор.

### **АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Апасов Т.К.<sup>1</sup>, Апасов Г.Т.<sup>1</sup>, Ахундзаде Н.И.<sup>1</sup>, Мухаметшин В.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет;

<sup>2</sup> ОАО «НижневартовскНИПИнефть»

**Аннотация.** Одной из актуальных проблем на Самотлорском месторождении является проблема роста негерметичностей эксплуатационных ко-

лонн добывающих и нагнетательных скважин, вследствие этого обводненность добываемой продукции повышается, эксплуатация скважин становится нерентабельной. Для решения проблемы необходимо определить факторы и причины нарушений колонн, для этого было проанализировано 467 скважин по определению технического состояния эксплуатационных колонн. В итоге выявлено основной причиной появления негерметичностей в стенках эксплуатационных колонн в местах кривизны скважин, является следствием протекания электрохимической и фреттинг-коррозии в щелевых зонах, образуемых частями УЭЦН и колонной, а также в результате механического износа, вибрации.

**Ключевые слова:** коррозия, негерметичности эксплуатационной колонны, внутрискважинное оборудование, электроцентробежный насос, обводненность, скважины, месторождение, металл, повреждения.

Одной из актуальных проблем на Самотлорском месторождении является проблема роста негерметичностей эксплуатационных колонн добывающих и нагнетательных скважин, вследствие этого обводненность добываемой продукции повышается, эксплуатация скважин становится нерентабельной. Для решения проблемы необходимо определить факторы и причины нарушений колонн, для этого было проанализировано 467 скважин по определению технического состояния эксплуатационных колонн. При рассмотрении причин возникновения негерметичностей колонн, принят многофакторный подход и выделены три группы факторов: технологические, геохимические, субъективные. В итоге выявлено основной причиной появления негерметичностей в стенках эксплуатационных колонн в местах кривизны скважин, является следствием протекания электрохимической и фреттинг-коррозии в щелевых зонах, образуемых частями УЭЦН и колонной, а также в результате механического износа, вибрации. Было рассмотрено 230 интервалов негерметичности в эксплуатационных скважинах. На рисунке 1 приведен пример такой проекции по одной из скважин, где наглядно демонстрируется место возможного контакта колонн и насосного оборудования спускаемого в скважину в виде прямолинейных траекторий (выделено цветом – интервалы негерметичности) [1].

Из рассмотренных скважин причинами негерметичности эксплуатационных колонн являются в 49% случаев влияние зенитного угла (участки с явно выраженными касаниями стволов скважин и прямолинейных траекторий в интервалах негерметичности), в 6% скважин влияние азимутального угла, 45% – другие причины. В связи с этим можно предположить, что одним из факторов, влияющих на образование интервалов негерметичности эксплуатационной колонны, является установка электроцентробежного насоса. Для обоснования влияния работы погружного оборудования были приняты границы расположения глубины подвески погружного оборудования в интервале 50 м выше и 50 метров ниже интервала негерметичности колонны, при продолжительной работе в данном интервале [1, 2].

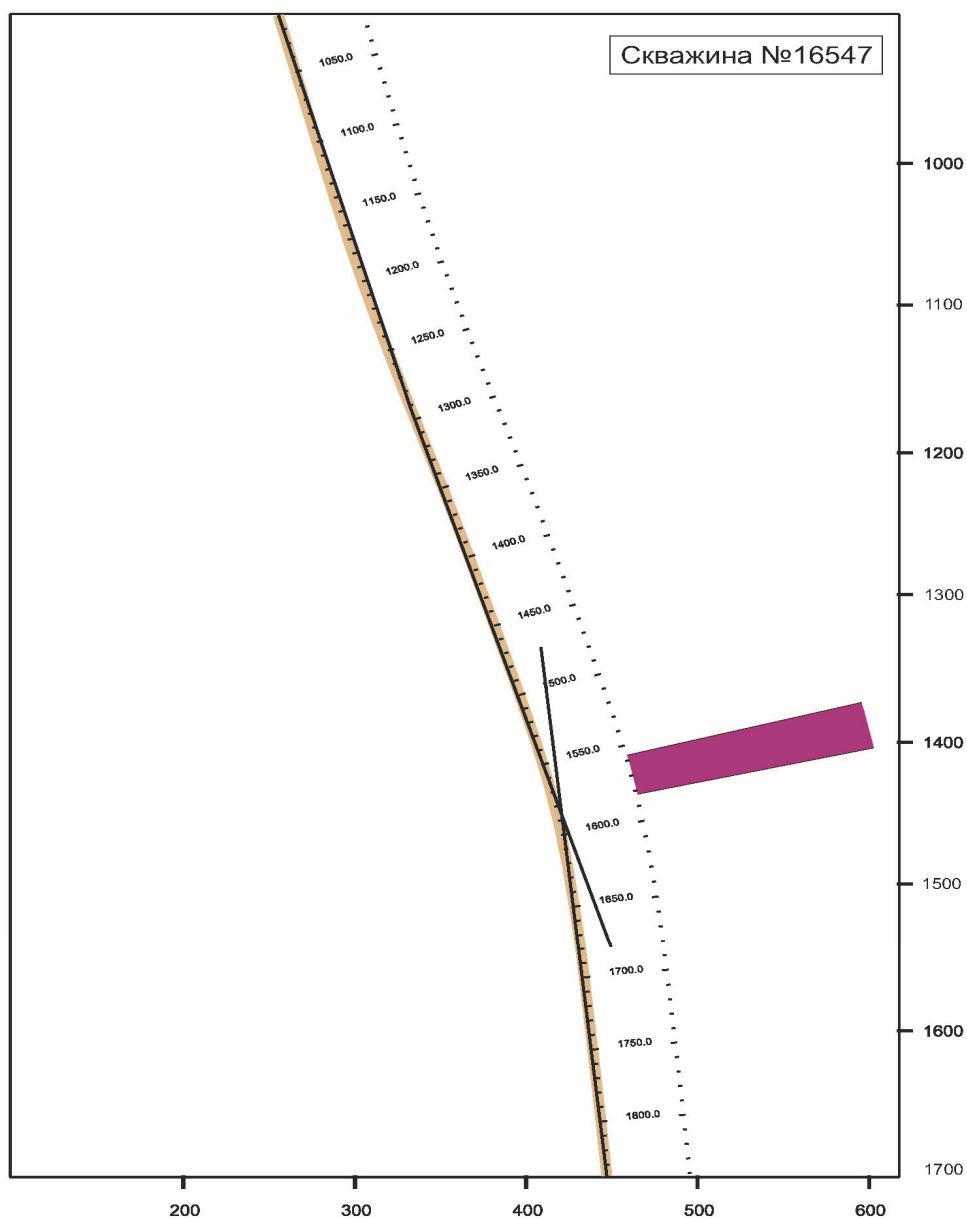


Рисунок 1 – Трехмерная проекция скважины с углом наклона в интервале негерметичности от 14 до 12 градусов

На месторождении в основном наблюдается внешняя и внутренняя коррозия колонны, которая протекают с различными скоростями, имеют разную степень опасности появления сквозных повреждений в стенках труб. Несмотря на то, что вырезка металла из тела эксплуатационной колонны с большой глубины представляет собой непростую задачу, был вырезан фрагмент металла с глубины 1700 метров из эксплуатационной колонны скважины 16227, после 17 лет работы. Внешний вид фрагмента, виды внутренней поверхности с язвенными повреждениями металла эксплуатационной колонны представлены на рисунке 2.

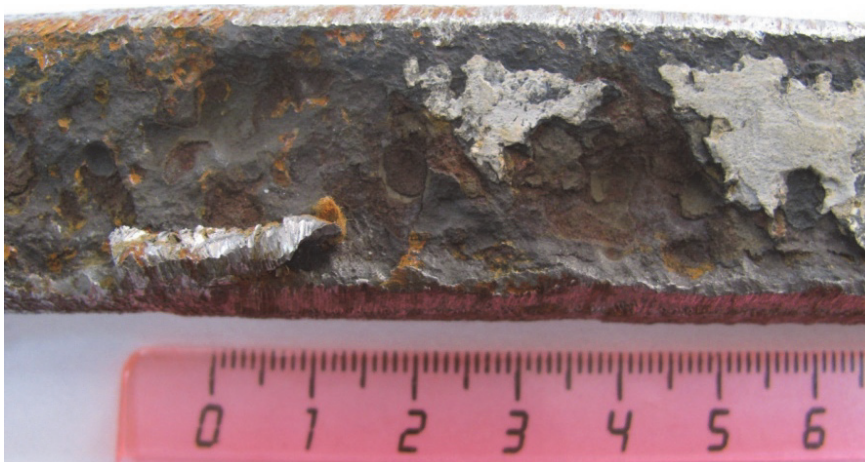


Рисунок 2 – Вид внутренней поверхности с язвенными повреждениями металла эксплуатационной колонны

Как видно из рисунка 2, местами поверхность металла покрыта слоем осадка, на участках, где он отсутствует, обнаружены коррозионные язвы размером от 1 до 3 мм в диаметре и от 5 до 20 мм в ширину. Дно и стенки язв покрыты осадком. Видны также области белого цвета, представляющие собой отпечатки тонкого слоя цемента.

На рисунке 3 представлен внешний вид обратной стороны фрагмента.

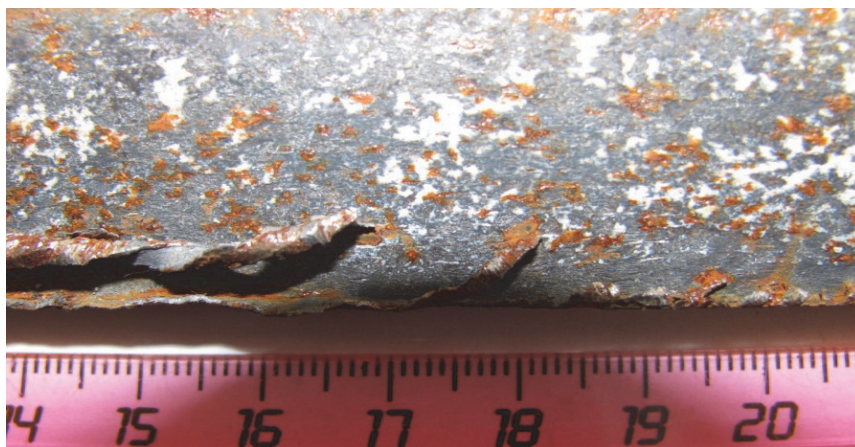


Рисунок 3 – Вид наружной поверхности эксплуатационной колонны скважины

На поверхности металла отсутствуют следы коррозионных повреждений (рис. 3), можно заключить, что коррозионный процесс локализуется на внутренней поверхности. Из-за реально имеющейся в большинстве скважин кривизны, определенные элементы установки электроцентробежного насоса, например, погружной электродвигатель и секции электроцентробежного насоса за счет большой массы могут смещаться и соприкасаться с эксплуатационной колонной. Схема расположения установки электроцентробежного насоса представлена на рисунке 4.

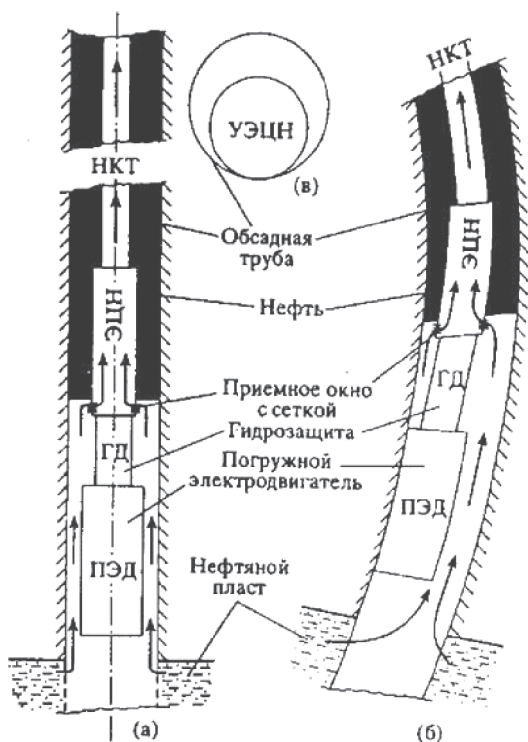


Рисунок 4 – Схема расположения элементов установки электроцентробежного насоса в скважине

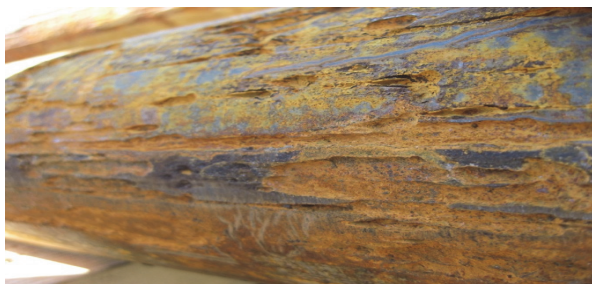
Для оценки возможности электрокоррозии рассмотрено состояние поверхности корпусов погружного электродвигателя (рисунке 5).



Этикетка секции ПЭД



Локальная коррозия в виде узких параллельных бороздок и овальных плато



Локальная коррозия поверхности в виде параллельных бороздок разной толщины + язвенная коррозия



Коррозия в виде одиночных язв круглой формы

Рисунок 5 – Коррозионные повреждения погружного электродвигателя

Как видно, имеют место значительные повреждения корпусов погружного электродвигателя, в том числе в виде продольных бороздок по всей их длине, что говорит об их механическом происхождении. Анализами было установлено, что скорость разрушения корпусов погружного электродвигателя может составлять от 8 до 43 мм/год. Если представить, что с такой скоростью идет разрушение эксплуатационной колонны, то имело бы место массовое появление негерметичностей. На практике этого не наблюдается, что говорит в пользу гипотезы о возникновении коррозионного элемента, в котором анодом является корпус погружного электродвигателя, катодом – эксплуатационная колонна. При такой схеме, происходит разрушение анода, в то время как скорость коррозии катода примерно в 50–100 раз меньше [2, 3]. Кроме того, в местах непосредственного контакта корпуса погружного электродвигателя и эксплуатационной колонны электрохимическая коррозия дополняется так называемой фреттинг-коррозией, то есть коррозией, сопровождающейся трением и вибрацией соприкасающихся частей конструкции. Последующий контакт металла в местах износа с пластовой водой приводит к появлению очагов коррозии.

Выводы и рекомендации:

1. Визуальный осмотр поверхности металла, вырезанного из эксплуатационной колонны скважины 16227, показал, что коррозионный процесс локализуется на внутренней поверхности колонны.

2. Появление негерметичностей в стенках эксплуатационных колонн в местах кривизны скважин является следствием протекания электрохимической и фреттинг-коррозии в щелевых зонах, образуемых частями УЭЦН и колонной, а также в результате механического износа, вибрации.

## Список литературы

1. Мухаметшин В.Г., Завьялов В.В., Канзафаров Ф.Я. и др. Исследование причин и характера нарушения герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №1. – С.22–27.

2. Мухаметшин В.Г., Завьялов В.В., Канзафаров Ф.Я. и др. Определение причин и характер нарушения эксплуатационных колонн Самотлорского месторождения для применения превентивных мер // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – №2. – С.18–24.

3. Апасов Т.К., Мухаметшин В.Г., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Исследования причин нарушения герметичности эксплуатационных колонн с применением модуля *ipr rms* (гохар) по Самотлорскому месторождению // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №2–2. – С. 64.

## ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И НКТ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

Апасов Т.К.<sup>1</sup>, Апасов Г.Т.<sup>1</sup>, Ахундзаде Н.И.<sup>1</sup>, Мухаметшин В.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет;

<sup>2</sup>ОАО «НишневартовскНИПИнефть»

**Аннотация.** В большей степени на работу скважин, оборудованных ЭЦН, к примеру, месторождений Нижневартовского региона, влияют вынос механических примесей, солеотложения, выпадение асфальто-смолистых-парафиновых осложнений (АСПО), но и проявляется коррозия погружного внутрискважинного оборудования. Проблема борьбы с коррозией особенно актуальна в связи с высокой обводненностью, коррозионностью пластовых жидкостей, кроме того на процесс коррозии влияет длительная эксплуатация скважин. Для комплексной защиты УЭЦН часто применяют алюминиево-магниевые и цинком протекторы.

**Ключевые слова:** протекторная защита, коррозия, НКТ, внутрискважинное оборудование, электроцентробежный насос, скважины, месторождение, внутритрубный протектор коррозии.

В большей степени на работу скважин, оборудованных ЭЦН, к примеру, месторождений Нижневартовского региона, влияют вынос механических примесей, солеотложения, выпадение асфальто-смолистых-парафиновых осложнений (АСПО), но в последнее время больше проявляется коррозия погружного внутрискважинного оборудования, дополнительно коррозия становится основной причиной нарушения герметичности эксплуатационных колонн. Проблема борьбы с коррозией особенно актуальна в связи с высокой обводненностью, коррозионностью пластовых жидкостей, обусловленной минерализацией технологических сред и наличием кислых примесей ( $H_2S, CO_2$ ). Кроме того, на процесс коррозии влияет длительная эксплуатация скважин, трубопроводов, соответственно, это вызывает износ оборудования и дальнейший рост частоты нарушений [1, 3].

Показателями качества воды, определяющими ее коррозионную агрессивность, являются: тип, pH и минерализация; содержание кислорода ( $O_2$ ), сероводорода ( $H_2S$ ), двуокиси углерода ( $CO_2$ ), хлорид-ионов; содержание ионов железа ( $Fe^{2+}, Fe^{3+}$ ); содержание механических примесей и нефтепродуктов. К примеру, если в водах содержатся хлорид-ионы, то они являются инициаторами питтинговой коррозии. Следует не допускать смешивания, в частности, пластовой и речной воды, так как это приводит к нарушению химического равновесия солей в воде и выпадению осадков, а также к синергизму действия коррозионных газов –  $CO_2, O_2$  и  $H_2S$  [1, 2]. Среди коррозионных повреждений внутрискважинного оборудования на Самотлорском, Ван-Еганском, Хохряковском, Ершовском месторождениях встречаются чаще локальная коррозия внутренней и внешней поверхности



НКТ, наружной поверхности УЭЦН, рабочих органов ЭЦН, металлической оболочки кабеля, обсадной колонны.

При эксплуатации скважин со временем агрессивность пластовой жидкости на месторождениях возрастает, вызывает коррозию наземного и подземного оборудования. Почти 80% ущерба от коррозии подземного оборудования приходится на списание НКТ из-за данного фактора. На втором месте идут убытки от отказов УЭЦН, вызванных непосредственно сквозной коррозией ПЭД и ЭЦН. Далее следуют убытки от списания кабеля. В целом, анализируя данный материал, можно сказать, коррозии внутрискважинного оборудования встречаются на: корпусе двигателя (наружная коррозия), выход из строя из-за пробоя статора нижнего или верхнего основания; ступенях насоса (наружная и внутренняя коррозия и солеобразование), засорение мехпримесями, быстро изнашивается вал насоса; трубах НКТ (наружная и внутренняя коррозия металла – сквозной язвенной коррозии по телу и по резьбовым соединениям с обрывом лифтовых колонн (полеты), в результате критического утончения стенки труб и муфт из-за углекислотной язвенной коррозии, а также, из-за растрескивания в сульфидсодержащей среде).

Для повышения эффективности антикоррозийной защиты разработаны исследователями компании ООО «Геопромышленные новации» технологии протекторной защиты. Для комплексной защиты УЭЦН часто применяют алюминий-магниево-цинковые протекторы. Схема размещения протекторной защиты, основанной на применении алюминий-магниево-цинковых протекторов для УЭЦН, на рисунке 2.

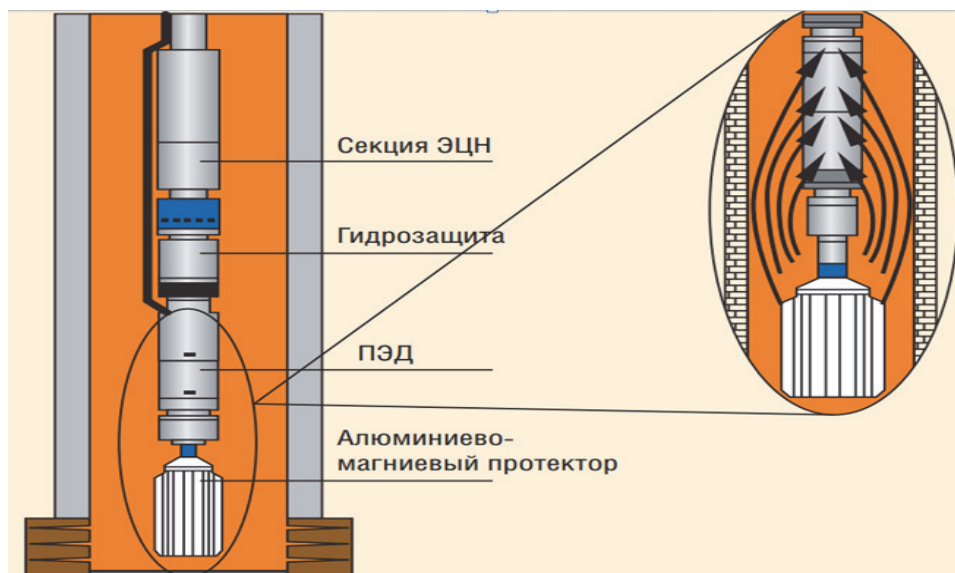


Рисунок 2 – Схема размещения протекторной защиты для УЭЦН

Обычно при эксплуатации основными местами локализации коррозионных повреждений подземного оборудования УЭЦН становятся корпуса ПЭД, протекторы, газосепараторы и корпус ЭЦН. Это объясняется тем, что

ПЭД и гидрозащита интенсивно омываются пластовой жидкостью-электролитом, тогда как ее движение в области ЭЦН и газосепаратора отличается меньшей активностью. Вместе с тем, использование протекторной защиты приводит к увеличению габаритных размеров насосной установки, а для обеспечения оптимального подбора протектора требуется подробная и достоверная информация об электрохимических характеристиках защищаемого металла, свойствах среды, покрытия, форме и размерах защищаемого оборудования, температуре и скорости потока [2, 3].

Для защиты от электрохимической коррозии стальных конструкций (ПЭД УЭЦН), применяются погружные протекторы, изготавливаемые из марки сплава алюминия, магния (ГОСТ 1583-93). Процесс защиты основан на превращении анодной зоны ПЭД в катодную посредством установки в хвостовике ПЭД протектора, выполненного из сплавов цветных металлов, при этом анодом становится погружной протектор, который отвлекает на себя процесс электрохимической коррозии. Конструктивно погружной протектор представляет собой трубу (тело протектора), внутри которого находится сердечник (сталь 3) с резьбой. Протекторы выпускаются 2-х видов длиной 1 м и 2.5 м. Нашли применение на месторождениях погружные протекторы, предназначенные для защиты от коррозии нефтепогружного оборудования в среде с повышенным содержанием углекислого газа и сероводорода: погружных электродвигателей ПЭД, погружных центробежных насосов УЭЦН, насосно-компрессорных труб (НКТ), муфт НКТ и т.п. Протектор изготовлен из алюминиевого сплава с добавлением магния и цинка, что обеспечивает его оптимальную работу в агрессивной среде. Сердечник протектора выполнен из стали марки Ст3 диаметром 20–50мм, имеющий резьбу, для использования его для различных диаметров труб НКТ. Протектор за счет ребер, дополнительно, является центратором, предотвращающим механические повреждения УЭЦН при спуске в скважину, на рисунке 3.

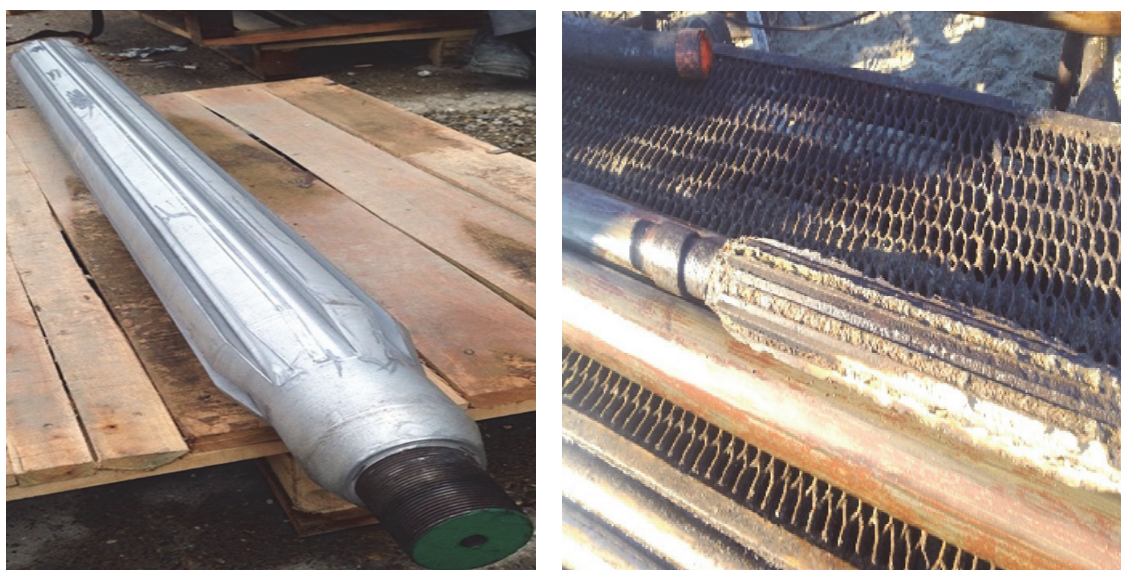


Рисунок 3 – Протекторная защита марки сплава алюминия, цинка

Принцип действия протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала при протекании тока в гальванической паре «Сооружение – Протектор».

Для защиты от коррозии насосно-компрессорные трубы (НКТ) применяются внутритрубный протектор коррозии (ВПК) на диаметр НКТ 60, 73, 89 мм. Принцип защиты НКТ заключается в следующем, по всей ее длине устанавливаются анодные элементы из материала, имеющего более высокий электрохимический потенциал по отношению к материалу колонны НКТ. Анодный элемент – металлический протектор выполнен в виде полого цилиндра, имеющего в верхней части пояс, выступающий относительно внешней образующей цилиндра. Внутритрубный протектор защиты от коррозии (ВПК) предназначен для снижения скорости коррозии в основном лифтовых соединениях НКТ, где в обычных условиях коррозия идет наиболее интенсивно. Процесс основан на превращении анодной зоны муфтовых соединений в катодную, посредством установки в муфтовых соединениях протекторов, выполненных из сплавов цветных металлов, при этом анодом становятся протекторы, которые отвлекают на себя процесс электрохимической коррозии. Протекторы данной конструкции устанавливаются в зоне муфтовых соединений НКТ при спуске колонны (один протектор на одну НКТ).

Проведены опытно-промышленные испытания протекторов коррозии (ВПК-73) компанией ООО «Геопромысловые новации» на скважинах Самолорского месторождения. С этой целью были подобраны и оборудованы ВПК в 7 скважин УЭЦН (5 скважин в НП-7 и 2 скважины в НП-5). Протекторы от коррозии устанавливались по всей длине подъемного лифта (в каждом муфтовом соединении). В результате испытаний средняя наработка по ЭЦН увеличилась с 154 суток до 338 (в 2,1 раза). Нарботка НКТ без покрытия увеличилась с 254 суток до 485 суток (в 1,9 раза).

На основании проведенных испытаний необходимо признать, что способ защиты НКТ внутритрубными протекторами коррозии ВПК является эффективным и дешевым способом защиты НКТ от электрохимической коррозии, образцы показаны на рисунке 5.

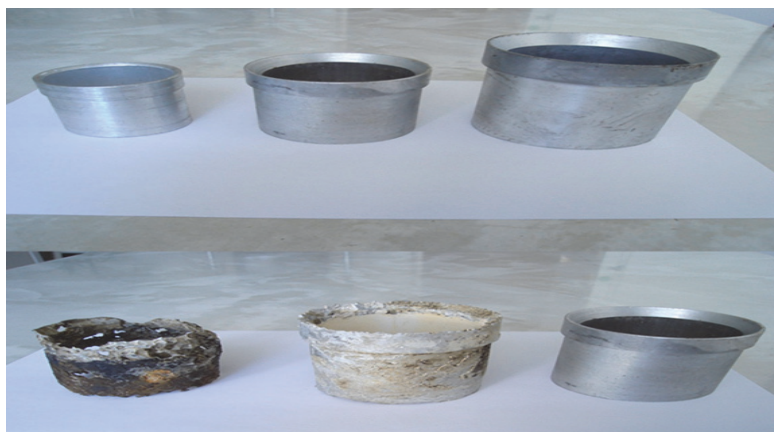


Рисунок 5 – Образцы протекторов ВПК до и после защиты НКТ

Дополнительно опытно-промышленные испытания (ОПИ) проведены на фонде скважин Ершовского месторождения, за время ОПИ ВПК-73 средняя наработка подвесок НКТ увеличилась на 22% с 232 до 284 суток. При визуальном осмотре отмечена обильная коррозия протекторов (до 90%) и отсутствие ярко выраженной коррозии на НКТ. Рекомендовано нефтегазодобывающим предприятием продолжить внедрение ВПК-73 на фонде скважин для защиты колонн НКТ от коррозионного воздействия.

Физико-химический процесс протекторной защиты объясняется тем, что в действующих эксплуатационных скважинах протекают процессы электрохимической коррозии, скорость которой зависит от электродного потенциала металла. Два металла, находящиеся в контакте друг с другом и имеющие разные потенциалы, образуют в электролите (водонефтяной смеси) микрогальванические пары. Металлы с более отрицательными потенциалами становятся в этих системах анодами и начинают разрушаться со значительно большими скоростями. Металлы с менее отрицательными или с положительными потенциалами растворяются с меньшими скоростями, т.к. играют роль катодов. Скорость разрушения анода зависит от разности потенциалов контактирующих металлов [3, 4]. Наиболее интенсивно коррозия происходит в муфтовых соединениях. В целях ее снижения производится катодная поляризация в муфтовых соединениях путем установки в них цилиндрических протекторов из сплавов цветных металлов. За счет этого анодная зона муфтового соединения искусственно превращается в катодную, а анодом становится протектор, который разрушается в результате коррозии.

Выводы и предложения:

1. Разработаны технологии протекторной защиты от коррозии и разные типы в зависимости от составляющих сплавов. Принцип действия протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала при протекании тока в гальванической паре «Сооружение – Протектор».
2. На основании проведенных испытаний необходимо признать, что способ защиты насосного оборудования и НКТ протекторами от коррозии, является эффективным и доступным способом защиты.

## Список литературы

1. Гофаров, Н. А. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений / Н.А., Гофаров, А.А. Гончаров, В.М. Кушнарченко. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2001. 239 с.
2. Ивановский, В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее // Инженерная практика, № 3, 2011, С. 18–25.
3. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого

газа. С.А. Князькин, А.В. Иоффе, М.А. Выбойщик, А.О. Зырянов // Металловедение и термическая обработка металлов, 2012, № 10, с. 10–14.

4. Шидгер М. А., Ашогин Ф. Ф., Ефимов Е. А. Коррозия и защита металлов. М.: Metallurgy, 1981, с. 358.

## **АНАЛИЗ ОТКАЗА СКВАЖИН С УЭЦН НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Значительное количество нефти, добываемой в ХМАО, поднимается на поверхность земли с использованием ЭЦН. Действующий фонд добывающих скважин Восточно-Сургутского месторождения на 96% оборудован установками ЭЦН. Для эффективной эксплуатации скважин необходима стабильная, надежная работа УЭЦН, но на их работу влияют множество факторов и осложнений. Коллектора в основном представлены мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, плотными глинистыми с характерной для данных отложений горизонтальной слоистостью. Коллектора полимиктового типа с некоторым преобладанием полевых шпатов над кварцем, второстепенным содержанием обломков пород и примесным – слюд.

На месторождении 72% скважин, оборудованные УЭЦН, эксплуатируются с забойным давлением, более 80 % от давления насыщения.

За 2014 год на месторождении произошло 85 отказов УЭЦН. По результатам исследований отказов выявлено, 5 % составляют конструкционные отказы (брак ПЭД, насоса), 95 % составляют эксплуатационные отказы оборудования (механические примеси – 30%; солеотложения и АСПО – 13%; коррозия НКТ – 6%; недостаточен приток – 10%; негерметичность лифта – 7%; организационные причины – 10%).

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси являются продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения) и вынос разрушенного проппанта после ГРП. Распределение отказов УЭЦН по причинам за 2010–2014 годы на рисунке 1.

При эксплуатации скважин с УЭЦН на месторождении в последние годы наблюдается интенсивный вынос мехпримесей, особенно после ГРП и по всем пластам. Пласт также является источником мехпримесей при выносе проппанта, а также кристаллов солей, выпавших в пластовых условиях. Источниками мехпримесей являются технологические жидкости, используемые для глушения и промывок скважин, химреагенты, растворите-

ли и т.п. при несоблюдении регламентов по их подготовке к применению. Нельзя не отметить нарушений на сервисных базах регламентов подготовки глубинно-насосного оборудования (ГНО) и нарушений регламентов проведения буровых и ремонтных работ на скважинах.

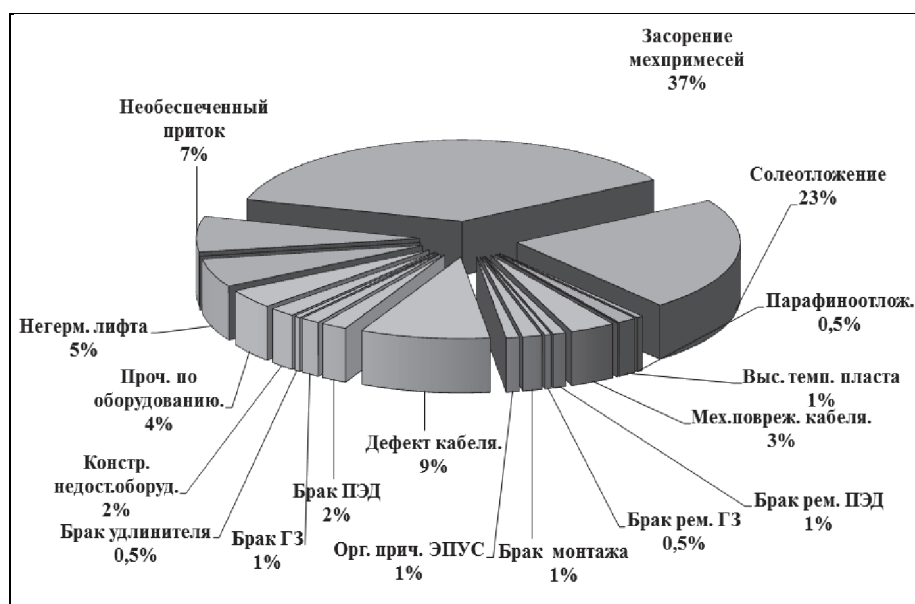


Рисунок 1 – Распределение отказов УЭЦН по причинам за 2010–2014 годы

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. При снижении давления от  $P_3$  до  $P_n$  происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесия, что сопровождается перераспределением растворенного углекислого газа между водой и нефтью и приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами пластовых сред. В момент снижения давления ниже  $P_n$  из нефти выделяются газообразные компоненты ( $CO_2$ ), что приводит к снижению его содержания в нефти и воде и, как следствие, к выпадению новых порций соли.

Дальнейший сдвиг карбонатного равновесия наблюдается при интенсификации добычи нефти при высоких давлениях закачки воды и высоких депрессиях в добывающих скважинах, приводящих к разгазированию и дегазации нефти, охлаждению пласта, применению хлористого кальция для глушения скважин.

Скважины Восточно-Сургутского месторождения отличаются широким интервалом содержания взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой жидкости от 54 мг/л до 504 мг/л. При содержании КВЧ в добываемой жидкости более 200 мг/л, для эксплуатации скважин применяются насосы в износоустойчивой модификации с применением защитных средств.

Процессу солеотложения подвержены рабочие колеса погружных скважинных центробежных насосов, скважины и наземное оборудование,

эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. В процессе подъема нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках НКТ и рабочих колесах ЭЦН, что снижает наработку на отказ насосного оборудования, дебит добывающих скважин. Образование плотного камнеобразного осадка на рабочих частях и поверхностях погружных ЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

Проведенный в 2015 г. анализ отложений со скважин Восточно-Сургутского месторождения показал, что отложения представлены, как правило, полиминеральными компонентами, в состав которых входят малорастворимые соли, продукты коррозии, кварц, глинистые частицы. Так:

- отложения со скважины 104 представлены продуктами коррозии (80 %) – пластинчатыми магнитными частицами темно-бурого цвета с охристым налетом гидроксидов железа. Корковидные частицы (около 20 %) – состоят из продуктов коррозии – 77,0 %, кальцита – 8,1 %; галита – 6,1 % и глинистых частиц – 8,8 %. Кварц – представлен немногочисленными зернами размером 0,1–0,8 мм, чаще 0,2–0,4 мм. Проппант – единичные шарики размером 1–1,4 мм;
- отложения со скважины 658 представлены проппантом (15 %) – шариками размером 1,3–2 мм, кварцем (меньше 1%) – угловато-окатанными зернами размером 0,2–0,6 мм, продуктами коррозии с включением глиноподобных частицы (продукты коррозии – 71,7 %, кальцит – 3,1 %; галит – 6,6 %, глинистые частицы – 3,6 %)[1].

Выпадение асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита скважин, пропускной способности нефтепроводов и другим нежелательным последствиям. Моделирование фазового состояния асфальтенов, содержащихся в нефти Ачимовского и Юрских пластов на основании состава и физико-химических характеристик нефти, указывает на большую склонность нефти пласта БС<sub>16-22</sub> к выпадению асфальтенов. Содержание парафинов в нефти пластов БС<sub>16-22</sub>, ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub> колеблется в пределах 0,9–3,74 %. Следует отметить, что нефть пласта ЮС<sub>2</sub> характеризуется относительно высокой температурой насыщения нефти парафином[1, 3].

Коррозионная агрессивность добываемой и транспортируемой продукции обусловлена её обводненностью, гидродинамическим режимом потока, наличием механических примесей. В свою очередь, коррозионная агрессивность водной фазы зависит от её состава, минерализации, показателя рН, содержания коррозионно-агрессивных газов (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub>) и бактерий. Химический состав пластовых вод Восточно-Сургутского месторождения: минерализация 15–17 г/л, содержание хлорид-ионов, являющихся промоторами питтинговой коррозии, достигает 7–8 г/л. Показатель рН вод

сдвинут в щелочную область, что способствует снижению общей коррозионной агрессивности, но инициирует локальную коррозию. Пластовые воды содержат сульфат-ионы, способствующие развитию сульфатвосстанавливающих бактерий и появлению в системах сбора и подготовки нефти и воды сероводорода.

Мы считаем, что отдельные факторы взаимосвязаны и определяются гидрогеологическими условиями залегания продуктивных пластов и свойствами насыщающих их флюидов, принятой системой разработки отдельных залежей, режимами эксплуатации подземного оборудования.

Проведенный анализ причин осложнения (вынос мехпримесей, отложение солей и АСПО, коррозия) при добыче нефти с УЭЦН Восточно-Сургутского месторождения, показал следующие факторы, которые влияют при добыче нефти, приведены в таблице 1.

Таблица № 1

Факторы, оказывающие влияние на осложнения при добыче нефти УЭЦН на Восточно-Сургутском месторождении

Условия разработки месторождения, которые влияют на работу УЭЦН	Факторы	Осложнения		
		Вынос мехпримесей	Солеотложения	Коррозионно-эрозионное воздействие
Гидрогеологические условия залегания продуктивных пластов и свойства насыщающих их флюидов	Минералогический и гранулометрический составы коллектора	+	+	
	Термобарические условия: пластовая температура, пластовое давление, давление насыщения и газовый фактор		+	+
	Содержание в водной фазе: $H_2S$ , $CO_2$ , СБС, $HCO_3^-$ , $Ca^{2+}$	+	+	+
	Содержание в нефти АСПВ		+	
	Реологические св-ва нефти	+		
	Содержание в коллекторе минералов, взаимодействующих с водой		+	
Принятый способ эксплуатации и воздействия на пласт для интенсификации добычи нефти	<ul style="list-style-type: none"> <li>- типоразмер УЭЦН;</li> <li>- допустимая депрессия на пласт;</li> <li>- глубина спуска УЭЦН;</li> <li>- регулирование вывода на рабочий режим ;</li> <li>- глушение скважин <math>CaCl_2</math> ;</li> <li>- промывка и очистка забоя скважины ;</li> <li>- контроль КВЧ в добываемой нефти и рабочих жидкостях;</li> <li>- термоманометрия УЭЦН</li> </ul>	+	+	+



## Список литературы

1. Анализ разработки Восточно-Сургутского месторождения за 2013 г. «Сургутнефть».
2. Сборник статей: Нефть и газ. № 3. Тюменский Государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012 г.
3. Итоговый отчет по регламентной работе и борьбе с осложнениями, связанными с работой скважин с УЭУН и глушением скважин на Восточно-Сургутском месторождении / В.Н. Гусаков, А.Г. Телин. – Уфа: ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2013 г.

## МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН НА ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Бабюк Г.Ф.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Одним из признаков эффективного использования электроцентробежных насосов является соответствие их производительности в скважинах к рабочей области подач по паспортной характеристике.

За 2014 год на месторождении произошло 85 отказов УЭЦН. По результатам исследований выявлено 95 % эксплуатационных отказов оборудования (механические примеси – 30%; солеотложения и АСПО- 13%; коррозия НКТ -6) [2,3,4].

По борьбе с засорением насосов мехпримесями и по увеличению наработки на отказ применяются фильтры различных конструкций и их выбирают с ориентацией на их минералогический и гранулометрический состав по месту установки.

Применяются пескоотделители отечественного производства гравитационного типа с разделяющимся потоком жидкости. Они работают отдельно или в состав погружной установки в качестве дополнительной модуль-секции, устанавливаемой между входным модулем или газосепаратором ЭЦН и нижней секцией установки. Пескоотделители при необходимости могут иметь диспергатор, для уменьшения вредного влияния свободного газа на работу УЭЦН. Механические примеси под действием гравитационных сил скапливаются в карманах – отстойниках. Изготовителем пескоотделителей является ООО «Нефтьспецтехника» и по конструкции изготавливаются разного типа, основной принцип их гравитационный. Пескоотделители выпускается согласно производительности ЭЦН. В основном они устанавливаются от насосной установки, отдельно с пакером над интервалом перфорации, показан на рисунке 1.

Эксплуатируются пескоотделители в скважинах после ГРП, бурения, при выводе из бездействия прошлых лет, перехода на вышележащий нефтяной горизонт, на периодическом фонде скважин, а также с выносом количества взвешенных частиц более 100 мг/л для отечественных ЭЦН и 500 мг/л для импортных и износостойких ЭЦН.

По результатам внедрения песочных фильтров проведен анализ, результаты показаны на рисунке 2.

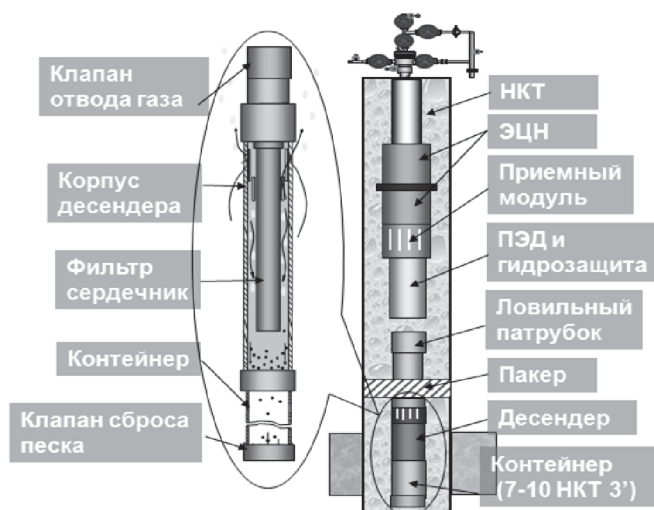


Рисунок 1 – Схема работы пескоотделителей в скважинах с УЭЦН

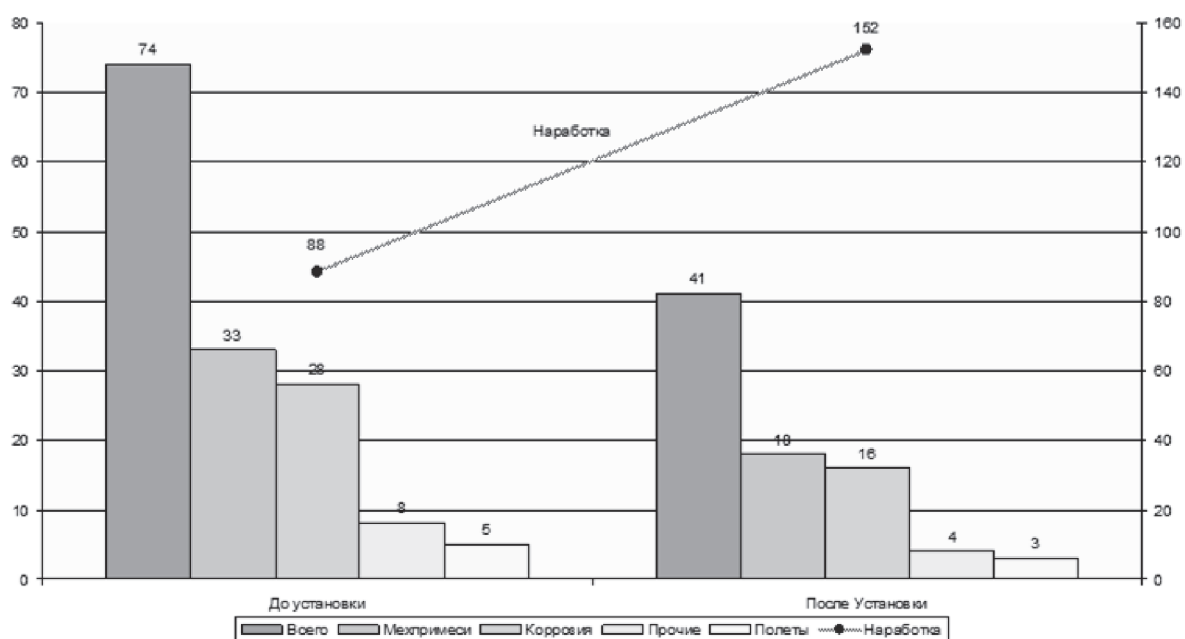


Рисунок 2 – Результаты до и после внедрения песочных фильтров

В 2014 г. по сравнению с предыдущим годом на месторождении количество солевых отказов в скважинах, оборудованных УЭЦН, снизилось с 8 до 3 штук, при снижении их доли в общем количестве отказов с 7,7 до 3,7

%. Отмечен рост средней наработки на отказ (СНО) УЭЦН на скважинах «солевого» фонда с 208 до 315 суток. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью.

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин эффективным стало использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирочных устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией, капсулированных ингибиторов солеотложения, размещаемых в зумпфе скважины. При проведении КРС ингибитор солеотложения добавляются в растворы глушения. Для предотвращения отложения солей в скважинах месторождения используются ингибиторы: Акватек 511 М, Акватек 510, Ипроден С-1, SCW 82697, ОЭДФ К и др. Их дозировка в условиях постоянного дозирования, объемы и концентрация растворов в процессе проведения задавки в пласт уточняются в ходе опытно-промышленных испытаний и моделирования.

В результате защиты от солей по Восточно-Сургутскому месторождению среднее МРП увеличилось на 4,1 раз и составила 450 суток. Для защиты от солеотложения УЭЦН при выводе скважин на режим после ПРС применяются мини-задавки ингибитора солеотложения в ПЗП. В 2014 г. проведено более 10 мини-задавок ингибиторов солеотложения [2, 3,4]. Установлено, что при применении ингибиторов солеотложений количество отказов за последние три года снизилось в 2 раза.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ, лифта скважин, призабойной зоны продуктивного пласта проводятся солянокислотные обработки, состоящие из 12–18 % раствора соляной кислоты с добавкой 0,05–4 % ингибиторов коррозии. В качестве ингибиторов использованы Акватек-50, ВНПП-2в и др. защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 99 %.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дала селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей. Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения применяются различные покрытия поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволило увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Выпадение асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях привело к снижению дебита скважин, пропускной способности нефтепроводов и другим нежелательным последствиям. Содержание парафинов в нефти пластов БС<sub>16-22</sub>, ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub> колеблется в пределах 0,9–3,74 % и в среднем составляет 2,34; 2,2 и 2,82 %, соответственно. При возникновении осложнений для удаления АСПО из эксплуатационных скважин месторождения использовали промывки горячей нефтью. Депарафинизация горячей нефтью осуществляется по кольцевой схеме без остановки скважины, когда теплоноситель подается в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ.

Для удаления АСПО применяется скребкование по технологии «Каскад» с использованием фрезерного скребка СФ-99, выполненного в виде установленных на валу режущих головок, которые приводятся во вращение движущимся газожидкостным потоком. Очистка проводится в автоматическом режиме с использованием установок УДС-1, смонтированных на устье скважины. Скребок СФ-99 через лубрикатор спускается в НКТ на проволоке до глубины 1000–1500 м. Периодичность его спуска зависит от интенсивности парафинизации и определяется опытным путем. Недостатки технологии состоят в возможности обрыва проволоки в результате износа и коррозии, подброса скребка газожидкостным потоком после прохождения парафиновой пробки.

На месторождении для удаления коррозии, глинистой корки, цементной оболочки и АСПО применяется универсальный скребок. Для повышения стойкости ножи скребка армированы гранулами серии REX из твердого сплава марки ВК8 или ВК8ВК.

Необходимо отметить высокую эффективность применения химических растворителей при обработке добывающих скважин. В качестве растворителей применяется нефрас С<sub>4</sub> 130/350, обладающий повышенной растворимостью к АСПО, характерным для месторождений нефти либо смесь ароматических нефрасов А 120/200, А 150/330 с гексановой, толуольной фракциями, бензиноразтворителем БР-1 либо нефрасом С<sub>3</sub> 70/150 в объемном соотношении 1:3.

Анализ отказов насосного оборудования добывающих скважин на месторождении за 2011–2013 годы показывает, что количество коррозионных отказов не превышает «солевые» и СНО УЭЦН на этих скважинах имеет тенденцию к снижению (рисунок 3).

Используются на месторождении активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 различных модификаций. Активаторы предназначены для магнитной обработки нефти, водонефтяных эмульсий и воды в добывающих и нагнетательных скважинах. Магнитная система выполнена на основе постоянных магнитов марки 28СА-250 с энергией  $(ВН)_{\max} = 28 \text{ кДж/м}^3$ . Система сохраняет работоспособность до температуры +220°С [1].

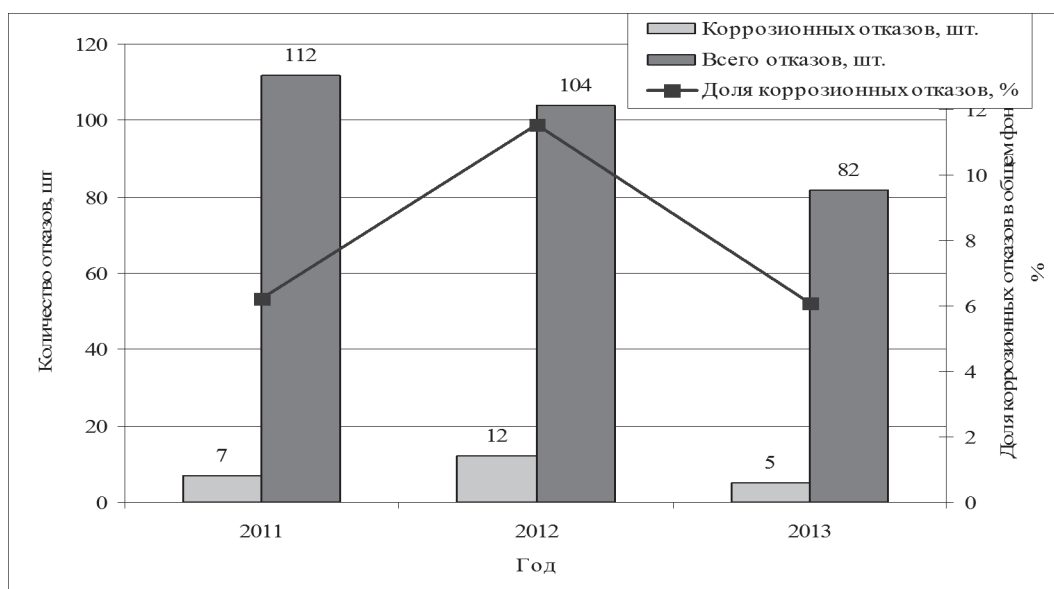


Рисунок 3 – Динамика отказов УЭЦН по причине коррозии

Присутствующие в водонефтяной эмульсии неорганические соли и асфальто-смоло-парафины теряют способность создавать твердые отложения на внутренних поверхностях технологического оборудования и выделяются в толще жидкости в виде аморфного «шлама». При обработке нефти магнитными полями снижается интенсивность образования АСПО до 90 % и солеотложений до 45 %, уменьшается до 50% скорость коррозии [1,2,3].

По анализу отказов скважин с УЭЦН за 2010–2014 годы, основными причинами являются засорение мехпримесями, отложение солей и АСПО, коррозия. Для борьбы с данными причинами применялись выше изложенные методы, которые увеличили эффективность работы УЭЦН и наработка на отказ достигла 670 суток.

Мы проводили лабораторные испытания ингибитора солеотложения Л-3003Б, производства ООО «Лайсан». Анализируя данные испытания, мы рекомендуем новый реагент Л-3003Б к ОПИ по защите от солеотложений скважинного оборудования методом закачки в пласт вместо ОЭДФК. Минимальная рабочая концентрация для ОЭДФК составляет 10 мг/л, а для Л-3003Б 5 мг/л время защиты скважины при заданных параметрах составляет 123 и 307 суток, соответственно.

### Список литератур

1. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №2–2.
2. Технологические регламенты по подбору скважин для ГТМ «Сургут-нефть», Сургут. 2013 г.

3. Перечень инструкций по выводу скважин с УЭЦН по месторождениям НГДУ «Сургутнефть» 2015 г.

4. Итоговый отчет по регламентной работе и борьбе с осложнениями, связанными с работой скважин с УЭУН и глушением скважин на Восточно-Сургутском месторождении / В.Н. Гусаков, А.Г. Телин. – Уфа: ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2013 г.

## **ПРИМЕНЕНИЕ ЩЕЛОЧНОГО-ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РОССИИ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПУТИ ЕГО РАЗВИТИЯ**

Балаценко Н.А., Шангараева Л.А.  
Санкт – Петербургский горный университет

Большинство месторождений Западной Сибири разрабатываются с помощью заводнения и находятся на завершающей стадии эксплуатации. Добыча стремительно падает, а обводненность близится к критическим значениям. Поэтому подбор эффективного метода увеличения нефтеотдачи (МУН) – первостепенная задача компаний. Актуальным решением являются химические методы, среди которых перспективным направлением считается щелочное-ПАВ-полимерное заводнение пласта.

Технология способна увеличить коэффициент извлечения нефти почти на треть даже при 98% обводненности. По прогнозам только на 73 месторождениях Ханты-Мансийского округа возможно дополнительно извлечь более 3,5 млрд. тонн нефти.

Щелочное-ПАВ-полимерное заводнение представляет собой технологию, при которой в пласт закачивается вытесняющий агент сложного состава, куда входит щелочь, (ПАВ) поверхностно-активное вещество и полимер:

- ПАВ снижает поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода, способствуя вымыванию зацементированной нефти из пор;
- щелочь уменьшает величину адсорбции ПАВ на породе и взаимодействует с нефтяными кислотами, снижая потери ПАВ и увеличивая их эффективность;
- полимер загущает воду, снижая ее подвижность и предотвращая образование языков обводнения, и продвигает оторочку к добывающим скважинам.

Суть технологии именно в одновременном использовании всех трех компонентов, что позволяет добиться их максимальной эффективности.

При реализации щелочного-ПАВ-полимерного заводнения наиболее часто используются анионные ПАВ с длинной гидрофобной частью: сульфаты, внутренние олефиновые сульфонаты, линейные алкил бензин сульфонаты, вторичный бутанол и. т. д [1].

В качестве щелочи наибольшее применение нашли: гидроксид натрия (каустическая сода), ортосиликат натрия и карбонат натрия (кальцинированная сода).

Из полимерных соединений на известных проектах использовались такие, как: загущенный анионный полиакриламид, гидридные полимерные системы, полиакриламид устойчивый к температуре и минерализации воды и др.

На примере результатов тестирования одного из месторождений Западной Сибири, рассмотрим особенности технологии щелочно-ПАВ-полимерного заводнения. В таблице №1 представлены основные характеристики объекта, которые учитывались при внедрении технологии

Таблица №1

Основные характеристики пилотного проекта

Пластовая температура	81°С
Вязкость нефти	2 мПа·с
Кислотность нефти	0,04 мгКОН/г
Минерализация пластовой воды	15-16г/л

Пилотный участок, был выбран в хорошо промытой зоне, чтобы лучше продемонстрировать возможность извлечь остаточную нефть после заводнения. Для контроля дополнительной добычи нефти за счет действия реагентов произвели уплотняющее бурение и осуществили более дорогую по сравнению с «Обращенной», но информативную «Стандартную» 5-точечную схему заводнения.

Заводнение выполнялось в 4 этапа, при постоянных дебитах нагнетания 150 м<sup>3</sup>/сут на скважину:

- Предварительная промывка водой. Необходима для извлечения остаточной мобильной нефти и установления базовой величины добычи.
- Закачка активной оторочки. Самый важный этап. Осуществляется при постоянном контроле давления, с целью избежания гидроразрыва пласта.
- Закачка оторочки полимера. Необходима для продвижения оторочки к добывающим скважинам.
- Завершающая промывка. Осуществляется с целью поддержания пластового давления до конца процесса [3].

Общая продолжительность процесса составила около 13–14 месяцев.

Определяющими факторами в подборе компонентов состава стали: высокая пластовая температура, и высокая доля тяжелых компонентов в нефти. Поэтому из протестированных более чем 15 видов ПАВ, выбор остановлен на комбинации ПАВ с длинными УВ радикалами – внутренние олефиновые сульфонаты. Полимером был выбран – гидролизированный полиакриламид. Также в раствор включили вспомогательный растворитель (изобутиловый спирт) для ПАВ и соду.

Оценка чувствительности технологии к неопределенностям показала, что наибольшее влияние на нефтеизвлечение оказывают – величина ад-

сорбции ПАВ и вязкость полимера. что вы и видите на диаграмме. Рост адсорбции значительно снижает добычу. А Увеличение вязкости полимера – значительно ее увеличивает.

В 2016 году была получена первая дополнительная нефть за счет технологии. Максимальная добыча по расчетам составит до 40 м<sup>3</sup>/сут, а прирост КИН – 10%, доказывая таким образом технологическую эффективность пилотного проекта (рисунок 1).

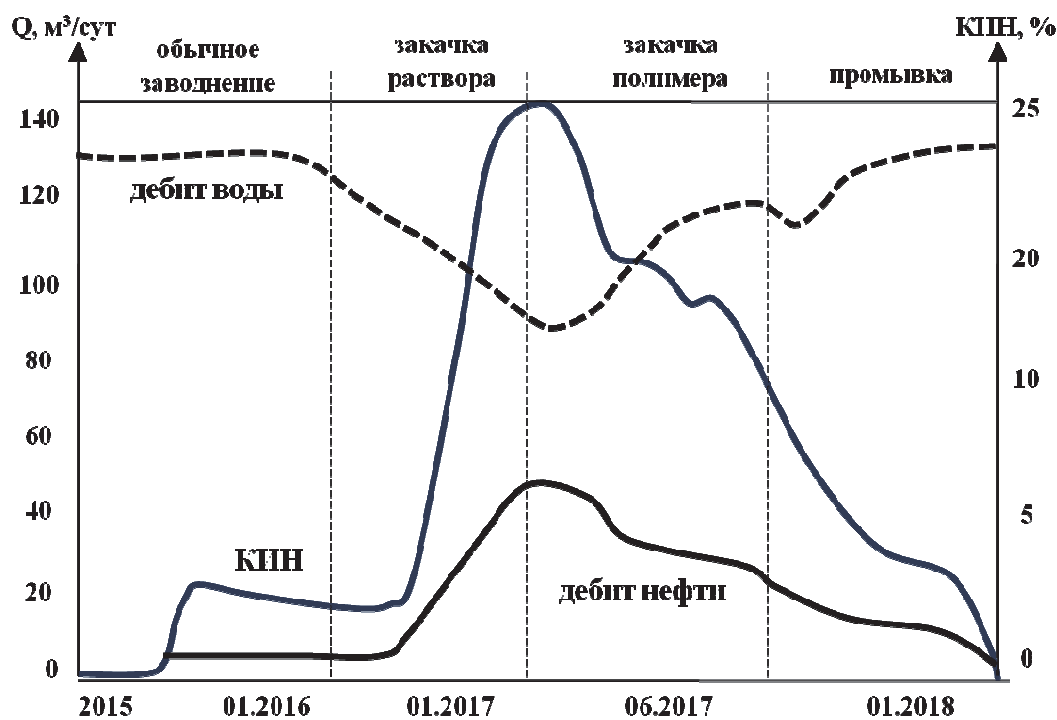


Рисунок 1 – Прогнозные показатели работы пилотного проекта

Поэтому возможно осуществить полномасштабный проект, который целесообразно выполнить в 3 фазы с перерывом между ними в три года. Что позволит снизить темпы бурения новых скважин, и отсрочить часть капитальных затрат.

Ожидаемый уровень дебита дополнительной нефти составляет более 5000 м<sup>3</sup>/сут. И сохранится до 8 лет (рисунок 2).

В работе предложено рассмотреть технологию на Холмогорском нефтяном месторождении, был произведен расчет эффективности метода, основанный на способности раствора изменять остаточную нефтенасыщенность, фазовую проницаемость по нефти и воде и подвижность флюидов. Месторождение по характеристикам схоже с предыдущим описываемым объектом, поэтому имеет смысл протестировать тот же состав раствора. В качестве расчетного участка была выбрана пятиточечная обращенная схема заводнения, расположенная в наиболее промытой. Расчет показал возможность добычи на одной ячейке до 20 000 м<sup>3</sup> нефти, из которых



6500 м<sup>3</sup> – прирост добычи за счет закачки реагентов. Что дополнительно подтверждает актуальность метода и создает предпосылки для проведения более точных исследований.

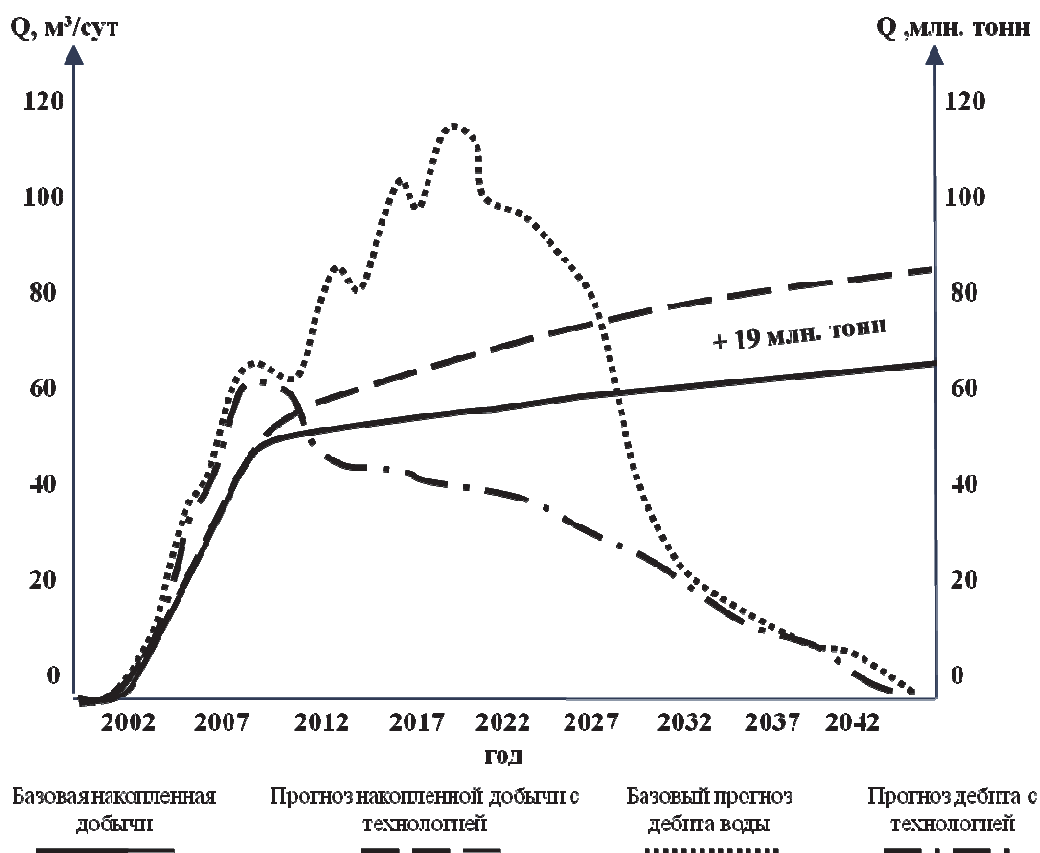


Рисунок 2 – Прогнозы показатели работы полномасштабного проекта

Однако при таких перспективных прогнозах, стремительного развития технологии все же не наблюдается.

В первую очередь это связано с высокими затратами на реализацию. Большая часть затрат приходится на реагенты, в частности импортные ПАВ и полимеры – около 50%. Вторая по величине группа затрат – это необходимая постройка крупных специальных дорогостоящих объектов. Таким образом определяющим фактором реализации проекта является оптимальное соотношение затрат на реагенты и технологическое оборудование.

Возможность успешного решения такой проблемы доказывает международный опыт. Наибольших успехов добились Китай, Канада, США, Оман. Основные объекты Китая и Канады по своим параметрам сходны с месторождениями Западной Сибири, поэтому их успешный опыт может быть учтен в нашей стране. При реализации технологии в Китае удалось увеличить КИН на 10% и получить прирост добычи в 2 млн тонн нефти. В Канаде благодаря технологии на 10% снизилась обводненность и в 6 раз увеличился суточный дебит.

Снижения себестоимости добычи нефти в Китае удалось достичь благодаря наличию собственного производства химреагентов и оборудования, в Канаде – кроме того применили модульные установки смешения реагентов (которые возможно перемещать и использовать на других участках).

Технология применялась и на шельфовом месторождении, в Малазии, где сработала даже при низком содержании активных компонентов (до 0,5%).

По опыту тестирования на российском объекте и опыту Канады и Китая, видно, что для успешности применения технологии ключевыми проблемами становятся высокая стоимость реагентов, труднодоступность оборудования и налоговая политика, неспособствующая развитию технологии.

Обеспечение производства собственного оборудования и подбор эффективных составов реагентов позволит снизить издержки на 25–30%. Необходима исследовательская работа по подбору реагентов, которые будут работать в условиях высоких температуры и минерализации пластовой воды. Одним из возможных вариантов предлагается рассмотреть применение алкилфосфатов вместо импортных внутренних олефиновых сульфонатов.

Алкилфосфаты являются анионными ПАВ, проявляют высокую термостабильность и устойчивость к минерализации, обладают антикоррозионными свойствами и хорошей моющей способностью [2]. Они не уступают импортным реагентам, но при этом имеют важное преимущество – возможность производства в России (компания НОРКЕМ).

Инвестиционную привлекательность химических методов могут повысить специальные гос. программы и налоговые льготы.

В завершение необходимо отметить. Щелочное – ПАВ-полимерное заводнение весьма интересная и перспективная технология. Она позволяет существенно снизить ущерб окружающей среде, более рационально и интенсивно использовать природные ресурсы.

Успешная реализация только одного полномасштабного проекта позволит дополнительно добыть 19 млн. тонн нефти и обеспечить прибыль государству более чем в 72 млрд. рублей. Технология вдохнет в регионы Западной Сибири новую жизнь, а бизнес получит стимул для развития.

## **Список литературы**

1. Бурдынь Т. А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. / Бурдынь Т. А. – Москва: Недра. – 1983 – 193с.
2. Холмберг К., Поверхностно – активные вещества и полимеры в водных растворах. / К. Холмберг, Б. Йенссон, Б. Кронберг, Б. Линдман. Издательство: Лаборатория знаний. – 2013. – 532 с.
3. Волокитин Я. Е., Шустер М.Ю. Методы Увеличения Нефтеотдачи и технология АСП /ROGTEC, Russian Oil and Gas technologies, 2015. №28. – С. 28–34.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МИКРО ГЭС

Женишбек У.К.<sup>1</sup>, Краснов В.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Кыргызский государственный технический университет им. Раззакова,  
Киргизская Республика, г. Бишкек

<sup>2</sup> Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Целесообразность использования возобновляемых источников энергии, в частности гидроэнергетики, общепризнано и интенсивно развивается. Особое место в этом развитии отводится микро ГЭС, которые в состоянии решить потребности электроэнергии малых производств и поселений.

Одно из направлений в развитии микро ГЭС занимают так называемые свободно поточные гидроагрегаты, использующие кинетическую энергию речного потока. Преобразование поступательного движения потока во вращательное [1], характеризуется малым значением реализуемой величины угловой скорости. Малые выходные мощности генераторов определяют задачи их регулирования при изменении внешней нагрузки.

Нагрузка, подключаемая к электрогенератору обладает двумя составляющими – **активной и реактивной**.

**Активная нагрузка** – вся потребляемая энергия превращается в тепло (электрочайники, обогреватели и т.п.).

**Реактивная нагрузка** – характерна для приборов, которые имеют в своей конструкции катушки индуктивности (холодильник, кондиционер). Для таких приборов характерно, что часть энергии превращается в тепло активная (составляющая), а часть тратится на образование электромагнитных полей (реактивная составляющая). Реактивные нагрузки бывают емкостные (например, конденсатор) и индуктивные (например, катушка). Поэтому при расчете потребной мощности электрогенератора следует учитывать еще и поправочный коэффициент мощности  $\cos \phi$ , который характеризует подключаемый прибор, как потребитель электроэнергии. Например, если полная мощность электрогенератора равна 400ВА или 0,4кВА, а  $\cos \phi = 0,85$ , то его активной мощностью необходимо умножить полную мощность 400ВА на  $\cos \phi = 0,85$ .

При подборе генератора важными параметрами служит также их масса и габариты. Соответствие всех параметров при выборе генератора занимает особое место в разработке свободнопоточных микро ГЭС. В качестве таковых могут быть использованы **синхронные и асинхронные генераторы**.

**Синхронные генераторы**, дают возможность получить более высокое качество электроэнергии, чем например у асинхронных, они способны выдерживать 3-х кратные кратковременные перегрузки. Синхронные генераторы предпочтительны при наличии в сети реактивных нагрузок с высокими пусковыми токами.

**Асинхронные генераторы** в свою очередь характеризуются устойчивостью к короткому замыканию. И рекомендуются для питания активных нагрузок (лампы накаливания, электроплиты и т.д.)



Рисунок 1 – Синхронные и асинхронные генераторы.

**Инверторные генераторы** в отличие от асинхронных генераторов имеют электронный регулятор напряжения, они отличаются компактностью и низким уровнем шума. В этих генераторах используется инверторная система с регулятором широтно-импульсной модуляции (ШИМ) обеспечивающая более высокие качества электроэнергии (стабильность выходного напряжения и частоты).

Одним из разработчиков и поставщиков тихоходных электрогенераторов является Научно-исследовательский центр ВИНДЭ [2].

Институтом разработаны генераторы обращенной конструкции, когда вращается корпус генератора, и обычной, с вращающимся валом. Генераторы переменного тока выпускают с возбуждением от неодимовых РЗМ магнитов. **Структура обозначения электрогенераторов:** ВГБЖ – 05(12)/650-28,5-03\_ВГ – вентильный генератор; – БЖ без железа якоря; – 05 – мощность; (12) – число полюсов; 650 – номинальная частота вращения (может не указываться); -28,5 – номинальное выходное напряжение, (может не указываться); -03 – исполнение; индекс В – для вертикальноосевых ВЭУ, – индекс Г – горизонтальноосевых ВЭУ.

Модели, предназначенные для работы в составе МикроГЭС, генераторы приведены на рисунках 2, а их характеристики, приведены в таблице 1.

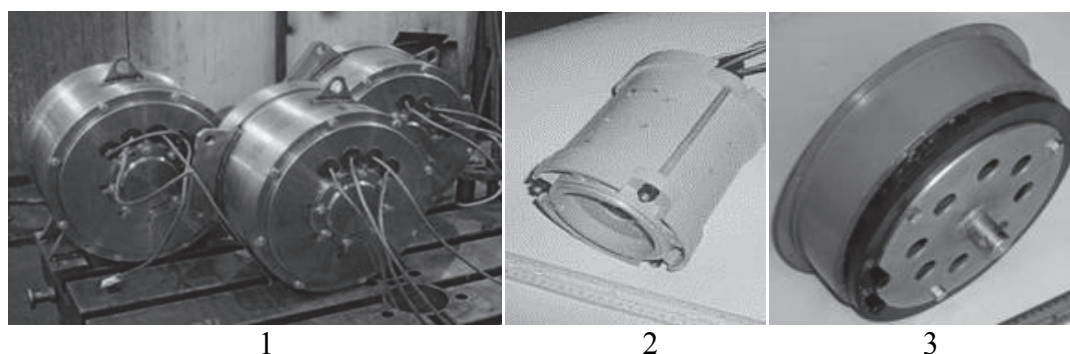


Рисунок 2 – Общий вид генераторов.

1 – ВГБЖ- 02(64) 28,5-200-02; 2 – ВГ-05(12)/650-04; 3 – ВГ– 5(28)/114-300-02В и 02Г.

Основные характеристики генераторов переменного тока

	ВГБЖ 0,15(36)/200-27,5	ВГБЖ 02(64)/28,5-200	ВГ02(12)/1500 ВГ02(12)/750	ВГ05(12)-03 ВГ05(12)-04	ВГБЖ 0,8(36) 600-03	ВГ-1(12)/450 ВГ-1(12)/650	ВГБЖ- 1,5(36)600-03
Мощность, Вт	150	200	200	500	800	1500 (500)/1000	1500
Напряжение, В	28,5	28,5	14/28,5	28,5	28,5	57(114)/57	57
Частота вращения об/мин	200	200	1500/750	650	600	450(300)/6 50	600
Момент страгивания Нм	0,01	0	0,1/0,2	0,25/0,5	0,01	0,5-0,9/0,3	0,01
КПД	0,75	90	0,72/0,7	0,7	0,75	0,75/0,8	0,9
Масса кг.	13	10	4,5/6	9,6/11	14	19/11	16
Габаритные размеры мм.	180/120	80	120/140	160/180	180/120	250/180	210
	300	300	90	155	300	155	300
	25	40	20	25/29	25	29	35
	60	60	60	90	60	90	60
Исполнение	02 Обр	02 Обр	03 Обр	03 и 04 Обр	03 Обр	03 Обр	02 Обр

Наряду с отмеченными работами, известно большое число других работ, направленных на создание низкооборотных генераторов. Большой интерес представляет модульный низкооборотный генератор Белашова МГБ-300-144-2 [3], который предназначен для технических устройств, преобразующих большой момент, при низких оборотах, в электрическую энергию и может быть использован для бесплотинных гидроэлектростанций. В зависимости от количества модулей потребитель может самостоятельно комплектовать из отдельных модулей любые параметры генератора, на необходимое напряжение, нужный ток и заданное количество оборотов.

Весьма значительно и перспективно развивающееся направление биротативного привода в различных технических устройствах [4]. Биротативный привод может быть осуществлен как на основе биротативного двигателя, так и на основе биротативного генератора. Сущность биротативного двигателя (генератора) заключается в возможности осуществления вращательного движения, как ротора, так и статора. Такое движение обуславливает возможность стабилизации выходного напряжения и свойства алгебраического сложения угловых скоростей ротора и статора.

Техническая возможность использования биротативного генератора в свободнопоточной микро ГЭС обусловлена малыми оборотами ведомого узла гидроагрегата и, следовательно, не требующая жестких условий статического и динамического уравнивания статора. Компоновка гид-

равлических звеньев установки позволяет обеспечить гармоничное размещение биротативного генератора на валу выходного вала рисунок 3.

В опорах рамы 1 устройства размещается вал 2 ротора 3. Вал ротора служит опорой для статора 4 установленного с возможностью вращения относительно ротора 3. Такое размещение обеспечивает возможность вращения и статора, и ротора обуславливаемое их энергетическим замыканием (рисунок 3-1). В биротативном генераторе, по (рисунку 3-2) статор и ротор связаны зубчатым дифференциалом. На валу 2 установлено зубчатое колесо 6, а на осях водила (статора) 7 размещены сателлиты 8, связанные с зубчатым колесом 6. Относительная угловая скорость между ротором и статором будет кратна передаточному числу дифференциала. Возможность создания передач с различным передаточным числом расширяет ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТАКОЙ КОМПОНОВКИ биротативного генератора.

В опытном образце продольнопоточной установке Рисунок 4 использован генератор китайского производства 400W PM GENERATOR.

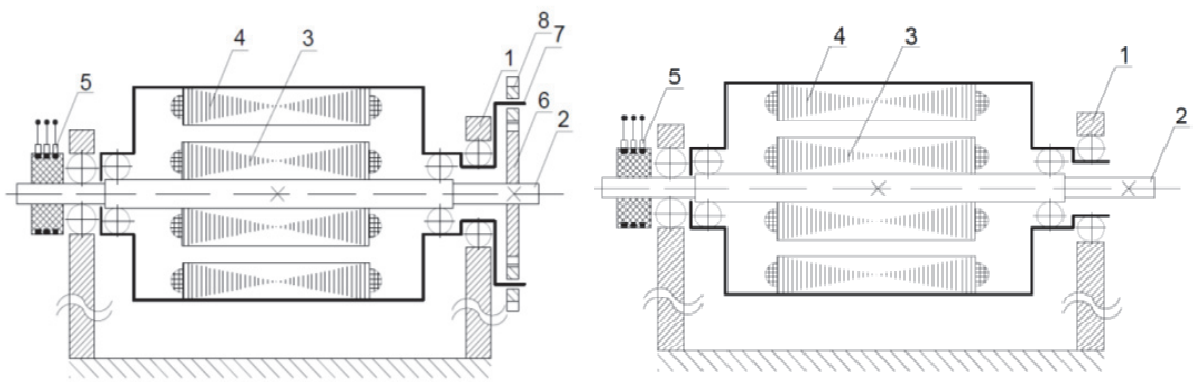


Рисунок 3 – Компонка биротативного генератора

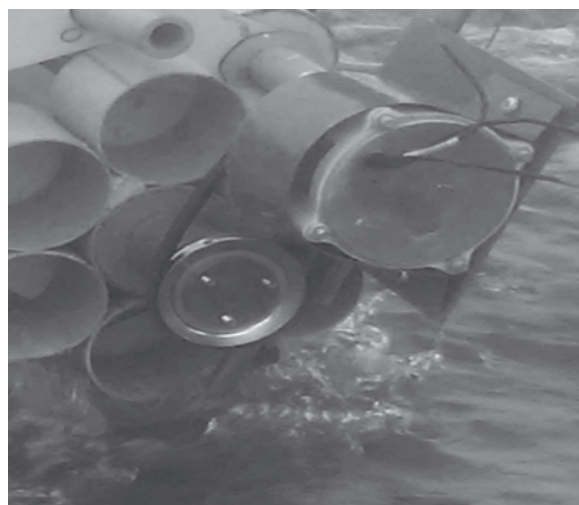


Рисунок 4 – Размещение генератора на установке

Модель	TFY – 0,4 – 2,8
Номинальная мощность (W)	400
Номинальное вращательное движение (RPM)	690
Номинальное напряжение АС (V)	14/28
Крутящий момент	<0,26
Отверстия	4
Материал внешнего покрытия	Сплав
Материал вала	Оцинкованная сталь
Магнитный материал	NdFeB (неодимовые магниты)
Материал зажима	Нержавеющая сталь
КПД	78%
Продолжительность использования	>15 лет
Уровень защиты	IP54
Класс изоляции	Класс F
Рабочая температура	От -30С до +65С

Для подключения внешней нагрузки, выходное трех фазное напряжение преобразовывается в постоянный ток, для зарядки аккумуляторов или подсоединения других электрических устройств. Ниже показаны две различные схемы соединения обмоток 3-х-фазных генераторов: «звезда» и «треугольник» и два разных типа выпрямителей для них: на диодах и готовых диодных мостах (диодные сборки для однофазных выпрямителей). Любой из представленных выпрямителей может использоваться для каждой конфигурации фаз.

Проведенные испытания генератора в составе гидроустановки дало положительные результаты и отвечало его характеристике.

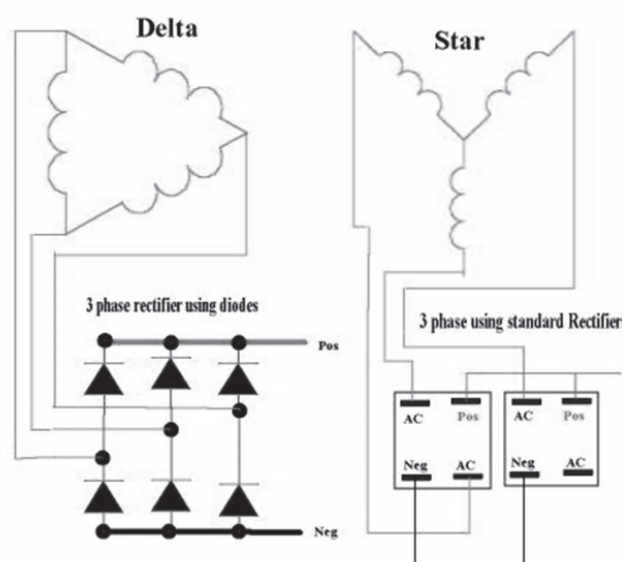


Рисунок 5 – Схемы соединения обмоток 3-х-фазных генераторов: «звезда» и «треугольник» и два разных типа выпрямителей для них: на диодах и готовых диодных мостах

Генераторы размещены по торцам ведущего вала гидроустановки. Один генератор установлен вал в вал, другой посредством ременной передачи с передаточным числом мультипликации 2. Такая установка дает возможность расширить возможности снятия эксплуатационных характеристик работы гидроустановки.

### Список литературы

1. Краснов В.Г. Свободнопоточные гидросиловые установки.// Инновации и инвестиции. №4. 2015. С.128-131.
2. [http://rosinmn.ru/ELEKTRO\\_ALTERNATOR\\_WINDEC](http://rosinmn.ru/ELEKTRO_ALTERNATOR_WINDEC)
3. <http://www.belashov.info/>
4. Шаньгин Е.С. Перспективы использования регулируемого электропривода в нефтегазовой промышленности.

## **О МЕТОДАХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Корабельников М.И.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В составе нефти месторождений Западной Сибири, наряду с легкими фракциями углеводородов, присутствуют более тяжелые углеводороды – асфальтосмолопарафины (АСПО), которые в большинстве случаев создают много проблемы с извлечением нефти из продуктивных пластов на поверхность. Плотность парафинов 0,856–0,940, температура плавления  $T_{пл}$  35–76°C, молекулярная масса 300–400. Высокомолекулярные парафины, называемые церезинами, имеют температуру плавления значительно выше – от 66 до 87°C, что существенно усложняют борьбу с их устранением с контактируемой поверхности. Дегазированные нефти пластов, например, Самотлорского месторождения, в большей части легкие (842–855кг/м<sup>3</sup>), маловязкие, смолистые (4,4–6,8%), парафинистые (3,5–4,6%) [1]. Решению этой проблемы посвящены научные работы [2–4]. Однако, не смотря на достаточно хорошо изученную проблему борьбы с АСПО, она продолжает оставаться как весомый осложняющий фактор при добыче нефти и требует постоянного технологического обновления. На современном этапе разработки нефтяных месторождений наибольшую известность нашли следующие технические решения.

- Дозированное введение в нефтяной поток химических реагентов (ингибиторов) и растворителей, затрудняющих коагуляцию и отложение АСПО на контактируемой поверхности.



- Применение оборудования с пленочным покрытием, обладающим отталкивающим действием на кристаллы парафина и препятствующем их накоплению на металлической поверхности.

- Повышение температуры перекачиваемой газо-нефтяной смеси до температуры, превышающей начало кристаллизации парафина греющими элементами (кабелями).

- Обработка потока нефти пропусканием через поля постоянных магнитов (омагничивание).

- Ультразвуковая обработка нефти и др.

Для удаления АСПО применяют такие известные технологии, как:

- Тепловая обработка полости труб такими теплоносителями, как: нефть, вода, пар.

- Механическое удаление АСПО с внутренней поверхности труб скребками.

Для большинства месторождений отложения АСПО начинаются с глубины 850-900м. Это объясняется тем, что температура в стволе скважины снижается ниже температуры насыщения нефти парафином, т.е. ниже 48-50°C. А на глубинах 150-250м наблюдается значительный «всплеск» интенсивности отложений АСПО на НКТ – до 20-30мм, что объясняется охлаждением продукции на интервале «вечно – мерзлых» пород.

Известны способы предупреждения отложений АСПО в нефтяной скважине, защищенные патентами: RU 2432322, RU 2429344, RU 2263765.

Реализованы технические решения по нанесению на внутреннюю поверхность НКТ специальных покрытий (остеклование, нанесение фторопластовых пленок) и др. Ультразвуковые колебания, возбуждаемые при работе УЭЦН (по патенту RU 2263765), также рассеиваются при тесном контакте труб со стенками эксплуатационной колонны в наклонно-направленных скважинах и не могут создать действенного эффекта на решение задачи по предупреждению отложения АСПО в НКТ.

Повышение эффективности предупреждения отложений АСПО может быть получено при фонтанном способе добычи или с помощью УЭЦН, если в рабочие НКТ на глубину начала кристаллизации парафина (например, 900 м) поместить НКТ малого диаметра до устья и обеспечить ускорение потока движения жидкости до режима квадратичного течения. При этом ГЖП из ламинарного движения по НКТ от УЭЦН в полости дополнительной подвески (НКТмд) малого диаметра переходит в турбулентный режим (режим квадратичного течения). При этом интенсивная турбулизация (завихрение) потока будет непрерывно обновлять пристенную нефтяную пленку вместе кристаллами парафина и будет препятствовать их накоплению, а по кольцевому пространству между рабочими НКТ и НКТ малого диаметра через отводы устьевого арматуры наземными насосами (селективно), можно подавать рабочий агент – удалитель асфальто-смолистых и парафиновых отложений.

Квадратичный режим движения жидкости в трубах возникает при «больших» скоростях, когда число Рейнольдса (Re)

$$Re > 500/\varepsilon, \quad (1)$$

где:  $\varepsilon$  – относительная шероховатость труб;  $\varepsilon = \Delta/d$ ,  $\Delta$  – абсолютная шероховатость;  $d$  – внутренний диаметр трубы. Если принять для НКТмд абсолютную шероховатость  $\Delta = 0,3\text{мм}$ , то относительная шероховатость НКТмд будет находиться в диапазоне  $\varepsilon = (0,00852 \dots 0,0145)$ .

Числа Re, по формуле (1) для начала проявления квадратичного режима движения газожидкостного потока в НКТ малого диаметра по ГОСТ 633-80 (27x3; 33x3,5; 42x3,5), определяются как:

Re для НКТ 27x3 – 34500; Re для НКТ 33x3,5 – 44000; Re для НКТ 42x3,5 – 58660;

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  для квадратичного режима течения по формуле Шифринсона выражается формулой:

$$\lambda = 0,011 * \varepsilon^{0,25}; \quad (2)$$

Тогда для НКТмд  $\lambda$  будет:  $\lambda$  для НКТ 27x3 – 0,0382;  $\lambda$  для НКТ 33x3,5 – 0,0334;  $\lambda$  для НКТ 42x3,5 – 0,0323.

Перепад давления ( $P_{тр}$ ) в полости НКТ малого диаметра для потока однофазной жидкости можно определить по формуле Дарси-Вейсбаха

$$P_{тр} = \lambda * H * c^2 * \rho / (2 * d * 106), \text{ МПа} \quad (3)$$

где:  $H$  – длина (НКТ мд) малого диаметра, м;  $c$  – линейная скорость движения жидкости в НКТмд – м/с;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $d$  – внутренний диаметр труб, м.

Принимая (для примера) значения, входящие в расчетную формулу (3), определим потери давления по участку ( $H$ ) дополнительной колонны  $H=800\text{м}$ ; (НКТмд 27x3)  $d=0,0207\text{м}$ ;  $c= 1,5\text{м/с}$ ;  $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ ;  $\lambda = 0,0382$ .

$$P_{тр} = 0,0382 * 800 * 1,5^2 * 850 / (2 * 0,0207 * 106) = 1,41\text{МПа}.$$

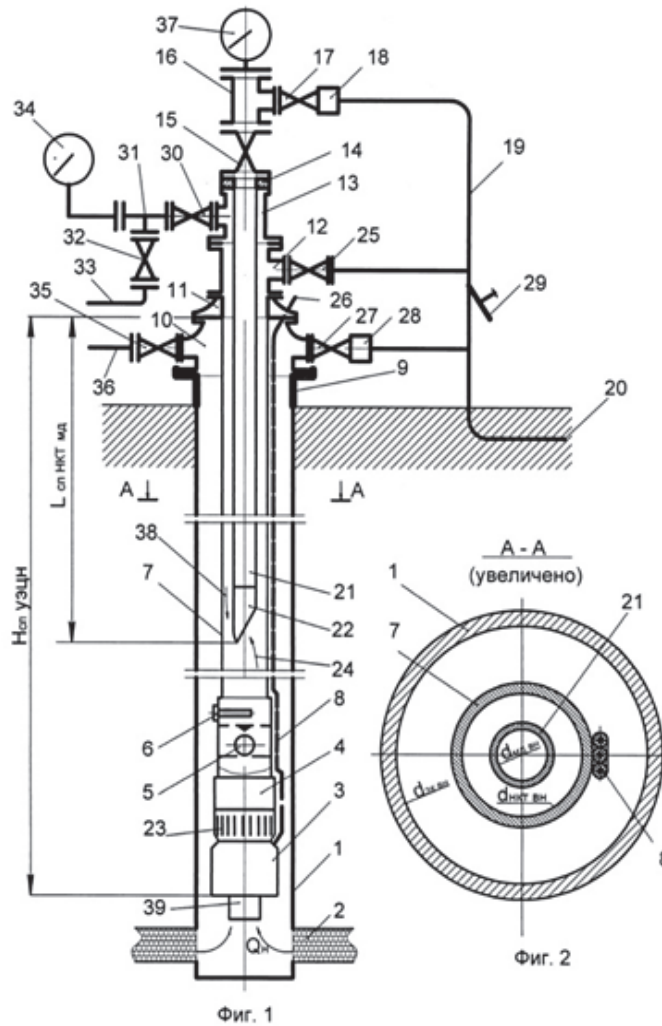
Расчет показывает, что значение  $P_{тр}$  по НКТ малого диаметра (для УЭЦН современного производства), не превышает 5...7% от расчетного напора УЭЦН, и не может служить ограничительным фактором от применения способа предупреждения отложения АСПО в режиме квадратичного движения нефти на парафино-опасном участке ствола скважины.

На фиг. 1 приведен общий вид скважины в разрезе; на фиг. 2 показано сечение скважины для визуализации спущенных в скважину колонн труб.

Способ предупреждения отложений АСПО в колонне насосно-компрессорных труб может быть реализован на скважине, включающей внутрискважинное и наземное оборудование. Внутрискважинное оборудо-

вание включает эксплуатационную колонну 1, в которую из продуктивного пласта поступает нефть с дебитом  $Q_n$ . Во внутренней полости эксплуатационной колонны 1 размещена компоновка УЭЦН, включающая погружной электродвигатель (ПЭД) 3, центробежный насос (ЭЦН) 4, обратный 5 и сливной 6 клапаны.

Способ предупреждения отложения асфальто-смолистых и парафиновых компонентов нефти в насосно-компрессорных трубах в скважине и устройство для его осуществления



Над УЭЦН размещены рабочие насосно-компрессорные трубы 7. Для питания ПЭД электрической энергией используют бронированный кабель 8, который закреплен на наружной поверхности НКТ 7, с выходом верхнего конца кабеля 26 на поверхность через планшайбу 11. В верхней части эксплуатационной колонны установлена колонная головка 9, на которую смонтировано устьевое оборудование: крестовина 10, планшайба 11, тройниковая арматура 12, дополнительная тройниковая арматура 13, переходной фланец 14, центральная задвижка 15, тройниковая арматура 16, задвижка 17, штуцерная камера 18, манифольд 19, который соединен с на-

земной выкидной линией 20. В полости рабочих НКТ 7, соосно с ними размещена дополнительная колонна труб 21, оборудованная снизу хвостовиком-воронкой 22 на глубину (L сп нкт мд). Для управления работой скважины устьевое оборудование включает: задвижку 25 с отводом, который врезан в манифольд 19; затрубную задвижку 27 с обратным клапаном 28 с отводом, который врезан в манифольд 19. На манифольде 19 установлен пробоотборный вентиль 29. К тройниковой арматуре 13 присоединены: задвижка 30, тройник 31, задвижка 32, технологический патрубок 33 и манометр 34. К крестовику 10 последовательно присоединена – задвижка 35 с технологическим патрубком 36. К тройникам 16 и 31 присоединены манометры 37 и 34, соответственно.

В ствол скважины, обсаженный эксплуатационной колонной 1, на насосно-компрессорных трубах 7 опускают УЭЦН на расчетную глубину (Нсп уэцн). УЭЦН (снизу вверх) включает термоманометрический датчик 39 для передачи по кабелю 8 закодированных сигналов о температуре окружающей среды в зоне работы ПЭД, давления на приеме газосепаратора 23 и параметра вибрации ЭЦН 4 при его работе в скважине. Погружной электродвигатель (ПЭД) 3. Поступающий из продуктивного пласта 2 поток газо-жидкостной смеси Qн поступает на прием газосепаратора 23, в котором попутный газ частично отделяется от жидкой фазы, а затем жидкую фазу направляют в полость ЭЦН для повышения давления. В компоновке УЭЦН предусмотрены обратный 5 и сливной 6 клапаны. Клапан 5 предназначен для предупреждения слива жидкости из НКТ при остановках ЭЦН, а клапан 6 для создания циркуляции раствора глушения и слива жидкости из НКТ при подъеме УЭЦН.

После завершения спуска УЭЦН в скважину на НКТ 7 с кабелем 8 и закрепления НКТ с помощью резьбы с фланцем 11 устьевой арматуры, в полость рабочих НКТ 8 до глубины (Нсп нкт мд), с которой выявлено начало кристаллизации парафина, в рабочую подвеску НКТ 7 опускают дополнительную колонну НКТ 21 малого диаметра. Колонна НКТ малого диаметра подвешивается (закрепляется) в устьевой арматуре с помощью переходного фланца 14, установленного между тройником 13 и центральной задвижкой 15. В результате такой компоновки устьевого оборудования создают канал для движения ГЖП по НКТ малого диаметра, через задвижку 15, тройник 16, задвижку 17, штуцерную камеру 18, манифольд 19 в выкидную линию нефтесбора 20.

Перед подачей электрического напряжения на ПЭД на устьевой арматуре, открывают задвижки 15, 17, 25, 27, 30, а задвижки 32, 35 закрывают. На первом этапе вывода скважины на стационарный режим работы из скважины УЭЦН отбирают (откачивают) жидкость глушения.

После появления нефти в откачиваемой из скважины продукции начинают второй этап вывода скважины на стационарный режим. Задвижку 25 закрывают, а через отвод 33, после приведения задвижек 30 и 33 в откры-

тое состояние, нагнетают в дозированном режиме, технологическую жидкость -удалитель 38, например, ингибитор парафиноотложений или широкую фракцию углеводородов, которую между рабочей подвеской НКТ 7 и НКТ малого диаметра 21, направляют в воронку 22 НКТ малого диаметра 21. Химический состав технологической жидкости (удалителя), ее концентрацию и режим закачки через отвод 33 и устьевую арматуру, определяют опытным путем.

Ламинарный поток газо-жидкостной смеси 24, движущийся по рабочим НКТ 7 из УЭЦН, на глубине зарождения кристаллов парафина (L сп нкт мд) направляют через воронку 22 во внутреннюю полость коаксиально расположенных НКТ малого диаметра, вовлекая его в скоростной турбулентный режим квадратичного течения, а по кольцевому пространству рабочих НКТ и НКТ малого диаметра удалитель АСПО. В случае запарафинивания НКТ малого диаметра 21 через отвод 33 арматуры устья скважины производят прокачку удалителя АСПО в горячем состоянии (горячая воды, пар) через кольцевое пространство между рабочими НКТ 7 и НКТ малого диаметра 21 до полного восстановления проходного канала в НКТ малого диаметра.

Таким образом, наряду с известными способами предупреждения и ликвидации асфальто-смолистых и парафинистых отложений в насосно-компрессорных трубах в скважине, предложен новый способ борьбы с АСПО, который успешно опробован в промысловых условиях и может быть рекомендован для широкого использования в практике нефтедобычи.

## Список литературы

1. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – Т. 2. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 1966.
2. Сафин С.Г. Разработка композиций для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании //Нефтяное хозяйство.2004. №4. с.106–109.
3. Хаярова Д.Р. Автореферат диссертации. «Исследование процесса формирования и удаления органических отложений для повышения эффективности эксплуатации скважин на поздней разработки нефтяных месторождений. Алметьевск. 2011.
4. Рогачев М.К. Стрижнев К.Е. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.; ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 226 с.
5. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. М. – Ижевск: НИЦ-Регулярная и хаотичная динамика. 2005. – 254 с.

## ИСПЫТАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ИНГИБИТОРА Л-3003Б

Бабюк Г.Ф., Полищук С.Т.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В настоящее время в процессах нефтедобычи проблема предупреждения солеотложений решается в основном путем ингибиторной защиты подземного и наземного оборудования.

Сегодня для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин эффективным является использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией, капсулированных ингибиторов солеотложения, размещаемых в зумпфе скважины.

Выбор наиболее эффективного ингибитора в каждом конкретном случае должен основываться на анализе рисков и лабораторном подборе реагента. Далее следуют независимое тестирование и опытно-промышленные испытания (ОПИ).

**Целью настоящей работы** является проведение исследования эффективности ингибитора солеотложения Л-3003Б в добывающих скважинах месторождений ОАО «СН-МНГ» для закачки по методу задавки в пласт.

Результаты проверки соответствия фактических и заявленных свойств ингибитора комплексного действия Л-3003Б приведены следующими параметрами, согласно технических требований:

- Плотность при 20°C, составляет 1,083 г/см<sup>3</sup>, при норме, согласно ТУ 1,050±0,052 г/см<sup>3</sup>.
- Значение рН реагента при 20°C, составляет 1,96 при норме, согласно ТУ 0,5±2,0.
- Температура застывания: при -50°C- не застыл, согласно ТУ не выше минус 50°C.
- Доля активного компонента составляет 26,98 (масс.%), при норме, согласно ТУ 27±4(масс.%).
- Скорость коррозии образцов стали при их контакте с ингибитором в течение 6 часов составила 0,0836 г/м<sup>2</sup>час, а с учетом коэффициента пересчета 1,12 – 0,094 мм/год (менее 0,1 мм/год) при норме, согласно ТУ не выше 0,1 , г/(м<sup>2</sup>·час).

Данные совместимости ингибитора солеотложения Л-3003Б с пластовыми водами и растворами глушения приведены в таблице 1.

По результатам испытания видно, что в широком интервале концентрации от 10 до 90 г/дм<sup>3</sup> ингибитор солеотложений Л-3003Б растворим и совместим с водами следующих месторождений ОАО «СН-МНГ»: Аганского, Южно-Аганского, Лугового, Ватинского и Северо-Покурского.

Скважины месторождений ОАО «СН-МНГ»	Интервал температур
Скв. 1073 – с водой пласта Б17-21 Аганского м/р	20-60°C
Скв. 210 – с водой пласта БВ6-9 Южно-Аганского м/р	20-80°C
Скв. 916 – с водой пласта АВ1 Северо-Покуровского м/р	20-60°C
Скв. 523 – с водой пласта Б2В3 Лугового м/р	20-60°C
Скв. 4012 – с водой пласта АВ2 Ватинского м/р	20-70°C

Для успешного применения ингибитора, необходимо чтобы совместимость с применяемой жидкостью глушения была полной, без образования осадков в интервале температур от плюс 20 °С до температуры пласта. Распространенными жидкостями глушения в нашем эксперименте является галит (хлорид натрия) и хлорид кальцит. Заключение о совместимости либо несовместимости ингибитора с растворами глушения делается по результатам визуального определения. Было показано, что во всем диапазоне концентраций при температурах 20 и 80°C ингибитор солеотложений Л-3003Б совместим с растворами глушения на основе галита и хлорида кальция.

Определение эффективности реагента Л-3003Б как ингибитора осадкообразования карбоната кальция определяли на модели пластовой воды Ватинского месторождения ОАО «СН-МНГ» следующего состава, г/дм<sup>3</sup>: NaCl – 21,1; CaCl<sub>2</sub>\*2H<sub>2</sub>O – 3,5; MgCl<sub>2</sub>\*6H<sub>2</sub>O – 0,6; NaHCO<sub>3</sub> – 0,8. Статический лабораторный тест заключался в добавлении определенной концентрации испытуемого ингибитора в модельный раствор и его выдержки в течение 6 часов при температуре 90°C.

Определение термостабильности ингибитора солеотложений Л-3003Б проводили по методике «Определение термостабильности НХР», введенной согласно Приложению №7 Протокола 7/12 Департамента нефтегазодобычи НК «Роснефть» от 24.10.2014 года. На основе полученных данных можно сделать выводы, что эффективность исходного образца ингибитора Л-3003Б, и образца подвергнутого термическому воздействию в течение 4 часов при 150°C, при заданной дозировке 30 мг/дм<sup>3</sup> не изменилась в пределах ошибки эксперимента.

Определение адсорбционно-десорбционной способности ингибитора на породу пласта Западно-Аганского месторождения производилось для оценки способности ингибитора эффективно защищать скважинное оборудование от солеотложения при задавке раствора реагента в пласт.

Адсорбцию в динамических условиях исследовали на фильтрационной установке FDS-210. Растворы ингибитора в минерализованной воде, подавались в кернодержатель с дезинтегрированной породой. Размеры ячейки 30x30. Линейная скорость фильтрации флюида через породу составляла 1.5 м/сут. Насыщение керна ингибитором солеотложения осуществлялось путем прокачивания 1 % раствора ингибитора через керн. На выходе кернодержателя отбиралось по 3 мл раствора, который анализировался на содержание действующего вещества товарной формы ингибитора солеотложения.

Десорбция ингибитора производилась пропуском через ячейку МПВ. Режимы прокачивания не меняли. Полученные кривые выноса ингибиторов обрабатывались с использованием программного комплекса Squeeze V, подпрограммой «ADSORPTION ISOTHERM DERIVATION MODEL». Исходными данными для этой подпрограммы являются результаты выноса ингибитора солеотложения: зависимость концентрации от объема прокаченной жидкости, выраженной как в абсолютных единицах, так и в количестве поровых объемов. Результаты обработки полученных данных приведены на рисунке 1, в виде зависимости уравнения Фрейндлиха, связывающего величину адсорбции от текущей концентрации ингибитора. Параметры уравнения Фрейндлиха  $\Gamma = kC^n$  приведены в таблице 2.

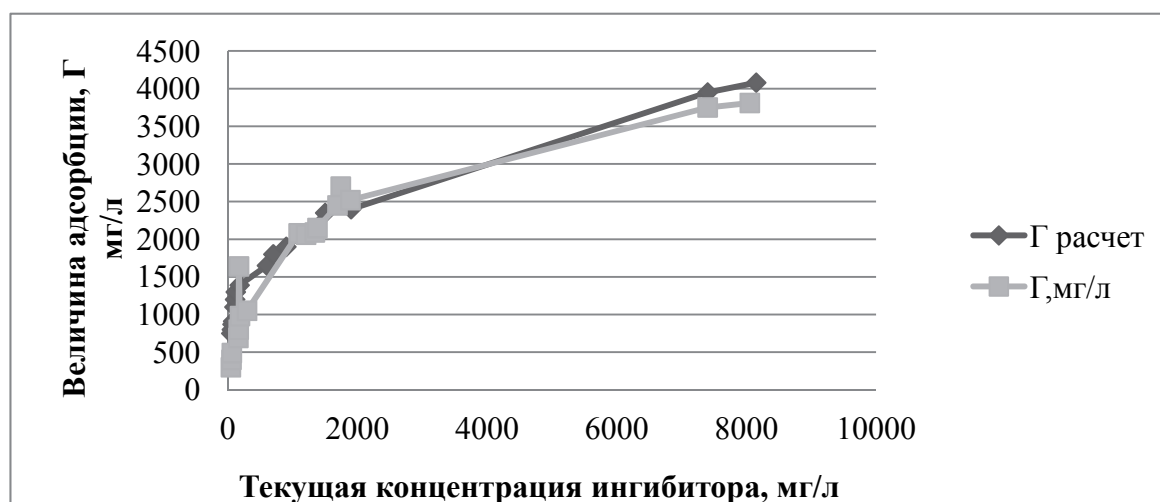


Рисунок 1 – Изотерма адсорбции ингибитора Л-3003Б на породе керна пласта Западно-Аганского месторождения

Данные параметры рекомендуется использовать для моделирования закачек растворов ингибитора в пласт (squeeze treatment), времени защиты скважины и расчета необходимых объемов основной задавки и продавки (дизайн технологии).

Таблица № 2

Параметры уравнения Фрейндлиха

Параметры	Значения
k	161.3
n	0.36

По данным тестирования адсорбционно-десорбционных свойств 10% растворов ингибитора солеотложения Л-3003Б и 10 % раствора ингибитора солеотложений ОЭДФ было выполнено тестовое моделирование задавки (программа Squeeze V) с заданными объемами основной задавки 10 м<sup>3</sup> 10 % раствора ингибитора и продавки 25 м<sup>3</sup> для скважины с дебитом по воде



60 м<sup>3</sup> /сут. В результате был определен профиль выносимой концентрации ингибиторов (рисунок 2.12-2) и время выноса ингибитора до заданной конечной концентрации (10 и 5 мг/л).

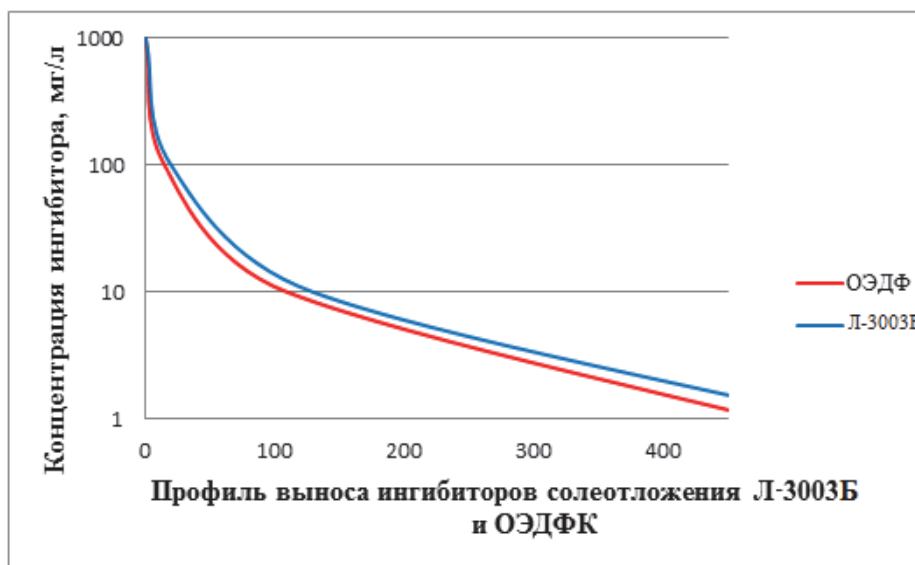


Рисунок 2 – Профиль выноса ингибиторов солеотложения Л-3003Б и ОЭДФК

Результаты моделирования времени выноса ингибиторов до достижения концентраций 10 и 5 мг/л представлены в таблице 3.

Таблица № 3

Результаты моделирования выноса ингибиторов Л-3003Б и ОЭДФК

Ингибитор	Время снижения концентрации, сут.	
	До 10 мг/л	До 5 мг/л
Л-3003Б	143	307
ОЭДФК	123	265

Учитывая, что минимальная рабочая концентрация для ОЭДФК составляет 10 мг/л, а для Л-3003Б 5 мг/л время защиты скважины при заданных параметрах составляет 123 и 307 суток, соответственно. При оптимизации объемов продавки и объема задавливаемого ингибитора солеотложения Л-3003Б разница времени выноса может быть уменьшена либо скорректирована по результатам опытно-промысловых испытаний.

Таким образом, для организации защиты от солеотложений реагентом Л-3003Б по методу задавки в пласт в течение 365 суток с ожидаемым выносом реагента не менее 10 г/м<sup>3</sup>, следует осуществить закачку 10% раствора Л-3003Б в количестве 0,5 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> суточного дебита скважины по воде. После выбора скважины и расчета количества ингибитора, продавка этой порции в пласт осуществляется 50 м<sup>3</sup> подтоварной воды.

Проведены входной контроль и лабораторные испытания ингибитора Л-3003Б, производства ООО «Лайсан», показали, что:

- образцы реагента прошли входной контроль и соответствуют показателям, заявленным в ТУ и паспорте на партию свойства ингибитора Л-3003Б соответствует набору требований нормативных документов ОАО «НК «Роснефть» для допуска на опытно-промышленные испытания.
- свойства ингибитора Л-3003Б соответствует набору требований нормативных документов ОАО «НК «Роснефть» для допуска на опытно-промышленные испытания.

По совокупности результатов анализа реагент может быть рекомендован к ОПИ по защите от солеотложений скважинного оборудования методом закачки в пласт.

Для расчета общего количества (в м<sup>3</sup>) реагента Л-3003Б на проведение в течение 365 суток ОПИ методом задавки в пласт с ожидаемым выносом реагента не менее 10 г/м<sup>3</sup>, следует объем суточного дебита по воде выбранной скважины умножить на 65 (50 л – объем 100% реагента Л-3003Б + 30% потерь в пласте).

Результаты исследований дают основания для рекомендации химического реагента Л-3003Б против образования минеральных отложений солей для проведения ОПИ в добывающих скважинах месторождений ОАО «СН-МНГ».

### **Список литературы**

1. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. М.: Недра. 1986. 240 с.
2. ЗАО «Опытный завод Нефтехим». Солеобразование при добыче нефти // Инженерная практика. 2010. № 4. С.: 40–42.
3. Мизипов И.Р. Алгоритм подбора и результаты применения ингибиторов солеотложений // Инженерная практика. 2012. №1. С.: 26–29.

## **ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА, СНИЖАЮЩИЕ РИСК ВОДОПРОЯВЛЕНИЙ**

Сун Д.В., Тананыхин Д.С.  
Санкт-Петербургский горный университет

В настоящий момент большинство нефтяных месторождений России характеризуются значительными снижениями продуктивности скважин. С проблемой увеличения нефтеотдачи российские компании предпочитают бороться с помощью применения относительно недорогих технологий, среди которых гидроразрыв пласта (ГРП) занимает не последнее место.

ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласт. Однако высокие значения обводненности добываемой продукции и близость расположения водоносных горизонтов являются одними из решающих факторов, ограничивающих количество скважин-кандидатов для проведения ГРП [1].

В работах [1,2] приведены классификации технологий ГРП, направленных на снижение водопритока в скважину. Нам представляется целесообразным выделить две основные группы технологий по принципу действия и применимости их в различных условиях. К первой группе мы отнесли технологии, направленные на ограничение неконтролируемого роста трещины в высоту:

- с помощью снижения эффективного давления разрыва – линейные гели малой вязкости, составы ClearFRAC, ZetaGel;
- с помощью создания механических барьеров – технологии J-FRAC, Bracket-FRAC.

Первая группа методов позволяет проводить ГРП в скважинах, вскрывающих пласты с небольшими по мощностям глинистыми перемычками.

Ко второй группе мы отнесли комплексные технологии одновременной водоизоляции и интенсификации притока посредством ГРП – проведение ГРП с модификаторами фазовой проницаемости (МФП), селективное тампонирование обводненного интервала перед проведением основного ГРП.

В данной работе мы подробнее рассмотрели по одному из видов нестандартного ГРП из каждой выделенной нами группы.

#### 1) ГРП на линейном геле малой вязкости.

Малая вязкость линейного геля (4-64 мПа·с) обеспечивает повышенную фильтратоотдачу, и как следствие – снижение эффективного давления разрыва. Тем самым сокращается риск попадания трещины в водоносную зону (рисунок 1).

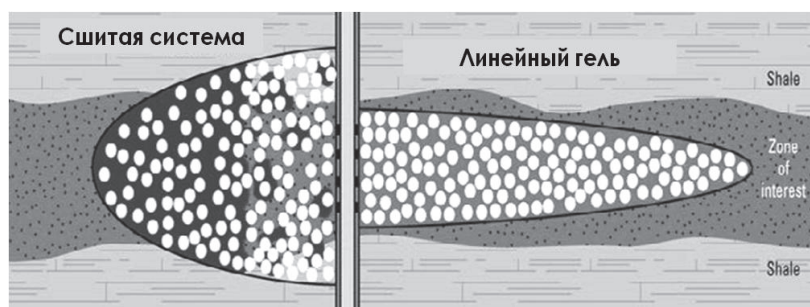


Рисунок 1 – Схема развития трещины ГРП с применением линейного и сшитого геля

Рекомендуемые условия применимости линейных гелей – глинистая перемычка или барьер между пластами не менее 5 метров и температура пласта не более 80<sup>0</sup> С. Под эти условия подходит сильно расчлененный маломощными глинистыми перемычками пласт АВ<sub>1-2</sub> (типа «рябчик»), который встречается на месторождениях Западной Сибири.

На нефтяном месторождении, расположенном в Сургутском районе, было проведено 3 ГРП с применением линейного геля и 11 стандартных операций ГРП на объект АВ<sub>1-2</sub> (таблица 1).

Таблица № 1

Геологические, технологические и эксплуатационные параметры по стандартным ГРП и ГРП с линейным гелем на объект АВ нефтяного месторождения в Западной Сибири

Параметр	АВ <sub>1-2</sub>	АВ <sub>1-2</sub>
	Линейный гель	Стандартный ГРП
Эффективная мощность пласта в интервале ГРП, м	5,1	5,2
Масса проппанта, т	10,4	15,9
Дебит жидкости до ГРП, т/сут	9,3	10,4
Дебит нефти до ГРП, т/сут	4,8	3,4
Обводненность до ГРП, %	48,1	67,7
Дебит жидкости после ГРП, т/сут	36,9	35,2
Дебит нефти после ГРП, т/сут	9,2	7,9
Обводненность после ГРП, %	74,9	77,6

На рисунке 2 приведена динамика дебита нефти до и после проведения ГРП по месяцам. По одной из трех скважин, на которых был проведен ГРП с линейным гелем, эффект по нефти в месяц запуска данной скважины в эксплуатацию после обработки не был получен (по причине длительной отработки жидкости у данной скважины, в дальнейшем наблюдался рост дебита нефти).

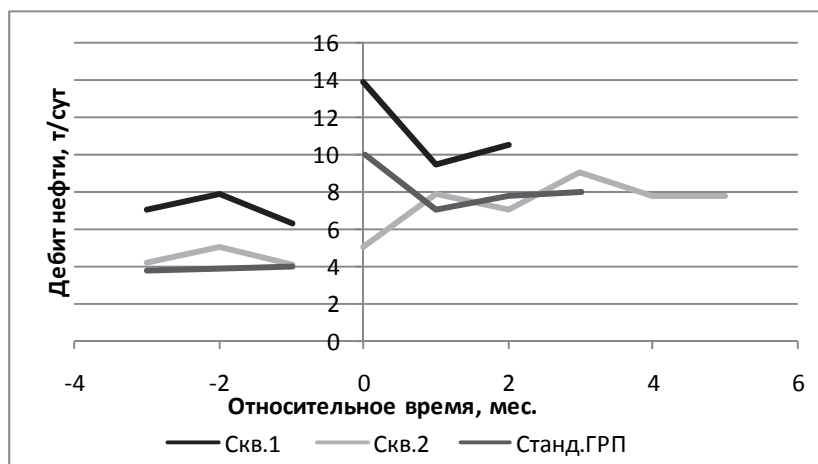


Рисунок 2 – Приведенные дебиты нефти на дату ГРП по стандартным ГРП и ГРП с линейным гелем на объект АВ<sub>1-2</sub>

Обводненность после проведения ГРП на линейном геле выросла в среднем на 26,8%, что могло быть вызвано тем, что трещина гидроразрыва вышла за пределы «зоны интереса». В среднем после ГРП с линейным ге-

лем на пласт АВ<sub>1-2</sub> начальный прирост дебита нефти составил 4,4 т/сут, что немногим отличается от результатов стандартных ГРП – 4,5 т/сут. При этом, в случае с линейным гелем было закачено в среднем на 53 % меньше проппанта при равных темпах закачки жидкости разрыва (2,4 м<sup>3</sup>/мин).

Некоторые исследователи отмечают пониженную способность линейных гелей пропускать проппант, что может приводить к непродавке и преждевременному «стоппу» по операции [2].

Был сделан вывод, что ГРП на линейном геле показали хорошую эффективность, несмотря на существующие риски, которые оправдали себя величиной накопленной дополнительной добычи нефти и быстрой окупаемостью скважино-операций. В свою очередь низкая нагрузка полимера позволила существенно снизить экологическое воздействие ГРП на окружающую среду.

## 2) Проведение ГРП с добавлением МФП.

При проведении операции ГРП МФП играют роль «химических барьеров»: проникая в поровые каналы, они адсорбируются на зернах гидрофильной породы, удлиняя свою полимерную цепь, если среда водонасыщенна, и наоборот – сжимая цепь, если среда насыщена нефтью [2,3]. За счет этого процесса меняются смачивающие свойства породы: значительно уменьшается проницаемость по воде, в то время как по нефти она остается практически неизменной (рисунок 3).

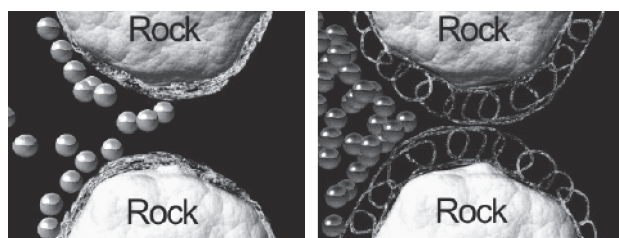


Рисунок 3 – Принцип работы МФП

МФП изготавливают на основе полиакриламида, один из мономеров которого содержит сульфонатные остатки, что повышает устойчивость состава к минеральным растворам с повышенной концентрацией  $Ca^{+2}$  и  $Mg^{+2}$  и позволяет добавлять его к жидкостям гидроразрыва на водной или углеводородной основе [3].

В работе сравнивались результаты, полученные от ГРП с МФП в 4 добывающих скважинах, с результатами стандартных ГРП, проведенных в 30 скважинах месторождения в Западной Сибири (таблица 2, рисунок 4).

В скважинах №1 и 2, в которых водоносные горизонты не отделены глинистым барьером, трещины гидроразрыва вышли за пределы продуктивного пласта. Несмотря на это, в первый месяц после обработки по скважине №1 получили обводненность ниже прогнозируемой, увеличение дебита нефти с 37 до 84 т/сут, а по скважине №2 – снижение обводненности с 49% до 24% и увеличение дебита с 5 до 51 т/сут.

Эксплуатационные показатели скважин  
до и после проведения ГРП с МФП и без МФП

Скв.	Дебит нефти до, т/сут	Дебит нефти после, т/сут	Обв. до, %	Обв. прогноз, %	Обв. после 1 мес., %	Обв. после 3 мес., %	Обв. после 6 мес., %	Обв. после 9 мес., %
1	37	84	17	54	40	15	20	30
2	5	51	49	56	24	45	52	60
3	35	56	13	40	34	39	45	67
4	36	98	12	32	32	29	29	25
Средняя с МФП	-	-	23	46	33	32	37	51
Средняя без МФП	-	-	24	40	51	49	43	42

По скважине №3 в первый месяц после проведения операции дебит нефти вырос с 35 до 86 т/сут, несмотря на то, что скважина расположена рядом с нагнетательным рядом и среднее значение обводненности окружающих ее добывающих скважин – 70%.

В результате проведения ГРП с МФП в скважине №4 трещина вышла за пределы целевой зоны в ниже лежащий водоносный горизонт мощностью 4,8 м, при этом дебит нефти вырос с 36 до 98 т/сут, а обводненность в первый месяц была равна запланированной, после чего наблюдалось ее снижение с 32 до 25%.

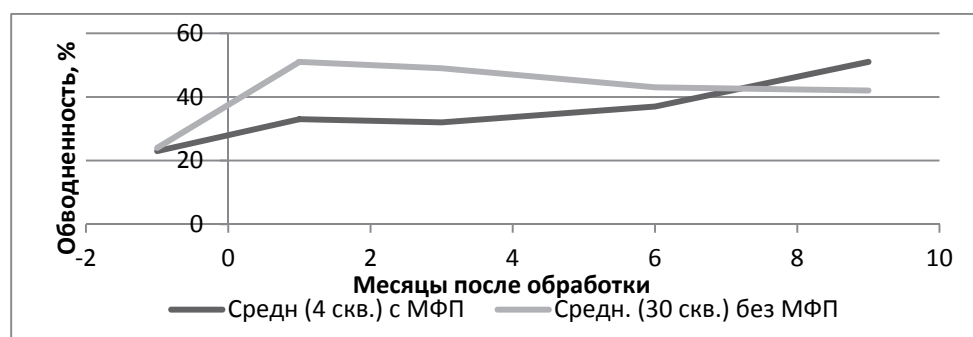


Рисунок 4 – Динамика изменения обводненности после проведения ГРП на нефтяном месторождении Западной Сибири

В сравнении с 30 операциями стандартного ГРП, ГРП с добавкой МФП оказался более эффективным, в среднем эффект по 4 скважинам держался 8 месяцев.

Был сделан вывод, что ГРП с МФП имеет исключительную особенность по сравнению с другими технологиями ГРП – позволяет проводить ГРП на обводненном фонде скважин, в отличие от технологий ограничения роста трещины в высоту, которые жестко ограничиваются применением в условиях обязательного присутствия глинистых перемычек.

Однако высокая стоимость компонентов состава большинства модификаторов не позволяет проводить подобные операции повсеместно. Перспективным направлением развития данной технологии считаем поиск недорогих реагентов и разработка составов с пониженной гидрофильностью. Также в данный момент ведутся работы по поиску новых видов расклинивающего материала, который также бы способствовал снижению водопритока в самой трещине гидроразрыва [2].

## Список литературы

1. Виноградова И.А. Результаты применения технологий гидроразрыва пласта по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство – 2010. – №1. – С. 70–72.
2. Долгушин В.А. Исследование и разработка технологии ограничения водопритока в трещине гидроразрыва. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 2013.
3. E.G. Borodin, P. Vakhoureshev, S. M. Stolyarov, & L. J. Kalfayan. Application of Relative Permeability Modifiers to control water cut following hydraulic fracturing in Western Siberia oil field – Russian case-history study. Paper SPE 102679. Presented at the 2008 SPE Production & Operations Symposium, 1 August, 2008.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОК К ТЕПЛОНОСИТЕЛЮ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

Фарманзаде А.Р.

Санкт-Петербургский горный университет

Эффективность термических методов добычи высоковязкой нефти можно повысить вводом химических реагентов с паром или горячей водой. Добавки к теплоносителю необходимы для уменьшения потребного количества пара, исключения образования водонефтяных эмульсий в скважине и отложений тяжелых органических веществ на поверхности подземного оборуования и в призабойной зоне пласта.

Задачей данной работы является анализ различных химических реагентов и изучение их влияния на снижение вязкости нефти при температурах 20–65 °С.

### **Выбор химических реагентов в качестве добавок к пару или горячей воде**

В качестве добавок в основном применяют поверхностно-активные вещества и углеводородные растворители. Добавки должны эффективно снижать вязкость нефти и не осаждают асфальтены. Температура начала кипения

ния составов должна быть не ниже 100 °С, а конца кипения не более 220 °С [1]. Широко применяются индивидуальные растворители алифатического (гептан, гексан и т.д.) и ароматического ряда (о-ксилолы, толуол и т.д.), а также продукты и отходы нефтепереработки и нефтехимии и их смеси (нефрасы, петролейный эфир, ШФЛУ и т.д.). Ароматические растворители, а также составы на их основе, эффективно снижают вязкость нефти, предотвращают отложения высокомолекулярных компонентов нефти, но их применение ограничено ввиду высокой токсичности. Алифатические растворители способствуют коагуляции асфальтенов и дальнейшему их осаждению, однако способствуют значительному снижению вязкости нефти.

Исследуемая в работе нефть месторождения Мелекекской впадины отличается высоким содержанием асфальтенов и смол (таблица 1), в связи с этим необходимо применение реагентов на основе ароматических растворителей или составов, взаимодействующих с асфальтеновыми частицами.

Таблица № 1

Содержание асфальтосмолопарафиновых веществ в составе нефти

Асфальтены, %	Смолы, %	Парафины, %
6,75	10,6	3,95

В качестве исследуемых добавок были использованы промышленно производимые составы с различным содержанием ароматических углеводородов, а также разрабатываемый состав на основе поверхностно-активных веществ и разбавителя – ИС (таблица 2).

Таблица № 2

Свойства исследуемых добавок

Разбавитель	Содержание ароматических углеводородов, %	Вязкость при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с
о-Ксилол	99,6	0,72
Нефрас-А-130/150	99	0,73
Легкий газойль каталитического крекинга (ЛГКК)	75,2	2,41
Керосин ТС-1	0	1,34
Пропанол-2 (ИПС)	0	1,69
ИС	0	2,45

### Проведение исследований

Исследования по определению вязкости нефти проводились на автоматизированном кинематическом вискозиметре, работа которого основана на измерении времени истечения жидкости из капилляра с помощью электронных датчиков. Перед проведением измерений все образцы подвергались тщательному размешиванию для получения однородного состава.

Эксперименты по определению вязкости нефти проводились при температуре 40 °С при добавлении исследуемых реагентов в объемных концентрациях: 3, 5, 10, 13, 15, 20 % (рис. 1).



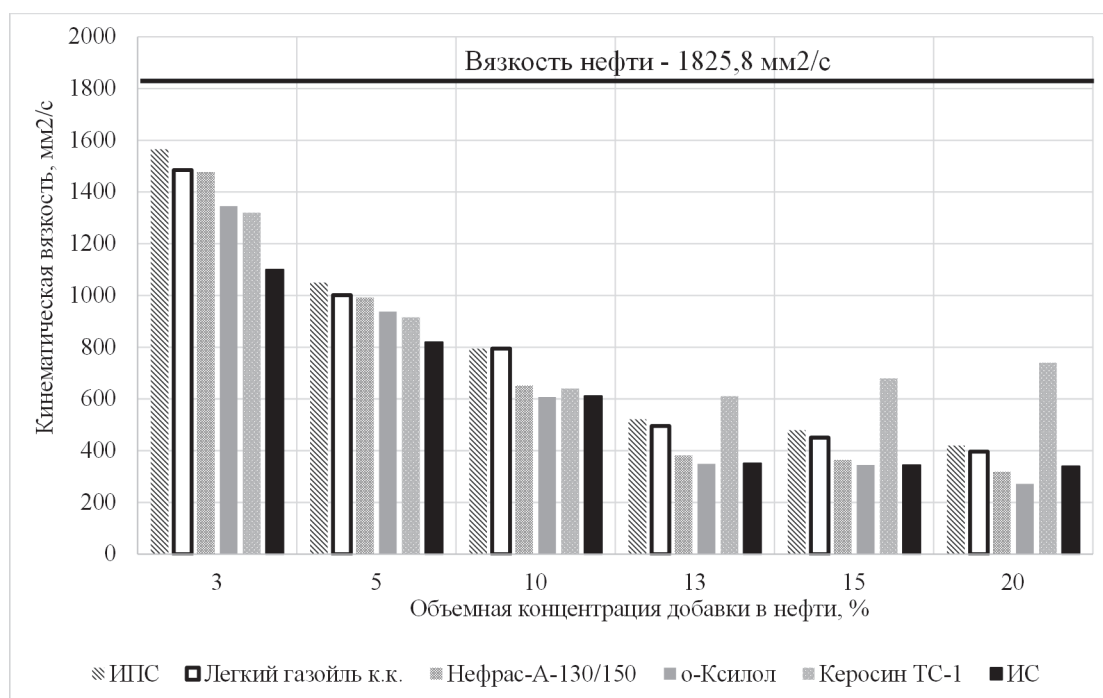


Рисунок 1 – Зависимость кинематической вязкости нефти от типа и концентрации химических добавок при 40 °С

Все реагенты успешно снижают вязкость нефти в рассматриваемом диапазоне концентраций. Наименьшей эффективностью отличается добавление пропанола-2, что связано с плохой смешиваемостью с нефтью. Однако, в данном случае, понижается вероятность осадкообразования из-за взаимодействия групп –ОН спиртов и полярных групп асфальтенов [2].

Наличие в составе ароматического растворителя может иметь преимущество благодаря смещению начала флокуляции асфальтенов. Однако для большинства тяжелых нефтей, асфальтены находятся в растворенном состоянии и начинают флокулировать только после добавления большого количества осаждающего вещества [3]. В данном случае в качестве такого вещества применялся авиационный керосин ТС-1, основу которого составляют предельные алифатические углеводороды.

Увеличение вязкости нефти при увеличении концентрации керосина с 13 до 15% можно связать с нарушением коллоидной стабильности асфальтенов и их осаждением.

Состав ИС является эффективным в рассматриваемом диапазоне концентраций: содержащиеся поверхностно-активные вещества взаимодействуют с полярными группами молекул асфальтенов, в результате чего происходит диспергирование и предотвращение агрегирования асфальтеновых частиц. Помимо ингибирования осадкообразования обеспечивается снижение вязкости нефти.

Далее проводились исследования по определению вязкости нефти при добавлении состава ИС в объемной концентрации 13% (рис. 2).

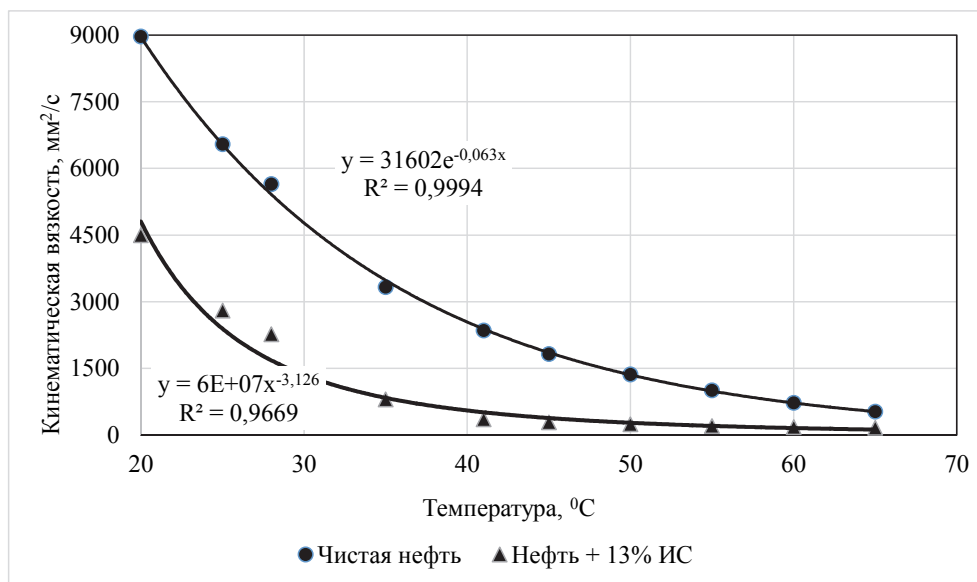


Рисунок 2 – Зависимость изменения кинематической вязкости нефти от температуры при добавлении 13% ИС

Таким образом, добавление ИС позволяет снизить вязкость нефти на всем промежутке температур 20–65 °С. С увеличением температуры часть высокомолекулярных углеводородов переходит в растворенное состояние, благодаря чему разница вязкостей у чистой нефти и обработанной нивелируется.

В ходе проведенных лабораторных экспериментов выявлена способность различных по природе добавок (к теплоносителю) понижать вязкость нефти: установлено, что возможно добавление алифатического растворителя взамен токсичного ароматического, однако необходимо тщательное определение концентрации в нефти для предотвращения осаждения из нее асфальтенов. Разрабатываемый состав ИС снижает вязкость нефти в температурном диапазоне 20–65 °С, с увеличением температуры его эффективность понижается, что можно связать с переходом высокомолекулярных углеводородов в растворенное состояние.

### Список литературы

1. Babadagli T., Ozum B. Biodiesel as surfactant additive in steam assisted recovery of heavy-oil and bitumen// Paper SPE–133376. – 2010. – 9 p.
2. Цыбикова А.Ц. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке: Автореф. дис... канд. тех. наук. – М., 2014. – 26 с.
3. Argillier J-F., Barre L., Brucy F., Dournaux J-L., Henaut I., Bouchard R. Influence of asphaltenes content and dilution on heavy oil rheology// Paper SPE–69711. – 208. – 8 p.

Научный руководитель – Мардашов Д.В., канд. техн. наук, доцент

## **СЕКЦИЯ V. СБОР, ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ, ВЫЗЫВАЕМОЙ ГЕОМАГНИТНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ**

Александров О.Ю.

Ухтинский государственный технический университет

Коррозионные процессы, происходящие на внешней поверхности стенок труб магистральных газонефтепроводов, являются ключевым фактором, снижающим срок службы и ресурс подземных трубопроводов. По данным специалистов порядка 60–70 % всех аварийных разрушений в магистральном трубопроводном транспорте происходят по причине коррозии.

Наиболее опасным видом коррозии является электрохимическая коррозия, связанная с движением электрически заряженных частиц, т.е. с электрическим током [1]. Потеря массы конкретного металла в данном случае будет зависеть от плотности тока и времени действия источника. Поэтому угрозу целостности трубопроводов могут заключать в себе источники блуждающих токов, когда ток натекает-стекает со стального трубопровода.

Основными источниками блуждающих токов в земле для подземных металлических сооружений являются электрифицированные железные дороги постоянного тока (трамвай, метрополитен, шахтный электротранспорт), линии электропередачи постоянного тока по системе «провод – земля». Токи средств электрохимической защиты (катодных установок) можно также отнести к источникам блуждающих токов в земле для подземных сооружений, не включенных в данную систему защиты [2].

Практика эксплуатации подземных трубопроводов свидетельствует, что участки с присутствием внешних источников тока выявляются далеко от населенных пунктов и промышленных электрифицированных объектов. Такие участки зарегистрированы в Канаде, Белоруссии, Бразилии, Австралии, а также в России на Полярном Урале и Сибири [3,4].

Малоизученными источниками блуждающих токов являются теллурические токи (от латинского *telluris* – Земля), электрические токи, текущие в земной коре. Их существование связывают главным образом с вариациями магнитного поля Земли (наводящие токи согласно закону электромагнитной индукции), с электрическим полем атмосферы, с электрохимическими и термоэлектрическими процессами в горных породах (пьезоэлектрический эффект).

Теллурические токи индукционного происхождения являются следствием и имеют как региональный, так и глобальный характер; токи же, вызванные двумя последними причинами, более локальны. Интенсивность и направление теллурических токов изменяются во времени с периодами от

нескольких лет (циклические, годовые вариации) до нескольких минут и секунд (короткопериодные вариации). Колебания напряжённости электрического поля теллурических токов изучают по изменению разности потенциалов между электродами, опущенными в землю (или в морскую воду) на расстоянии от нескольких сотен метров до нескольких километров [5]. Амплитуда этих вариаций меняется в пределах от долей до сотен мВ/км в зависимости от состава подстилающих пород, географического положения точки измерений на земной поверхности и возмущённости геомагнитного поля. Теллурические токи позволяют также получить ценную информацию о короткопериодных колебаниях геомагнитного поля.

Вариации геомагнитного поля (магнитная буря) – одно из проявлений сильных возмущений магнитосферы, возникающих при изменении параметров солнечного ветра, особенно скорости его частиц и нормальной составляющей межпланетного магнитного поля относительно плоскости эклиптики. Сильные возмущения магнитосферы сопровождаются появлением в верхней атмосфере Земли полярных сияний, ионосферных возмущений, рентгеновского и низкочастотного излучений [6].

Влияние геомагнитных источников блуждающего тока (ГИТ) на протяженные магистральные трубопроводы в большинстве случаев заключается в хаотическом изменении защитного потенциала «труба-земля», при этом вызывая сложности в работе средств электрохимической защиты (ЭХЗ) и определении эффективности работы системы (ЭХЗ). В РФ исследований направленных на определение опасности действия такого источника не проводилось, зарубежные исследователи при этом пишут о том, что «риск коррозии, в большинстве случаев, минимален».

При оценке опасности действующего ГИТ, априори исходят из положения о том, что раз действие источника наблюдается, значит, переходное сопротивление изоляционного покрытия трубопровода высокое. Опасность может быть скрыта только в том случае, если на фоне в целом отличной изоляции имеются отдельные сквозные дефекты, в которых может наблюдаться высокая плотность стекающего с трубопровода в грунт тока.

Очевидно, что наличие на участке трубопровода геомагнитных токов, предъявляет особые требования к контролю изоляции. Кроме этого, актуальной является задача разработки методики оценки потенциальной скорости коррозии в обнаруженных дефектах и прогноза ресурса трубопровода коррозионной, однако такие методики не разработаны.

Цель настоящей работы – разработать подходы к оценке опасности блуждающего тока, вызванного геомагнитными вариациями.

Связь между протекшим количеством металла и прошедшим количеством электричества, описывается законом М. Фарадея посредством параметра, названного электрохимическим эквивалентом  $\mathcal{E}$ :  $\mathcal{E} = A/nF$ , где  $A$  – атомная масса металла, валентность,  $F$  – число Фарадея. Для железа электрохимический эквивалент составляет 9,1 кг/А·год.

Пусть имеется оголенный участок площадью  $S_{\text{деф}}$  трубопровода, незащищенный изоляцией. Через оголенный участок с металла трубы в грунт стекает анодный ток силой  $I$ . За время  $t$  это приводит к утонению стенки трубы на величину  $h_{\text{деф}}$ .

Таким образом, масса прокорродировавшего металла:

$$M_{\text{деф}} = S_{\text{деф}} \cdot h_{\text{деф}} \cdot \rho_{\text{ст}}, \quad (1)$$

где  $\rho_{\text{ст}}$  – плотность стали.

С другой стороны, масса потеря массы металла составляет

$$M_{\text{деф}} = \mathcal{E} \cdot I \cdot t \quad (2)$$

Приравняем правые части 1 и 2, выразим  $h_{\text{деф}}$  через произведение скорости коррозии  $C_{\text{корр}}$  на время  $t$  и время  $t$  сократим. Тогда:

$$C_{\text{корр}} = \frac{\mathcal{E} \cdot I}{\rho_{\text{ст}} S_{\text{деф}}} \quad \text{или} \quad C_{\text{корр}} = \frac{\mathcal{E} \cdot j}{\rho_{\text{ст}}} \quad (3)$$

где  $j$  – плотность анодного коррозионного тока.

Если задаться критической скоростью коррозии 0,1 мм/год, плотностью стали 7850 кг/м<sup>3</sup>, получим критическую плотность тока порядка 8,6 мА/см<sup>2</sup>.

Однако данный критерий будет справедлив только при условии, что 100% времени действует ГИТ, в большинстве случаев, действие будет кратковременным, поэтому рекомендуется применять коэффициент, численно равный соотношению времени действия ГИТ к общему времени. Для большей точности выполняют интегрирование функции плотности тока по времени для определения воздействия.

Поиск дефектов изоляции и оценку их площади выполняют с применением приборов, основанных на измерении напряженности переменного магнитного поля, формируемого вокруг трубы. Источником переменного тока в данных измерениях служит генератор переменного тока.

В качестве оборудования для решения данной задачи можно использовать приборный комплекс «БИГА-1» (пр-во АО «Гипрогазцентр») [7].

Площадь обнаруженного дефекта изоляции определяют путем последовательной установки в грунт имитаторов дефектов изоляции известной площади  $S_1$  и  $S_2$ , при этом измеряют при помощи рамки прибора значения напряжения на участке измерения  $U_1$  и  $U_2$ , соответственно. После чего рассчитывают значение площади дефекта изоляции  $S_x$  по формуле:

$$S_x = S_1 + \frac{(S_2 - S_1)(U_x - U_1)}{(U_2 - U_1)}. \quad (4)$$

В точках с максимальным изменением разности потенциала «труба-земля», вызванного ГИТ при помощи систем дистанционного коррозионного мониторинга или выполнением измерений с выездом на трассу трубопровода, во время магнитных бурь снимают график изменения плотности стекающего тока во времени  $j=f(t)$ . С целью получения максимально адекватных значений при измерении применяют электроды площадью, сопоставимой с площадью выявленных повреждений. Для этой задачи можно применять электроды с тарированной площадью  $S$  контакта с грунтов в зависимости от погружения электрода  $L$ .

Описанные элементы методики являются начальными задачами разработанного алгоритма проведения работ по оценке опасности ГИТ с учетом расчетной скорости коррозии (рис. 1).



Рисунок 1 – Алгоритм оценки и устранения риска коррозионного разрушения трубопровода под воздействием ГИТ

Выводы по работе:

1. Показано, что коррозионные потери от действия блуждающего тока могут быть оценены по результатам электрометрических измерений характеристик блуждающего тока и возможных дефектов изоляционного покрытия трубопровода.

2. Разработана методика измерения плотности тока, стекающего с трубопровода, обусловленного геомагнитным источником. Для реализации методики предложено использовать магнитометрический комплекс БИТА-1 и частично погружаемые электроды для измерения силы стекающего тока.

3. Предложен алгоритм оценки и устранения риска коррозионного разрушения трубопровода под воздействием ГИТ.

### Список литературы

1. Александров Ю.В. Коррозия газонефтепроводов. Электрохимические методы защиты. СПб.:Недра, 2011, – 420 с.

2. Агинец Р.В., Фуркин А.В. Опыт исследования «неклассического» источника блуждающих токов, воздействующего на многониточную систему подземных газопроводов // Естественные и технические науки – 2008 – № 5 – С. 174–179.

3. Elias A.G., Silbergleit V.M. Strong geomagnetic disturbances and induced current on earth surface // Progress in electromagnetics research letters, vol. 1, 139–148, 2008.

4. Fernberg P.A., Samson C. Earth conductivity structure and their effects on geomagnetic induction in pipelines // Annales Geophysicae, 25, 207–218, 2007.

5. Александров О.Ю., Исупова Е.В., Агинец Р.В. Обзор результатов исследования влияния геомагнитно-индуцированных токов на подземные магистральные нефтегазопроводы // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе – 2017. – №1. – С. 44–49.

6. Александров О.Ю., Гуськов С.С., Агинец Р.В., Александров Ю.В. Теоритические основы моделирования геомагнитно-индуцированных токов, воздействующих на газонефтепроводы // Ресурсы Европейского Севера. Техноологии и экономика освоения – 2016. – № 4. – С. 73–87.

7. Пат. 2379673 Российская Федерация, МПК G01N27/72 Устройство бесконтактного измерения тока катодной защиты» /Пужайло А. Ф., Кривдин А. Ю.,Вититнев О. Ю.,Спиридович Е. А. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр»; заявл. 21.07.2008; опубл. 20.01.2010.

## ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АВАРИЙНЫХ ЗАДВИЖЕК НЕФТЕПРОВОДОВ

Воронцов Д.В.<sup>1</sup>, Милованова В.В.<sup>1</sup>, Шушпанов И.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им.И.М.Губкина, г. Москва;

<sup>2</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет

Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов – трудоемкие процессы и требуют больших затрат [1]. В связи с увеличением срока эксплуатации магистральных нефтепроводов объем работ по их обслуживанию и ремонту возрастает. Поэтому важнейшей задачей становится совершенствование технологии и технического обслуживания и ремонтных работ. Технология *замены поврежденного участка* с остановкой перекачки широко применяется при ремонте отечественных нефтепроводов. По этой технологии после остановки перекачки обнаруженный аварийный участок перекрывают от остальной трассы двумя линейными задвижками. При авариях на нефтепроводах с системой телемеханизации происходит автоматическое отключение насосных агрегатов и локализация поврежденного участка линейными задвижками.

Линейная запорная арматура нефтегазопроводов 1 класса диаметром 1000 мм и более, а также нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на переходах через водные преграды должна быть оснащена автоматикой аварийного закрытия на расстоянии не более 20 км. Средняя установленная электрическая мощность каждой задвижки составляет 9 кВт (3кВт на электропривод задвижек, 1кВт шкаф связи, 5,8 кВт на телеметрию, 3кВт собственные нужды (обогрев, вентиляция, освещение)). Круглый год требуется мощность на телеметрию. Электроэнергия на обогрев, которая используется только в холодное время года, и электропривод, которая требуется только при срабатывании задвижек, можно получать от источника мощностью 3 кВт. Это допустимо из соображений, что время срабатывания задвижек 2-7 сек. и за столь короткое время температура оборудования быстро не может измениться до критически низких температур.

В основном, для электроснабжения устройств аварийной защиты используются дизельные генераторы мощностью 10 кВт, со средним потреблением топлива 3 л/ч. Однако для обеспечения их работы необходимо постоянное наличие топлива, что в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока весьма затруднительно и дорогостояще. Транспортировка нефти обладает потенциалом для снижения затрат на электроэнергию. Завоз топлива осуществляется либо зимой, либо на специальном гусеничном транспорте. Все это приводит к увеличению стоимости топлива в 2–3 раза по сравнению с розничными ценами.

Дизельные генераторы хорошо показывают себя в эксплуатации, однако обладают недостатками. Явными недостатками дизельных генераторов является:



1. Перемерзание дизельного топлива при низких температурах.
2. Высокие затраты на транспортировку топлива и техническое обслуживание.

3. Дизели весьма чувствительны к качеству топлива и требуют постоянного мониторинга состояния узлов агрегата и работы двигателя.

4. Достаточно шумная работа дизельных генераторов.

Затраты на капитальный ремонт, замена масла, замена фильтров (масляный, топливный, воздушный), замена ремня ГРМ (если есть). В связи с тем, что затраты на обслуживание дизель-генератора высоки и имеется ряд других явных недостатков, следует вывод о том, что требуется новое решение проблемы электроснабжения.

Предлагается метод решения данной проблемы использование солнечно-ветровых установок в качестве основного источника питания устройств аварийных задвижек [4, 5]. Эффективность предложенного метода будет определяться в разнице затрат на топливо с установкой и без неё [2].

Проведем апробацию данного метода на трубопроводе соединяющий месторождение Таас-Юрях в республике Саха (Якутия) с магистральным нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан, длиной 160 км и объемом перекачки нефти до 5 тыс. т. в год.

На данный момент электроснабжение аварийных задвижек осуществляется дизель-генераторами марки АД-10С-Т400-1РМ18 ТСС PERKINS (10 кВт), с расходом топлива 3 л/час.

Количество аварийных задвижек на данном трубопроводе [1]:

$$n = \frac{L_{\text{тр.}}}{20} - 1 = \frac{160}{20} - 1 = 7 \quad n = \frac{L_{\text{тр.}}}{20} - 1 = \frac{160}{20} - 1 = 7$$

где  $L_{\text{тр.}}$  – длина трубопровода.

Стоимость топлива за год, при стоимости за дизеля 70 рублей за литр:

$$C_T = n \cdot q \cdot t \cdot C = 7 \cdot 3 \cdot 8760 \cdot 70 = 12,88 \text{ млн.руб/год}$$

где  $q$  – удельный расход топлива, л/час;  $t$  – время работы дизель генератора;  $C$  – цена за 1л топлива с учетом доставки.

Затраты на обслуживания дизель генераторов данного участка: капитальный ремонт, замена масла, замена фильтров (масляный, топливный, воздушный), замена ремня ГРМ [6]:  $C_0 = 1,56 \text{ млн.руб/год}$ .

Для выбора солнечных батарей и ветрогенераторов необходимо знать количество солнечного излучения вдоль трубопровода и среднюю скорость ветра соответственно. Входными данными для расчета служат координаты местности, где проложен нефтепровод. Таас-Юрях – НПС №12 находится в координатах 61°47'14"N 113°1'2"E. Расчет произведем с помощью специализированного сайта [11]. Результаты представлены таблице 1.

Таблица № 1

## Результаты расчета основных климатических показателей

Параметр	Среднегодовое значение	Размерность
Относительная влажность	66,1	%
Ежедневное солнечное излучение	2,88	$(\frac{\text{кВт}^2}{\text{м}^2}) \cdot \frac{1}{\text{сут}}$
Атмосферное давление	97,2	кПа
Скорость ветра	3,2	м/с

С учетом таблицы 1, к рассмотрению были выбраны **солнечно-ветровая энергоустановка бытового электроснабжения НУWS – 3К** с установленной мощностью солнечных батарей 5кВт и ветрогенераторы общей мощностью 3кВт [6].

Таблица № 2

## Комплектация установки

Детали	Модель и спецификация	Количество, Ки	Цена (Ц <sub>i</sub> ), руб.
Ветрогенератор	НУ-600L110	7 шт.	32000
Солнечные модули	100Вт/12В	70 шт.	27000
Аккумулятор	Свинцово-кислотный с регулируемым клапаном 1000А·ч/ 2В	55 шт.	3500
Система управления со встроенным преобразователем	Инвертор 8000Вт	1 шт.	250000
Башня из алюминия	3000Вт/9м	7 комплектов	72800
Портативный солнечный кронштейн	3 X 2	11 комплектов	7000
Электрический кабель	На заказ	1 комплект	100000
Техническое помещение	2 X 2	1 комплектов	70000

Стоимость установки:

$$C_{\text{уст.}} = r \cdot n \cdot \sum_{i=1}^n k_i \cdot Ц_i = 1,5 \cdot 7 \cdot 3,31 = 34,79 \text{ млн.руб.},$$

где  $n$  – количество аварийных задвижек по длине трубопровода;  $r=1,5$  – коэффициент учитывающий транспортировку материалов до места установки.

Авторами предполагается, что после установки солнечных батарей для резервирования электроснабжения аварийных задвижек, нам понадобится 25% от того количества топлива, которое требовалось до введения инициативы.

Экономия топлива в литрах:

$$\begin{aligned} \Delta V &= n \cdot (V_1 - V_2) = 7 \cdot 0,75 \cdot V_1 = 7 \cdot 0,75 \cdot q \cdot t = 7 \cdot 0,75 \cdot 3 \cdot 8760 = \\ &= 137970 \text{ л/год}, \end{aligned}$$

$V_1$  – количество топлива, потребляемого дизель генератором до введения солнечно-ветровой установки;  $V_2$  – количество топлива, потребляемого дизель генератором после введения солнечно-ветровой установки.

Стоимость топлива за год, после введения инициативы:

$$C_T^* = 0,25 \cdot 12,88 = 3,22 \text{ млн.руб./год}$$

Срок окупаемости определяется, с учетом, что затраты на амортизацию и обслуживание в обоих вариантах одинаковые.

$$k = \frac{C_{уст}}{C_T + C_O - C_T^*} = \frac{34,79}{12,88 + 1,56 - 3,22} = 3,1 \text{ года.}$$

В результате того, что в качестве основного источника питания устройств аварийных задвижек выполнен переход на использование солнечно-ветровых установок, экономия дизельного топлива составила 137970 литров в год или в денежном эквиваленте – 9,66 млн руб. Размеры площадки под территорию для размещения солнечно-ветровых установок – 13×9 м. При затратах на возведение солнечных батарей окупаемость внедрения составляет 3,1 года, что является инвестиционно-привлекательным фактором [4, 6].

Исходя из всего вышеизложенного, можно сделать два основополагающих заключения.

Во-первых, замена дизель-генераторов на солнечно-ветровые установки для снабжения электроэнергией оборудования аварийных задвижек на нефтепроводах является перспективной инициативой [6]. Она поможет экономить на закупках топлива и его транспортировках в тяжело проходимые места. Также она полностью окупаема, что является одним из ключевых пунктов при реализации любых проектов.

Во-вторых, немаловажным аспектом является то, что солнечно- и ветро-генерации экологически безопасны.

## Список литературы

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990. 427 с.
2. Ямуров Н.Р., Крюков Н.И., Кускильдин Р.А. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов. М.: Изд-во РАЕН, 2001. 159 с.
3. Suslov K. Development of isolated systems in Russia // IEEE Conference PowerTech, 2013. 6 с.
4. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Суслов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011. 110 с.

5. Официальный сайт НАСА [Электронный ресурс]. URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (25.02.2016).
6. Суслов К.В., Конюхов В.Ю., Зимина Т.И., Шамарова Н.А. Технико-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014. 220 с.
7. Mathematical model and topological method for reliability calculation of distribution networks Voropai N., Styczynski Z., Shushpanov I., Suslov K. В сборнике: 2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013 2013. С. 6652129.
8. Применение технологии интеллектуальных сетей в России Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Терентьева М.Е. В сборнике: Электроэнергетика глазами молодежи Сборник докладов V Международной молодежной научно-технической конференции. 2014. С. 207–210.
9. Виртуальные станции для электроснабжения аварийных задвижек магистральных нефтепроводов Воронцов Д.В., Уколова Е.В., Шушпанов И.Н. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 9 (116). С. 86–94.
10. Calculation reliability: topological method Shushpanov I.N., Voropai N.I., Suslov K.V. Res electricae Magdeburgenses. 2013. Т. 51. № 10. С. 5-8.
11. Официальный сайт НАСА [Электронный ресурс]. URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (25.02.2017).

## **АНАЛИЗ И СРАВНЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА**

Игнатик А.А.

Ухтинский государственный технический университет

Магистральные нефтегазопроводы подвержены коррозии. На участках трубопроводов вследствие коррозионных процессов образуются и развиваются дефекты потери металла. В зонах коррозионных дефектов потери металла толщина стенки труб меньше номинального значения. В связи с уменьшением толщины стенки прочность и несущая способность трубопроводов понижаются. Дефектный трубопровод способен выдержать без разрушений и отказов меньшую нагрузку по сравнению с бездефектным трубопроводом.

Коррозионные дефекты потери металла могут представлять опасность для надёжной работы магистрального трубопровода, так как могут привести к аварии. Поэтому важное значение имеет корректная оценка трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла на прочность. Целью оценки магистрального трубопровода на прочность является определение того максимального значения давления перекачиваемого продукта, при ко-

тором эксплуатирующийся трубопровод не перейдёт в предельное состояние, то есть не потеряет сплошность и не разрушится или не потеряет несущую способность из-за недопустимых деформаций. Это давление называется предельным  $p_{\text{пред}}$ , или допустимым  $p_{\text{доп}}$ . Оно является максимально возможным и его превышение не должно происходить при эксплуатации магистрального трубопровода. На величину предельного давления влияние оказывают коррозионные дефекты потери металла. Чем опаснее дефект, тем ниже значение предельного давления. Определяется предельное давление расчётными методами. Исходные данные для расчёта берутся из проектной и эксплуатационной документации, а также из отчётов по диагностическим работам, проведённым на магистральном трубопроводе. В настоящее время распространена внутритрубная диагностика приборами, способными фиксировать наличие дефектов, в том числе потери металла, их местоположение и геометрические параметры. Очень важную роль при оценке трубопровода на прочность играют размеры дефектов.

Расчётное значение предельного давления  $p_{\text{пред}}$  сравнивают с рабочим давлением магистрального трубопровода  $p_{\text{раб}}$  или с тем давлением, которое действует в рассматриваемой дефектной зоне, оно называется проектным давлением  $p_{\text{проект}}$ . Если по расчёту получилось, что предельное давление  $p_{\text{пред}}$  больше (или равно) рабочего  $p_{\text{раб}}$  или проектного  $p_{\text{проект}}$ , то прочность трубопровода с данным дефектом обеспечивается. Если  $p_{\text{пред}} < p_{\text{раб}}$  ( $p_{\text{проект}}$ ), то прочность не обеспечена. Поэтому следует или понижать действующее давление в трубопроводной системе, чтобы оно не было больше предельного, или планировать ремонт данной дефектной зоны. Выбор метода ремонта коррозионного дефекта потери металла – шлифовка, заварка, установка муфты или вырезка – зависит от местоположения дефекта (на сварном шве, в околошовной зоне или на теле основного металла трубы) и от геометрических параметров дефекта.

Компании, эксплуатирующие магистральные нефтегазопроводы, используют разные методики расчёта предельного давления. В настоящей работе сравниваются и анализируются три методики расчёта предельного давления магистральных трубопроводов с коррозионными дефектами потери металла, взятые из следующих нормативных документов:

- 1) ASME B31G-2009. Руководство для определения остаточной прочности корродированных трубопроводов (американский стандарт) [1];
- 2) СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами [2];
- 3) РД-23.040.00-КТН-115-11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами [3]. Является документом компании Транснефть.

Во всех трёх методиках по определённому алгоритму вычисляется максимально допустимая нагрузка на трубопровод в виде предельного (или

допускаемого) давления, которое затем сравнивается с фактической нагрузкой в виде рабочего или проектного давления. Считаем, что предельное давление и допускаемое давления – это одна и та же величина. Рабочее давление является характеристикой всего магистрального трубопровода, тогда как проектное давление – это давление, действующее именно в той трубной секции, где расположен дефект.

Некоторые аналогичные величины, используемые в расчётах по трём рассматриваемым методикам, в данной работе будут обозначаться одинаково, хотя в источниках [1–3] они могут иметь различные наименования и обозначаться разными буквами, могут использоваться разные индексы. Однако во всех методиках расчёта на прочность используется единый принцип сравнения предельного и рабочего давлений.

Были составлены перечни необходимых исходных данных для расчётов на прочность по каждой методике. Исходные данные поделены на 5 групп: 1) механические характеристики трубной стали; 2) геометрические параметры трубопровода; 3) нагрузки на трубопровод; 4) геометрические параметры дефекта потери металла; 5) коэффициент запаса и коэффициенты надёжности; категория участка магистрального трубопровода.

Перечислим исходные данные для расчётов по коду B31G-2009.

Группа 1. Напряжение пластического течения  $S_{flow}$ ,  $S_{flow} = 1,1 \cdot \sigma_{0,2}$ , где  $\sigma_{0,2}$  – условный предел текучести. Непосредственно в документе приводятся следующие формулы:  $S_{flow} = 1,1 \cdot SMYS$  и  $S_{flow} = SMYS + 69$  МПа, где SMYS – нормативный минимальный предел текучести (specified minimum yield strength).

Группа 2. Наружный диаметр  $D$  и толщина стенки  $\delta$ .

Группа 3. Рабочее давление  $p_{раб}$ .

Группа 4. Длина дефекта (продольный размер дефекта)  $L$ , максимальная глубина дефекта  $H$  – для уровня 1. Площадь продольного сечения дефекта  $A$  – для уровня 2.

Группа 5. Коэффициент безопасности  $K = SF$  (safety factor). В документе его рекомендуется приравнять отношению испытательного давления при гидротестировании к максимальному рабочему давлению, но не менее 1,25.

В документе B31G-2009 регламентируется четыре уровня расчёта на прочность труб с коррозионными дефектами потери металла: уровни 0, 1, 2 и 3. На уровне 0 расчёты не производятся, а используется таблица допустимых длин дефекта. Уровень 3 предполагает использование такого точного аналитического метода, как метод конечных элементов. Уровень 2 требует знание величины площади продольного сечения дефекта  $A$ . Если точное значение  $A$  неизвестно, то её можно рассчитать по формуле. В этом случае могут использоваться разные аппроксимации площади: 1) прямоугольная  $A = L \cdot H$ ; 2)  $A = 0,85 \cdot L \cdot H$ ; 3) параболическая  $A = (2/3) \cdot L \cdot H$  и другие. Здесь приведён порядок аппроксимационных формул от 1) до 3), при котором опасность дефекта уменьшается, что приводит к увеличению расчётного значения предельного давления.

Предельное давление определяется по формуле  $p_{\text{пред}} = p_{\text{разр}} / SF$ , где  $p_{\text{разр}}$  – давление разрушения (или разрушающее давление), причём

$$p_{\text{разр}} = \frac{2 \cdot \sigma_{\text{разр}} \cdot \delta}{D - 2 \cdot \delta},$$

где  $\sigma_{\text{разр}}$  – кольцевое напряжение разрушения, рассчитываемое по формулам из документа.

Перечислим состав исходных данных для расчёта по методике СТО Газпром.

Группа 1. Предел прочности  $\sigma_b$ , предел текучести  $\sigma_t$ , модуль упругости  $E$ , коэффициент Пуассона  $\nu$  (или  $\mu$ ), коэффициент линейного расширения  $\alpha$ .

Группа 2. Наружный диаметр  $D$ , толщина стенки  $\delta$ , радиус изгиба трубопровода  $\rho$ .

Группа 3. Рабочее давление  $p_{\text{раб}}$ , температурный перепад  $\Delta T$ , равный разнице между температурой эксплуатации трубопровода и его температурой непосредственно после засыпки или другого способа фиксирования при монтаже.

Группа 4. Длина  $L$ , ширина (окружной размер дефекта)  $W$ , максимальная глубина  $H$  дефекта.

Группа 5. Категория участка трубопровода. Коэффициенты, определяемые по СП 36.13330-2012 «Магистральные трубопроводы»: коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления  $n$ , коэффициент условий работы  $m$ , коэффициент надёжности по материалу  $k_1$ , коэффициент надёжности по назначению трубопровода  $k_n$ .

Если учитывать нагрузку на стенку трубопровода только от внутреннего давления, то принимается  $\Delta T = 0$  и  $1 / \rho = 0$  (прямолинейный участок трубопровода). Разрушающее давление  $p_{\text{разр}}$  и коэффициент запаса  $K$  рассчитываются по формулам из методики. Допускаемое давление определяется следующим образом:  $p_{\text{доп}} = p_{\text{разр}} / K$ .

Рассмотрим исходные данные для расчёта по методике Транснефти.

Группа 1. Предел текучести  $\sigma_t$ , модуль упругости  $E$ , коэффициент Пуассона  $\nu$  (или  $\mu$ ), коэффициент деформационного упрочнения  $m$ , предельная интенсивность деформаций  $\varepsilon_{iu}$ , предельная объёмная деформация  $\varepsilon_{0u}$ , разрушающая интенсивность деформаций  $\varepsilon_{ic}$ , разрушающая объёмная деформация  $\varepsilon_{0c}$ . Механические характеристики определяются по таблице из документа.

Группа 2. Наружный диаметр  $D$ , толщина стенки  $\delta$ , радиус изгиба трубопровода  $\rho$ .

Группа 3. Проектное давление  $p_{\text{проект}}$ . Температурный перепад  $\Delta T$  в этой методике не учитывается.

Группа 4. Длина  $L$ , ширина  $W$ , максимальная глубина  $H$  дефекта. Поправки на размеры дефекта: на длину  $\Delta_L$ , на ширину  $\Delta_W$ , на глубину  $\Delta_H$ , за-

висящие от типа используемого диагностического прибора. Площадь продольного сечения дефекта  $A$  (или определяется по аппроксимационной формуле  $A = (2 / 3) \cdot L \cdot H$ ).

Группа 5. Категория участка трубопровода. Коэффициент запаса (по прочности трубы)  $K = k_{тр}$ , зависящий от категории.

Разрушающее давление  $p_{разр}$  вычисляется по алгоритму из методики. Предельное давление определяется по формуле  $p_{пред} = p_{разр} / k_{тр} - \Delta_p$ , где  $\Delta_p$  – поправка на возможное превышение давления при нестационарных режимах, принимают  $\Delta_p = 0,15 \cdot p_{проект}$ .

Для применения каждой методики были разработаны расчётные программы в электронных таблицах MS Excel. Программы позволяют рассчитать предельное давление и предельную глубину коррозионного дефекта потери металла  $H_{пред}$ . Предельная глубина дефекта – это та глубина, при которой предельное давление становится равным рабочему (или проектному) давлению  $p_{пред} = p_{раб}$  ( $p_{проект}$ ). Величина  $H_{пред}$  позволяет определить опасность дефекта в настоящий и в будущие моменты времени с учётом того, что коррозионный дефект растёт в глубину с некоторой скоростью  $V_H$  (мм / год). Предельный срок эксплуатации трубопровода с дефектом  $t_{пред}$  (год) определяется по формуле:  $t_{пред} = (H_{пред} - H) / V_H$ .

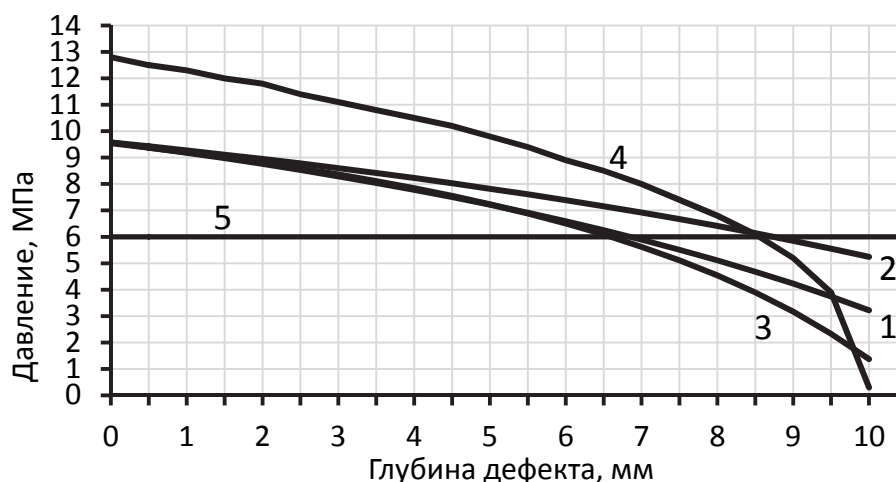


Рисунок 1 – Графики зависимости предельного давления от глубины коррозионного дефекта потери металла: 1 – предельное давление, V31G уровень 1, МПа,  $H_{пред} = 6,8$  мм; 2 – предельное давление, V31G уровень 2, МПа,  $H_{пред} = 8,7$  мм; 3 – предельное (допускаемое) давление, методика Газпрома, МПа,  $H_{пред} = 6,6$  мм; 4 – предельное давление, методика Транснефти, МПа,  $H_{пред} = 8,6$  мм; 5 – проектное (рабочее) давление, МПа

Были построены графики зависимости предельного давления  $p_{пред}$  от глубины дефекта  $H$  и определены значения предельной глубины дефекта при использовании трёх исследуемых методик (см. рисунок 1). Принимались следующие исходные данные: 1) марка стали 17Г1С,  $\sigma_B = 578$  МПа,



$\sigma_T = 366$  МПа,  $\sigma_{0,2} = 410$  МПа,  $E = 206000$  МПа,  $\nu = 0,28$ ,  $m = 0,132$ ,  
 $\varepsilon_{iu} = 0,132$ ,  $\varepsilon_{ou} = -0,5$ ,  $\varepsilon_{ic} = 1,465$ ,  $\varepsilon_{oc} = 0,0022$ ; 2)  $D = 820$  мм,  $\delta = 10,6$  мм,  
 $1/\rho = 0$ ; 3)  $p_{\text{раб}} = p_{\text{проект}} = 6,0$  МПа,  $\Delta T = 0$ ; 4)  $L = W = 200$  мм,  
 $A = (2/3) \cdot L \cdot H$ ,  $\Delta_L = 10$  мм,  $\Delta_W = 14$  мм,  $\Delta_H = 0,5$  мм; 5) категория III,  
 $SF = 1,25$ ,  $k_{\text{тр}} = 1,32$ .

## Список литературы

1. ASME B31G-2009 (Revision of ASME B31G-1991). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.
2. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.
3. РД-23.040.00-КТН-115-11. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами.

Научный руководитель – Сальников А. В., канд. техн. наук, доцент

## ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА МАНДЕЛЬШТАМА-БРИЛЛЮЭНА ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Исламов Р.Р.

Ухтинский государственный технический университет

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации систем магистрального трубопроводного транспорта необходим контроль напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) металла трубопроводов. Особую актуальность задача контроля напряженно-деформированного состояния приобретает для участков линейной части магистральных трубопроводов, расположенных в сложных геологических и климатических условиях (зоны активных тектонических разломов, карсты, области многолетне-мерзлых пород с островами таликов, многолетнее пучение, косогорные участки и т. п.). В настоящее время одним из наиболее перспективных средств контроля напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов являются системы мониторинга на базе волоконно-оптических датчиков (сенсоров) деформации [1].

Принцип дистанционной оценки деформаций оптоволоконного сенсора основан на эффекте Мандельштама-Бриллюэна. Эффектом (рассеянием) Мандельштама-Бриллюэна называют рассеяние оптического излучения конденсированными средами (твердыми телами и жидкостями) в результа-

те его взаимодействия с собственными упругими колебаниями этих сред. Оно сопровождается изменением набора частот (длин волн), характеризующих излучение – его спектрального состава. Например, рассеяние монохроматического света приводит к появлению шести частотных компонент рассеянного света, в жидкостях – трёх (одна из них – неизменной частоты). Эффект назван в честь советского физика Л. И. Мандельштама и французско-американского физика Л. Бриллюэна [2-4].

Попадающий в нелинейную среду фотон может быть преобразован в рассеянный фотон с более низкой энергией, обычно распространяющийся в обратном направлении.

Частота отраженного луча немного меньше, чем у падающего; разность частот  $\nu_B$  соответствует частотам испускаемых фононов. Это, так называемый, бриллюэновский сдвиг частоты, который определяется требованием к синхронизму. Для чистого обратного бриллюэновского рассеяния бриллюэновский сдвиг частоты может быть рассчитан через показатель преломления  $\eta$ , скорость звука  $v_A$  и длины волны в вакууме  $\lambda$  [5-6]:

$$\nu_B = \frac{2\eta v_A}{\lambda}$$

Обычно бриллюэновская частота сдвинута на  $\pm 13$  ГГц (1.3  $\mu\text{m}$  диапазон),  $\pm 11$  ГГц (1.55  $\mu\text{m}$  диапазон). Сдвиг бриллюэновской частоты пропорционален изменению деформации и температуры.

При использовании таких систем для оценки НДС на внешней поверхности трубопровода закрепляются несколько датчиков, позволяющих выполнять измерение продольной деформации в нескольких точках поперечного сечения трубопровода.

Цель настоящей работы – экспериментальное подтверждение теоретических обоснований применения метода волоконно-оптических измерений на основе рассеивания Мандельштама-Бриллюэна для определения НДС стенок трубопровода.

Испытания выполнялись на испытательном стенде, который представлял собой трубу с заглушенными концами, закрепленную на двух опорах. Длина стенда 10,5 м, наружный диаметр 219 мм. Напряженно-деформированное состояние в стенках металла стенда создавалось изменением внутреннего давления воды и изгибом стенда с помощью домкрата, установленного в центральной части. Использовались два типа оптоволоконного кабеля:

1. Опытный образец кабеля ОКЛс (конструкция с круглой металлической трубкой и жестко фиксированным волокном в буферном покрытии квадратного сечения) (рис. 1, а).
2. Серийный абонентский кабель ОКП Анг(А)-НФ-С (рис. 1, б).

Всего на испытательном стенде были смонтированы три волоконно-оптических кабеля типа ОКЛс и один – ОКП Анг(А)-НФ-С (рис. 2): воло-

конно-оптический кабель (ВОК) 1 располагался вдоль образующей стенда с угловой ориентацией 4 часа; ВОК 2 располагался вдоль образующей стенда с угловой ориентацией 12 часов, ВОК 3 располагался вдоль образующей стенда с угловой ориентацией 8 часов; ВОК 4 из кабеля ОК-ПАНг(А)-НФ-С прокладывался с двумя изгибами таким образом, что прямолинейные участки кабеля располагались вдоль образующих стенда с угловой ориентацией 3, 12 и 9 часов. Для имитации отсутствия приклеивания, участок ВОК 3 длиной 2 м не был прикреплен к поверхности стенда (штриховой участок ВОК 3 на рис. 2).

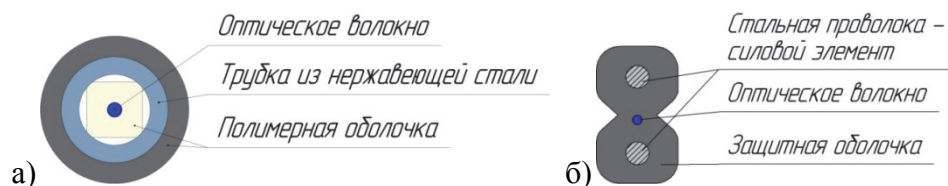


Рисунок 1 – Конструкция применяемых оптико-волоконных кабелей:  
а – ОКЛс; б – ОКПАНг(А)-НФ-С

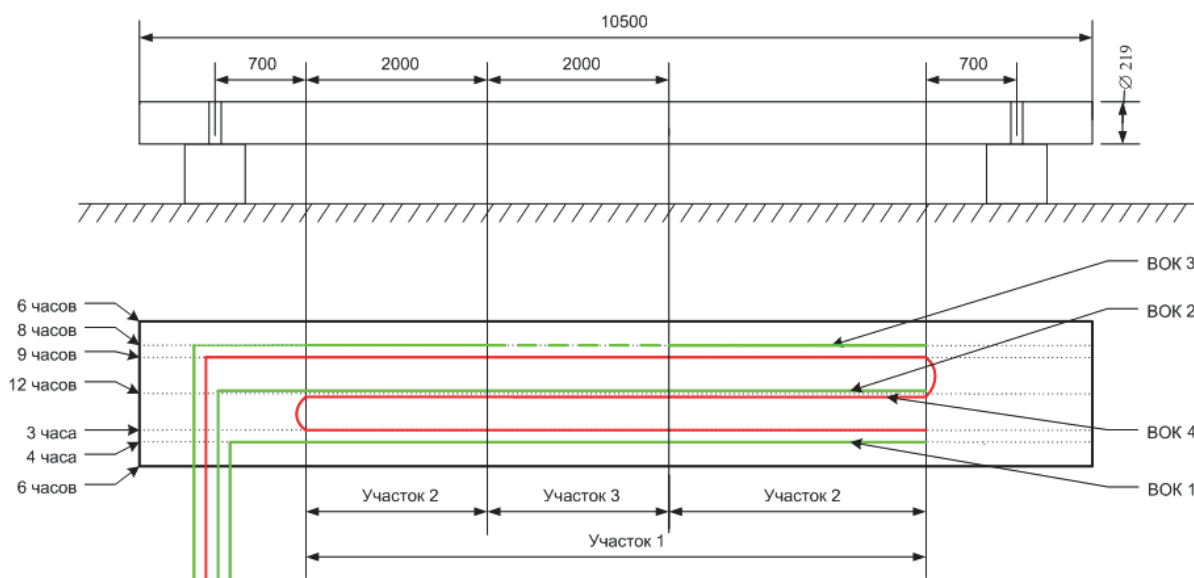


Рисунок 2 – Схема испытательного стенда

Для измерения деформаций использовался опытный образец портативного анализатора бриллюэновского рассеяния производства компании «ViaviSolution». В основе анализатора лежит модульная расширяемая платформа для определения различных параметров волоконно-оптических систем [7].

Измерения проводились при восьми вариантах НДС:

1. Внешняя нагрузка отсутствует, внутренняя полость стенда пуста, избыточное внутреннее давление  $P = 0$ , величина прогиба  $L = 0$ .

2. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 0$ ,  $L = 0$ .
3. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 2,5$  МПа,  $L = 0$ .
4. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 5,0$  МПа,  $L = 0$ .
5. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 5,0$  МПа,  $L = 35$  мм.
6. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 5,0$  МПа,  $L = 70$  мм.
7. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 0$ ,  $L = 35$  мм.
8. Внутренняя полость стенда заполнена водой,  $P = 0$ ,  $L = 70$  мм.

Для расчета деформации испытательного стенда при пошаговом изменении давления и усилия домкрата, использовались численные методы с использованием программного комплекса ANSYS при этом учитывался вес воды в стенде [8-9].

Сопоставление результатов расчета НДС на основе численных методов и значений изменения частоты рассеяния сигнала, позволяет заключить следующее:

1. Наблюдается качественное совпадение полученных зависимостей деформации от линейной координаты с ожидаемыми (расчетными) картинами распределения деформаций испытательных стендов при разных видах нагрузки.

2. В ряде случаев имеет место количественное совпадение результатов измерений с результатами расчетов. Например, для датчиков с угловой ориентацией 12 ч (ВОК 2) при  $\Delta L = 70$  мм разность измеренных и расчетных значений изменения деформации в центральной части стенда  $d_{\Delta}$  не превышает 16 мкм/м (микрострейн).

3. Наблюдаемые расхождения между результатами измерений и результатами расчетов могут быть связаны с влиянием температуры на сдвиг частоты рассеянного сигнала, которая изменялась в ходе эксперимента, но ее изменение не учитывалась.

4. Установлено, что изменение температуры локального участка волоконно-оптического кабеля на  $4^{\circ}\text{C}$  приводит к изменению частоты рассеянного сигнала на величину около 10 МГц. Этот эффект может использоваться для привязки результатов измерений к линейным координатам объекта при пусконаладочных работах.

5. Волоконно-оптический кабель ОКПАНг(А)-HF-C имеет максимальную нестабильность частотного сдвига на ненагруженном кабеле, что может быть обусловлено наличием собственных напряжений, создаваемых конструкцией кабеля. Наилучшие результаты из рассмотренных волоконно-оптических кабелей с точки зрения применения в системах контроля напряженно-деформированного состояния получены с применением кабеля ОКЛс.

## Список литературы

1. Исламов Р.Р., Александров Ю.В., Гуськов С.С., Агинеи Р.В. Определение продольных механических напряжений в трубопроводе на основа-

нии данных волоконно-оптических датчиков деформации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – №5. – С. 45–50.

2. Волоконно-оптические технологии, устройства, датчики, системы / Ю.В. Гуляев, С.А. Никитов, В.Т. Потапов, Ю.К. Чаморовский // Фотон-экспресс. – 2005. – № 6. – С. 114–128.

3. Ситнов Н.Ю. Задачи и методы мониторинга ВОЛП // Информатика и проблемы телекоммуникаций. – 2007. – № 2. – С. 91–92.

4. Листвин А.В., Листвин В.Н. Рефлектометрия оптических волокон. – М.: ЛЕСАРарт, 2005. – 208 с.

5. Беспрозванных В.Г., Первадчук В.П. Нелинейные эффекты в волоконной оптике. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. – 228 с.

6. Агравал Г. Применение нелинейной волоконной оптики. СПб.: Лань, 2011. – 592 с.

7. Портативная модульная платформа, разработанная для проектирования, введения в действие и обслуживания оптоволоконных сетей. Руководство по эксплуатации – М.: из-во JDSU, 2006.

8. ANSYS Theory Reference. ANSYS Rel 17.1. ANSYS Inc., 2016.

9. ANSYS Basic Analysis Procedure Guide. ANSYS Rel 17.1. ANSYS Inc., 2016.

Научный руководитель – Агинея Р. В., д – р. техн. наук, профессор

## **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ТЕРРИТОРИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК**

Исупова Е.В.

Ухтинский государственный технический университет

Обеспечение надежной и безопасной работы нефтегазопроводов промышленных площадок насосных и компрессорных станций (НС и КС) и предотвращение их разрушения по причине коррозии является важнейшей задачей нефтегазотранспортных предприятий [1]. Как показывает опыт эксплуатации, при наличии сложноразветвленной системы подземных металлических коммуникаций, контуров защитных заземлений и заземлений молниезащиты, а также при воздействии классических и неклассических источников блуждающих токов в ряде случаев могут наблюдаться непроектные смещения защитного потенциала трубопроводов в положительную или отрицательную область.

Примером такого негативного влияния могут служить результаты электрометрических обследований трубопроводов на территории компрессор-

ных станций, при проведении которых на отдельных участках выявлена недозащита трубопроводов. В первую очередь, это связано с отсутствием гальванической развязки между защищаемыми трубопроводами и металлоконструкциями площадного объекта. В таких условиях наблюдается локальная неэффективная защита трубопроводов, а также сокращение ресурса анодных заземлений и увеличение потребления электроэнергии установками катодной защиты, что влечет за собой повышение финансовых затрат, связанных с разработкой дополнительных мероприятий по обеспечению требуемого уровня защиты трубопроводов от коррозии (проведение дополнительных обследований с целью выявления и устранения видимых электрических контактов трубопроводов и контуров защитных заземлений, размещение дополнительных анодных полей в области недозащиты подземных трубопроводов, организация дополнительных точек дренажа и пр.) [3, 4].

С целью изучения явления экранирующего воздействия, оказываемого заземляющими устройствами на систему ЭХЗ подземных трубопроводов на территории промышленных площадок проведены экспериментальные исследования влияния защитного заземления на изменение величины потенциала «труба-земля» вдоль защищаемого сооружения. Экспериментальный стенд выполнен в виде емкости (50 см × 50 см), заполненной увлажненным песчаным грунтом (рис. 1). В емкость помещался предварительно изолированный полимерной лентой участок трубопровода ( $L=480$  мм;  $D_H=22$  мм;  $\delta = 2,7$  мм). Имитация катодной защиты осуществлялась путем подключения к трубопроводу источника питания постоянного тока (Б5-49) и анодного заземления, представляющего собой стальную пластину  $S_{A3}=38,4$  см<sup>2</sup>. Расстояние между трубопроводом и анодным заземлением 400 мм. В качестве имитаторов защитных заземлений использовались образцы из цинка, меди и алюминия, площадь поверхности каждого из которых составляет  $S_{зз}=12,8$  см<sup>2</sup>. На рисунке 1 точками 1-9 показаны места установки защитных заземлений.

Экспериментальные работы проводились в три этапа.

**На первом этапе** проведено исследование распределения разности потенциалов «труба-земля» путем перемещения хлорсеребряного электрода сравнения последовательно по точкам I, II, III, IV, V, расположенным вдоль рассматриваемого участка трубопровода на расстоянии 80 мм друг от друга: точка I:  $\Delta U_{Т-З}=-1,562$  В; точка II:  $\Delta U_{Т-З}=-1,563$  В; точка III:  $\Delta U_{Т-З}=-1,564$  В; точка IV:  $\Delta U_{Т-З}=-1,555$  В; точка V:  $\Delta U_{Т-З}=-1,553$  В.

**На втором этапе** проводилось исследование влияния наличия имитатора защитного заземления (цинкового, алюминиевого или магниевое), последовательно располагаемого по точкам 1...9 на участке между трубопроводом и анодным заземлением, на величину потенциала «труба-земля» в пяти точках, расположенных вдоль рассматриваемого участка модели трубопровода. Результаты проведения измерений разности потенциалов «труба-земля», а также изменения данной величины при наличии защитно-

го заземления, позволяют заключить, что наиболее существенное влияние на изменение величины потенциала «труба-земля» оказывают заземления, расположенные вблизи подземного трубопровода.

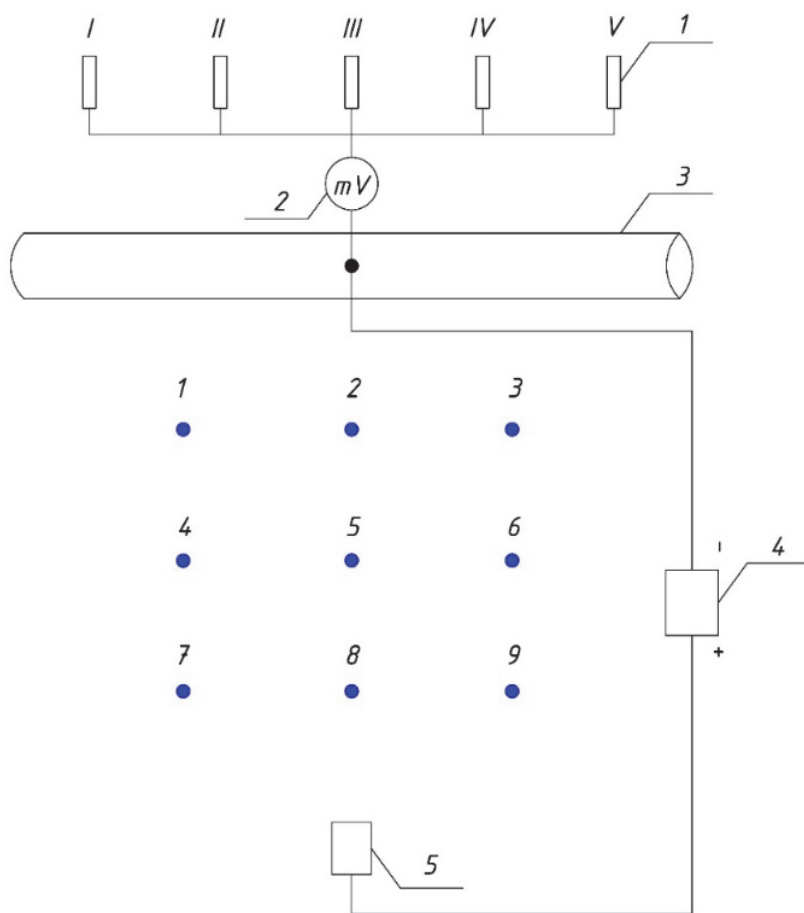


Рисунок 1 – Схема экспериментального стенда

1 – хлорсеребряный электрод сравнения; 2 – мультиметр; 3 – участок трубопровода;  
4 – источник постоянного тока; 5 – анодное заземление

Для оценки степени влияния защитных заземлений и заземлений молниезащиты на эффективность катодной защиты подземных трубопроводов введем коэффициент экранирования тока катодной защиты (КЭТКЗ), определяемый по формуле

$$K_s = \frac{|\Delta U|}{U^0}, \quad (1)$$

где  $|\Delta U|$  – разность значений потенциалов «труба-земля» при отсутствии и при наличии защитных заземлений, В;  $U^0$  – разность значений потенциалов «труба-земля» при отсутствии защитных заземлений и естественного потенциала защищаемого сооружения, В.

Результаты расчета КЭТКЗ при наличии в защищаемой зоне трубопровода защитных заземлений из различных материалов представлены в таблице 1.

Таблица № 1

КЭТКЗ при наличии защитных заземлений, выполненных из различных материалов

	I	II	III	IV	V	I	II	III	IV	V	I	II	III	IV	V
Алюминий	1					2					3				
	0,28	0,24	0,18	0,20	0,19	0,23	0,22	0,19	0,23	0,22	0,18	0,20	0,17	0,23	0,26
	4					5					6				
	0,23	0,21	0,16	0,18	0,16	0,20	0,19	0,16	0,20	0,19	0,17	0,17	0,14	0,19	0,19
	7					8					9				
0,18	0,16	0,14	0,15	0,14	0,16	0,16	0,13	0,15	0,15	0,15	0,16	0,13	0,17	0,17	
Цинк	1					2					3				
	0,31	0,28	0,25	0,21	0,21	0,26	0,25	0,26	0,23	0,23	0,20	0,20	0,21	0,23	0,27
	4					5					6				
	0,25	0,22	0,21	0,18	0,18	0,22	0,24	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
	7					8					9				
0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	0,19	0,18	0,17	0,17	0,16	0,17	0,15	0,16	0,16	0,17	
Медь	1					2					3				
	0,72	0,63	0,60	0,57	0,51	0,58	0,66	0,66	0,66	0,58	0,47	0,55	0,57	0,63	0,68
	4					5					6				
	0,61	0,59	0,54	0,50	0,50	0,55	0,58	0,57	0,56	0,57	0,46	0,55	0,49	0,56	0,58
	7					8					9				
0,49	0,49	0,46	0,44	0,43	0,46	0,48	0,49	0,47	0,50	0,41	0,44	0,44	0,49	0,47	

На третьем этапе экспериментального исследования были проведены измерения силы тока, натекающего на защитные заземления от системы катодной защиты трубопровода. Результаты измерений средней и максимальной величины силы тока, натекающего на защитные заземления, расположенные в точках 1–9, представлены в таблице 2.

Установлено, что с увеличением расстояния между защищаемым трубопроводом и защитным заземлением увеличивается сила тока, натекающего на защитное заземление. Данный факт свидетельствует об увеличении нерационального потребления электроэнергии, используемой для катодной защиты трубопровода.

Установлено, что основными показателями эффективности работы и рационального энергопотребления СКЗ, расположенных на территории промышленных площадок, являются КЭТКЗ и сила тока, натекающего на защитное заземление. С целью определения характера взаимосвязи между рассматриваемыми показателями проведем корреляционный анализ, результаты которого представлены в таблице 3.



Таблица № 2

Результаты измерений средней и максимальной величины силы тока, натекающего на защитные заземления из различных материалов

	$I_{cp}, \text{мА}$	$I_{max}, \text{мА}$	$I_{cp}, \text{мА}$	$I_{max}, \text{мА}$	$I_{cp}, \text{мА}$	$I_{max}, \text{мА}$
Алюминий	1		2		3	
	0,9066	0,954	0,927	1,032	0,894	0,977
	4		5		6	
	0,9636	1,038	1,0322	1,102	0,9582	1,055
	7		8		9	
	0,9774	1,034	1,2756	1,382	1,0664	1,158
Цинк	1		2		3	
	1,0676	1,095	1,0824	1,171	0,9604	1,009
	4		5		6	
	1,0654	1,1	1,1756	1,25	1,0572	1,106
	7		8		9	
	1,1354	1,185	1,5186	1,591	1,141	1,261
Медь	1		2		3	
	2,577	2,741	2,718	2,792	2,5148	2,649
	4		5		6	
	2,8102	2,883	3,1402	3,25	2,8604	2,907
	7		8		9	
	2,996	3,036	4,0388	4,475	3,2226	3,409

Таблица № 3

Результаты расчетов коэффициентов корреляции значений  $I_{max}$  и  $KЭТКЗ_{max}$

Материал защитного заземления	Алюминий	Цинк	Медь
Коэффициент корреляции $I_{max} - KЭТКЗ_{max}$	-0,76	-0,59	-0,72
Характер связи между рассматриваемыми переменными	Сильная	Умеренная	Сильная

Сопоставление показателей, определяющих эффективность ЭХЗ трубопроводов в условиях промышленных площадок, позволяет сделать предположение о том, что КЭТКЗ и сила натекающего тока являются взаимозависимыми величинами. При этом КЭТКЗ позволяет выявить снижение эффективности ЭХЗ, в то время, как сила натекающего на защитное заземление тока свидетельствует о нерациональном расходе электроэнергии, потребляемой системой ЭХЗ. Выбор определяющего фактора, оценка которого позволила бы судить о степени негативного влияния контуров защитных заземлений на ЭХЗ, должен производиться с учетом конкретных условий взаимовлияния систем ЭХЗ и защитных заземлений в условиях промышленной площадки.

### Выводы

1. По результатам экспериментальных исследований установлено, что наиболее существенный эффект экранирования токов катодной защиты

оказывают защитные заземления, расположенные вблизи защищаемого трубопровода, независимо от материала, из которого они выполнены.

2. Предложенный в работе коэффициент экранирования токов катодной защиты (КЭТКЗ) позволяет оценить степень и допустимый уровень снижения эффективности противокоррозионной защиты трубопроводов.

3. Установлено, что основными показателями эффективности и рационального энергопотребления СКЗ трубопроводов являются КЭТКЗ и сила тока, натекающего на защитные заземления.

4. Сопоставление показателей, определяющих эффективность ЭХЗ трубопроводов в условиях промышленных площадок, позволяет сделать вывод о существенной взаимосвязи КЭТКЗ и величины силы тока, натекающего на защитное заземление.

### Список литературы

1. Глотов И. В. Экспериментальное определение математических моделей для оптимизации защиты подземных нефтегазопроводов несколькими катодными станциями / И. В. Глотов, Р. В. Агиней, В. Н. Юшманов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2009. – № 8 – С. 18–22.

2. Селина Л. А. Проектирование средств электрохимзащиты на СМГ «Бованенково-Ухта». Итоги строительства и пусконаладочных работ / Л. А. Селина, И. Г. Телетьен // Коррозия территории «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 3 (25). – С. 76–79.

3. Коротяев А. Г. Влияние контуров защитных заземлений на уровень защищенности и ресурс системы электрохимзащиты площадных объектов // Коррозия территории «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 3 (35). – С. 60–62.

Научный руководитель – Агиней Р.В., д – р. техн. наук, профессор

## **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ**

Караневская Т.Н.

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет

В топливно-энергетическом комплексе России нефтедобывающая промышленность занимает ключевое место. Она характеризуется рядом специфических особенностей, которые отличают ее от других отраслей производства. Одной из важнейших особенностей нефтедобывающей промышленности является зависимость инженерных решений по обустрой-

ву нефтепромыслов от множества местных условий. Так, при проектировании обустройства необходимо каждый раз заново решать не только вопрос о выборе той или иной системы сбора, поддержания пластового давления, систем электроснабжения и дорог, но и заново определять наиболее экономичные параметры всех элементов выбранных систем.

На выбор проектных решений влияют размеры промыслов, число скважин, их дебит, расстояние, на которое транспортируют нефть и газ, свойства нефти и воды, природные условия.

Для математического описания задачи проектирования нефтепромысловых систем необходимо создание системы экономико-математических моделей.

Критериями оценки проектов могут быть капитальные затраты, приведенные затраты, металлозатраты, протяженность коммуникаций и ряд других, т.е. любой рассчитываемый показатель проекта может быть выбран в качестве критерия.

В процессе разбуривания и эксплуатации нефтяного месторождения уточняются основные геологопромысловые характеристики нефтяной залежи, свойства нефти и нефтеотдача продуктивных пластов. Следовательно, необходимо корректировать проект в любой необходимый момент времени, т.е. осуществлять динамическое проектирование [1].

К задачам оптимизации параметров сети заданной структуры относятся задачи выбора оптимальных значений параметров трубопроводных сетей систем сбора и транспорта нефти и нефтяного газа, поддержания пластового давления. Оптимизации подлежат типы и диаметры труб, типы и число насосов и компрессоров. Структура сети и длины ее участков считаются заданными.

Пусть для каждого начального технологического комплекса (НТК) известны его производительность и наибольшее давление, под которым может подаваться продукция от НТК. Для каждого промежуточного технологического комплекса (ПТК) задается давление, под которым должна поступать продукция. Задается также структура сети, связывающей НТК с ПТК.

Требуется на каждом участке сети выбрать диаметр трубы и толщину ее стенки таким образом, чтобы вся продукция от НТК поступала в ПТК, и стоимость сети была наименьшей.

Дадим формальную постановку задачи.

Рассмотрим ориентированное «дерево»  $G$ . Множество  $J$  вершин этого «дерева» состоит из всех НТК, возможных мест врезок одной трубы в другую и ПТК. Ребра «дерева» физически представляют собой коммуникации, связывающие вершины множества  $J$ . «Корнем»  $v \in J$  «дерева» является ПТК – потребитель продукции НТК. Каждое ребро «дерева»  $G$  ориентируется по направлению потока продукции.

Пусть  $x(\varphi_i)$  – давление потока в  $\varphi_i$ -й вершине  $i \in J \setminus \{v\}$ , т.е. в той вершине, в которую поток непосредственно поступает из  $i$ -й вершины,  $u(i)$  – диаметр,  $l_i$  – длина трубы, выходящей из  $i$ -й вершины,  $g_i$  – расход потока (рисунок 1).

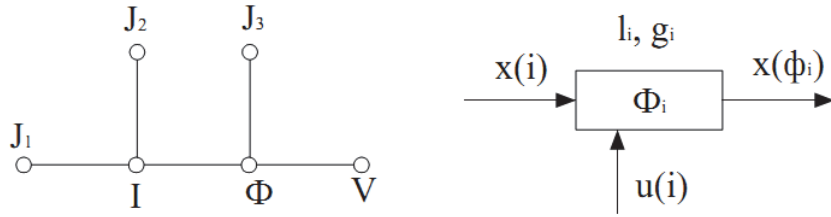


Рисунок 1 – Схема движения потока по трубопроводной сети

Тогда давление  $x(i)$  в  $i$ -й вершине определяется по заранее известным зависимостям

$$x(i) = D[x(\varphi_i), l_i, q_i, u(i)]. \quad (1)$$

Длина участков  $l_i$  и  $g_i$  определяются структурой сети и расходами источников. Поэтому

$$x(i) = f_i[x(\varphi_i), u(i)]. \quad (2)$$

Анализ показывает, что функция  $f_i[x(\varphi_i), u(i)]$  – возрастающая по переменной  $x(\varphi_i)$  при фиксированном  $u(i)$ . Если известно давление в  $v$ -й вершине и если на каждом ребре графа  $G$  зафиксировать диаметры труб  $u(i)$ , то можно определить давление в остальных вершинах множества  $J$  по функциям  $f_i[x(\varphi_i), u(i)]$ .

Стоимость прокладки трубы на ребре, выходящем из  $i$ -й вершины, является функцией диаметра  $u(i)$ , толщины  $\delta(i)$  и длины  $l_i$  трубы. Так как  $l_i$  для каждого  $i \in J$  фиксирована, а толщина  $\delta(i)$  – функция от наибольшего давления в трубе, то можно записать эту стоимость в виде функции  $f_{i0}[x(\varphi_i), u(i)]$ .

Стоимость всей сети будет

$$\sum_{i \in J \setminus \{v\}} f_{i0}(x(\varphi_i), u(i)). \quad (3)$$

Таким образом, возникает задача среди всех значений переменных  $u(i)$ ,  $i \in J \setminus \{v\}$ , удовлетворяющих ограничениям

$$x(v) = a_v, \quad (4)$$

$$x(i) \in [a_v, b_i], \quad i \in J \setminus \{v\}, \quad (5)$$

$$x(i) = f_i[x(\varphi_i), u(i)], \quad i \in J \setminus \{v\}, \quad (6)$$

$$u(i) \in U_i, \quad i \in J \setminus \{v\}, \quad (7)$$

определить значения, минимизирующие стоимость сети, где  $a_v$  – давление на сборном пункте;  $b_i$  – наибольшее давление на  $i$ -м источнике (вершине  $G$ ),  $i \in J \setminus \{v\}$ ;  $u_i$  – конечное множество стандартных диаметров,  $i \in J \setminus \{v\}$ .

При проектировании генеральных схем обустройства системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа возникают задачи о расстановке промежуточных технологических комплексов (например, дожимных насосных станций и компрессорных станций), о развитии существующих сетей при увеличении расходов и уменьшении давления на НТК. Для решения этих задач разработаны соответствующие алгоритмы.

Пусть задано множество источников  $Y = \{1, 2, \dots, n\}$  с известными мощностями  $b_j > 0$  и множество стоков  $Q = \{1, 2, \dots, m\}$  с неограниченными возможностями потребления. На множестве  $W = Y \cup Q$  задан полный граф возможных коммуникаций  $U(W)$ . Требуется построить сеть минимальной стоимости, связывающую источники со стоками при условии полного перетока.

В общем случае такая задача представляет собой многоэкстремальную задачу дискретного программирования.

Получение точного решения методом полного перебора потребовало бы анализа  $(n+1)^{n-1}$  «деревьев».

Алгоритм точного решения задачи основывается на направленном переборе всех «деревьев» и промежуточных «поддеревьев» полного графа  $U(W)$ , в процессе которого при помощи правил отбраковываются большие группы деревьев и поддеревьев, в результате чего перебор значительно сокращается.

Принцип оптимальности, которым необходимо руководствоваться и который лежит в основе динамического программирования, заключается в том, что для любого промежуточного состояния процесса последующие управления должны быть оптимальными. В соответствии с этим решение задачи оптимизации должно выполняться с выбора оптимального управления на последней стадии, затем на предпоследней и т.д., двигаясь от конца процесса к его началу [2].

Для вывода математических соотношений, отражающих принцип оптимальности, будем использовать следующие обозначения:

$N$  – число стадий процесса;

$\bar{X}^i = (X_1^i X_2^i \dots X_n^i)$  – вектор состояния на  $i$ -й стадии (вектор выходных параметров  $i$ -й стадии);

$\bar{U}^i = (U_1^i U_2^i \dots U_r^i)$  – вектор управлений на  $i$ -й стадии.

Схема многостадийного процесса показана на рисунке 2, с соответствующими обозначениями.

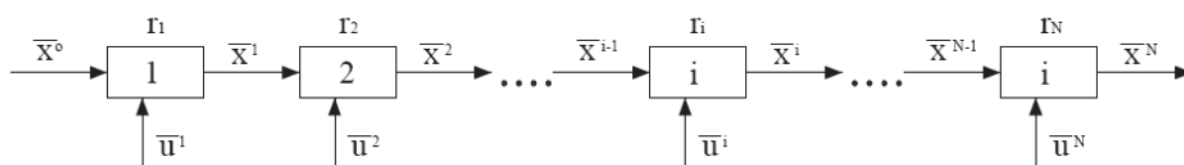


Рисунок 2 – Схема многостадийного процесса

Критерий оптимальности для всего многостадийного процесса является аддитивной функцией критериев оптимальности каждой стадии, т.е.

$$R = \sum_{i=1}^N r_i. \quad (8)$$

Критерий оптимальности на каждой стадии определяется ее состоянием

$$r_i = r_i(\bar{X}^i). \quad (9)$$

Уравнение математической модели для каждой  $i$ -й стадии дает связь между вектором входных параметров  $\bar{X}^{i-1}$ , вектором выходных параметров  $\bar{X}^i$  и вектором управлений  $\bar{U}^i$

$$\bar{X}^i = \varphi_i(\bar{X}^{i-1}, \bar{U}^i). \quad (10)$$

Решение задачи начинается с последней стадии. На этой стадии необходимо выбрать оптимальное управление, т.е. выбрать управление так, чтобы критерий оптимальности для этой стадии  $r_N$  был экстремальным. Запишем это условие следующим образом

$$f_1 = \max_{\bar{U}^N \in V} r_N(\bar{X}^N). \quad (11)$$

Запись  $\bar{U}^N \in V$  означает, что  $\bar{U}^N$  берется из области допустимых управлений.

Используя уравнение математической модели процесса для этой стадии, получим

$$f_1(\bar{X}^{N-1}) = \max_{\bar{U}^N \in V} r_N[\varphi_N(\bar{X}^{N-1}, \bar{U}^N)]. \quad (12)$$

Из условия  $\max_{\bar{U}^N \in V} r_N[\varphi_N(\bar{X}^{N-1}, \bar{U}^N)]$  находится оптимальное управление на этой стадии  $\bar{U}_{opt}^N$ , причем  $f_1(\bar{X}^{N-1})$  есть значение критерия оптимальности на последней стадии при оптимальном управлении на ней и при любом значении вектора входных параметров на эту стадию  $\bar{X}^{N-1}$ .

Перейдем теперь к рассмотрению предпоследней стадии, т.е. стадии с номером  $N-1$ . Запишем условие выбора оптимального управления на этой стадии

$$f_2 = \max_{\bar{U}^{N-1} \in V} \{r_{N-1}(\bar{X}^{N-1}) + f_1(\bar{X}^{N-1})\}. \quad (13)$$

Поскольку управление на  $N$ -й стадии уже выбрано, решение соотношения (13) дает возможность выбора оптимального управления на  $N-1$  стадии. Используя уравнение математической модели для стадии  $N-1$

$$\bar{X}^{N-1} = \varphi_{N-1}(\bar{X}^{N-2}, \bar{U}^{N-1}) \quad (14)$$

и, подставляя (14) в (13), получим

$$f_2(\bar{X}^{N-2}) = \max \left\{ r_{N-1} \left[ \varphi_{N-1}(\bar{X}^{N-2}, \bar{U}^{N-1}) \right] + f_1 \left[ \varphi_{N-1}(\bar{X}^{N-2}, \bar{U}^{N-1}) \right] \right\}. \quad (15)$$

Из последнего соотношения находится  $\bar{U}_{opt}^{N-1}$ .

Проводя аналогичный анализ, можно записать для стадии с номером  $i$  (номер  $i$  от начала процесса)

$$f_{N-(i-1)}(\bar{X}^{i-1}) = \max_{\bar{U}^i \in V} \left\{ r_i(\bar{X}^i) + f_{N-i}(\bar{X}^i) \right\}, \quad (16)$$

с учетом ( $\varphi_i$ ) получим

$$f_{N-(i-1)}(\bar{X}^{i-1}) = \max_{\bar{U}^i \in V} \left\{ r_i \left[ \varphi_i(\bar{X}^{i-1}, \bar{U}^i) \right] + f_{N-i} \left[ \varphi_i(\bar{X}^{i-1}, \bar{U}^i) \right] \right\}, \quad (17)$$

где  $f_{N-(i-1)}$  – значение суммы критериев оптимальности последних  $N-i$  стадий.

Соотношение (17) представляет собой математическую формулу принципа оптимальности и является рекуррентной формулой, которая позволяет выполнять решение задачи оптимизации последовательно.

Для первой стадии, в соответствии с (17), имеем

$$f_N(\bar{X}^0) = \max \left\{ r_1 \left[ \varphi_1(\bar{X}^0, \bar{U}^1) \right] + f_{N-1} \left[ \varphi_1(\bar{X}^0, \bar{U}^1) \right] \right\}. \quad (18)$$

Если начальное состояние всего процесса  $\bar{X}^0$  задано, то из соотношения (18) рассчитывается  $\bar{U}_{opt}^1$ , если же начальное состояние  $\bar{X}^0$  не задано, то по соотношению (18) рассчитывается  $\bar{U}_{opt}^1$  и  $\bar{X}_{opt}^0$ .

## Список литературы

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров. – Москва: Недра, 1983. – 455 с.
2. Беллман Р., Калаба Р. Динамическое программирование и современная теория управления. – М.: Наука, 1969. – 120 с.

Научный руководитель – Шумихин А.Г., д – р. техн. наук, профессор

## ЛОГИСТИКА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ СУРГУТ»

Козлов А.В., Шевнина Т.Е., Кормин А.М.  
Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Динамически развивающаяся компания ООО «Газпром трансгаз Сургут», ориентирована на формирование логистических систем в управлении бизнес-процессами, на обеспечение устойчивых связей между основными составляющими всех рабочих процессов – системой снабжения, сбыта, распределения и т.п., а также с направленностью на достижение формализованных функциональных отделов, достижение которых возможно лишь с помощью внедрения автоматизированных логистических систем SADT и «Just-in-time». Автоматизация логистической системы управления нацелена на управление информационными потоками в наименьшие сроки [1,2].

Для любого предприятия необходима организация эффективной логистической системы в сфере управления материальными потоками. Как известно, объектом логистических систем является материальный поток. На отдельных участках управление материальный поток имеет особую специфику [3,4].

Рассматривая эту специфику, выделяют пять функциональных областей логистики, которые осуществляют управление разными логистическими системами. В управление логистическими системами входят такие структуры, как закупочная, распределительная, производственная, транспортная и информационная логистики [5].

В ООО «Газпром трансгаз Сургут» выбрана схема движения материального потока через логистическую систему с гибкими связями с участием посредника (рис. 1).



Рисунок 1 – Принципиальная схема логистической системы ООО «Газпром трансгаз Сургут» с гибкими связями

Преимущества перехода на логистическую деятельность (рис.2):

- эффективное использование ресурсов предприятия;
- снижение издержек в рамках организации трудовой деятельности;



- повышение финансового результата деятельности;
- возможность усовершенствования сбыта;
- возможность усовершенствования закупок.

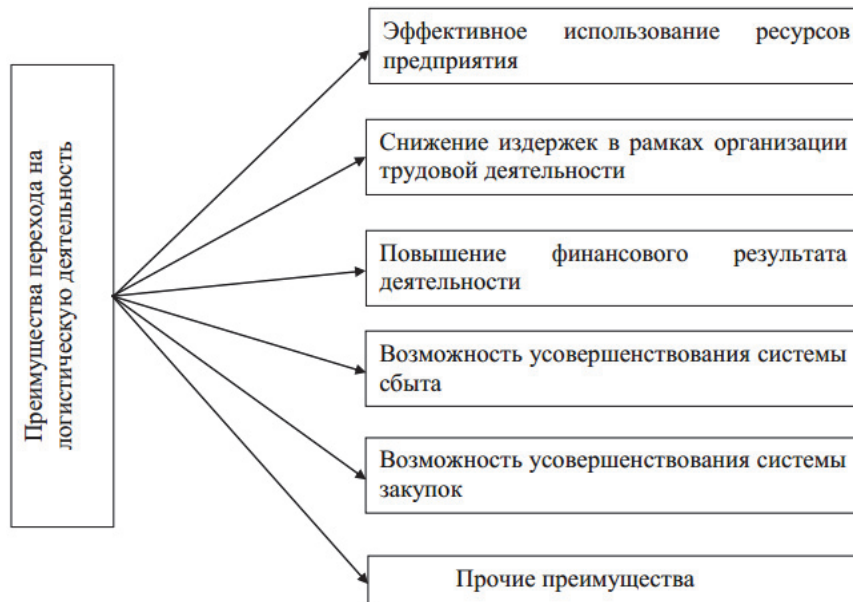


Рисунок 2 – Преимущества перехода на логистическую деятельность

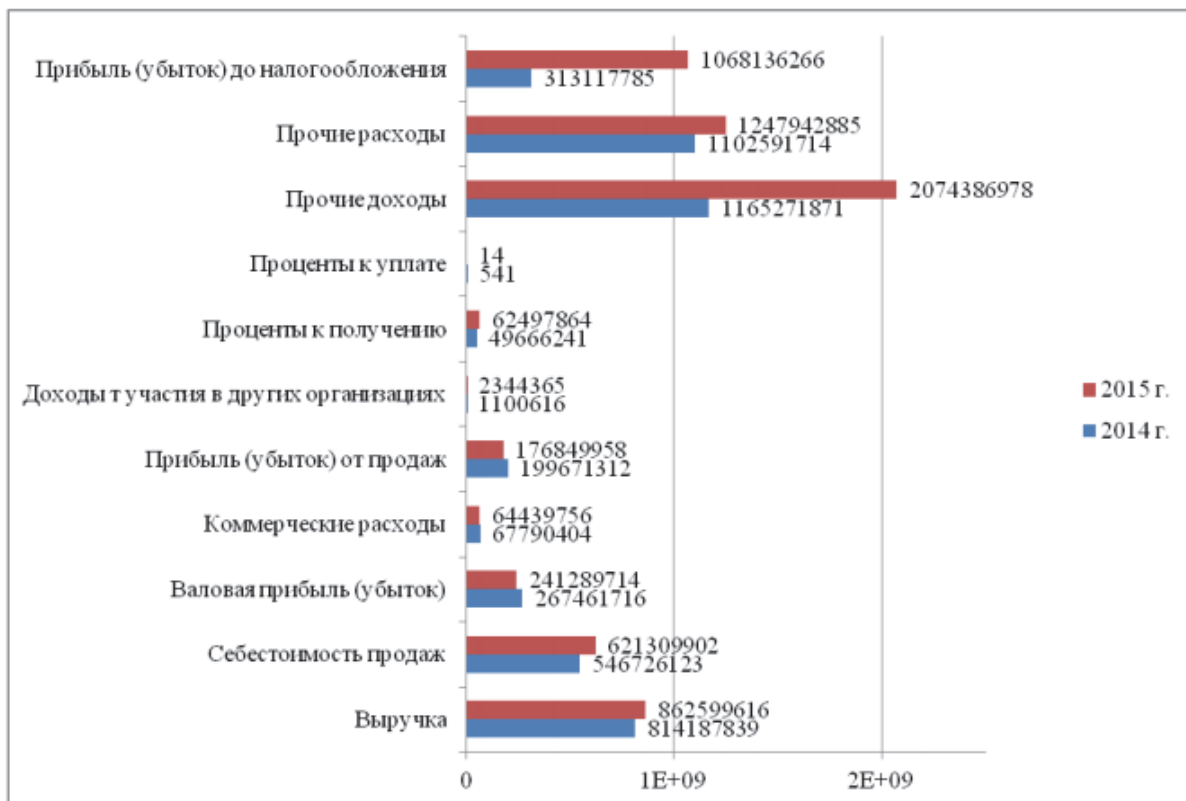


Рисунок 3 – Анализ финансовых результатов деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Анализ финансовых результатов деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» от внедрения автоматизированных логистических систем показал что за рассматриваемый период времени чистая прибыль значительно увеличилась (прирост на 635 162 899 тыс. руб.) (рис. 3). Положительная динамика чистой прибыли определена, прежде всего, ростом выручки (рост выручки составил 48 411 777 тыс. руб. или 5,9%, а также приростом доходов от участия в других организациях (на 1243749 тыс. руб. или 113%), прочих доходов (на 909 115 107 тыс. руб. или 78%).

Первым мероприятием по совершенствованию системы логистики для ООО «Газпром трансгаз Сургут» предложено внедрить систему SADT, которая представляет собой автоматизированную систему управления, ориентированную на функциональный процесс организации логистической работы предприятия.

В рамках сформированной системы SADT предполагается следующая этапность работы логистической системы:

- 1) планирование;
- 2) организация;
- 3) учет;
- 4) контроль;
- 5) регулирование;
- 6) маркетинг;



Рисунок 5 – Усовершенствованная организационная структура управления ООО «Газпром трансгаз Сургут»

В качестве второго управленческого решения для «Газпром трансгаз Сургут» предполагается внедрить систему автоматизированной транспортной логистики «Just-in-time».

Предполагается, что чистая прибыль в результате внедрения SADT, «Justin-time» и логистической информационной системы WMS в ООО «Газпром трансгаз Сургут» увеличится.

### **Список литературы**

1. Альбеков, А.У. Введение в коммерческую логистику: Уч. Пособие. Доработанное / А.У. Альбеков. – Москва, 2014. – 149 с.
2. Альбеков, А.У. Логистика в управлении коммерческим товарооборотом вторичных материальных ресурсов / А.У. Альбеков. – СПб.: Изд-во Нева, 2014. – 112 с.
3. Аникин, Б.А. Логистика. Учебное пособие / Б.А. Аникин. – М.: ИНФРА – М, 2013. – 327 с.
4. Астахов, Д.М. Экономика/ Д.М. Астахов. – М.: Астра, 2013. – 199 с.
8. Баканов, М.И. Теория экономического анализа: Учебник / М.И.Баканов. – М.: Финансы и статистика, 2013. – 288 с.
5. Борисова, В.В. Логистика межрегионального товарообмена (Теория и методология): Дис. д-ра экон. наук / В.В. Борисова. – Москва, 2014. – 287 с.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ НЕОБХОДИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В УСЛОВИЯХ КВАЗИРАВНОМЕРНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ**

Лопес И.

ПДВ С. А. Петролео, г. Пуэрто Лакруз (Венесуэла)

Для промышленности характерно наличие переменного режима потребления энергии, не составляет исключения и газовая промышленность. В зависимости от временного периода принято различать суточную, недельную и сезонную или годовую неравномерности. Неравномерный режим потребления газа, обусловленный объективными и случайными факторами, оказывает существенное влияние на загрузку мощностей промыслов и газопроводов. Это влияние выражается в возникновении таких ситуаций, когда с одной стороны, производственные мощности могут быть недоиспользованы, а с другой – не в состоянии обеспечить требуемые объемы потребления газа.

В связи с этим, формируется технико-экономическая задача, которая сводится к устранению несогласованности в режимах подачи и потребления газа таким образом, чтобы мощности по добыче и транспорту газа ра-

ботали с максимальной загрузкой, а потребители получали газ в требуемом режиме в течение всего года, включая периоды пиковых спросов.

На таких началах формируется классическое понятие неравномерности газопотребления. В российской практике для оценки неравномерности газопотребления используются следующие показатели [1, 2]:

- коэффициент неравномерности газопотребления, характеризующий неравномерную работу мощностей (K);
- объем неравномерности газопотребления, отражающий глубину этого процесса ( $V_n$ );
- относительная неравномерность (V).

Первый показатель определяется отношением максимально-суточного объема потребления к среднесуточному потреблению за год:

$$K = \frac{q_{\max}}{q_{cp}} \quad (1)$$

Второй – интегральный показатель, определяется, как сумма объемов потребления, превышающая уровень среднемесячного газопотребления:

$$V_n = \sum_1^{t_n} (q_i^* - q_{cp}) \quad (2)$$

где  $q_{\max}$  – максимально-суточный объем потребления;  $q_{cp}$  – среднесуточное потребление за год;  $q_i^*$  – расход газа, превышающий среднесуточное потребление;  $V_n$  – объем неравномерности газопотребления;  $t_n$  – число суток, когда расход газопотребления  $q_i^*$  превышает среднесуточный уровень  $q_{cp}$ .

Для оценки процесса неравномерного газопотребления чаще всего используется относительная величина неравномерности газопотребления, которая рассчитывается как отношение объема неравномерности газопотребления к уровню расхода газа за год:

$$V = \frac{V_n}{Q} \quad (3)$$

где Q – суммарное потребление газа за год.

В России и европейских странах коэффициенты неравномерности газопотребления принимают значения 1,5–1,8, а объем неравномерности газопотребления составляет 7–15%.

В странах с теплым климатом, где нет ярко выраженных сезонных скачков температуры, неравномерность создается отраслями промышленности из-за временных остановок или снижения производства и наоборот максимальной загрузки производственных мощностей. Процесс газопотребления носит неравномерный характер и обусловлен случайными фак-

торами или конъюнктурой рынка. Для обозначения такого режима газопотребления нами предложен термин – «квазиравномерный режим».

Создание ПХГ для регулирования сезонной неравномерности газопотребления в настоящее время является общепризнанной мировой практикой и позволяет эффективно и надежно решать задачи обеспечения дополнительными объемами газа потребителей.

Рассмотрим два варианта газопотребления: характерного для России, большинства стран Европы и США с ярко выраженной сезонной неравномерностью (рисунок 1) и для стран с потреблением газа, обусловленной конъюнктурой рынка или квазиравномерным газопотреблением, например страны Латинской Америки с отсутствием значительных колебаний температуры в течение года (рисунок 2). Для анализа использованы данные фактического потребления газа трех потребителей России и четырех потребителей Венесуэлы с разбивкой по месяцам за 3 года.

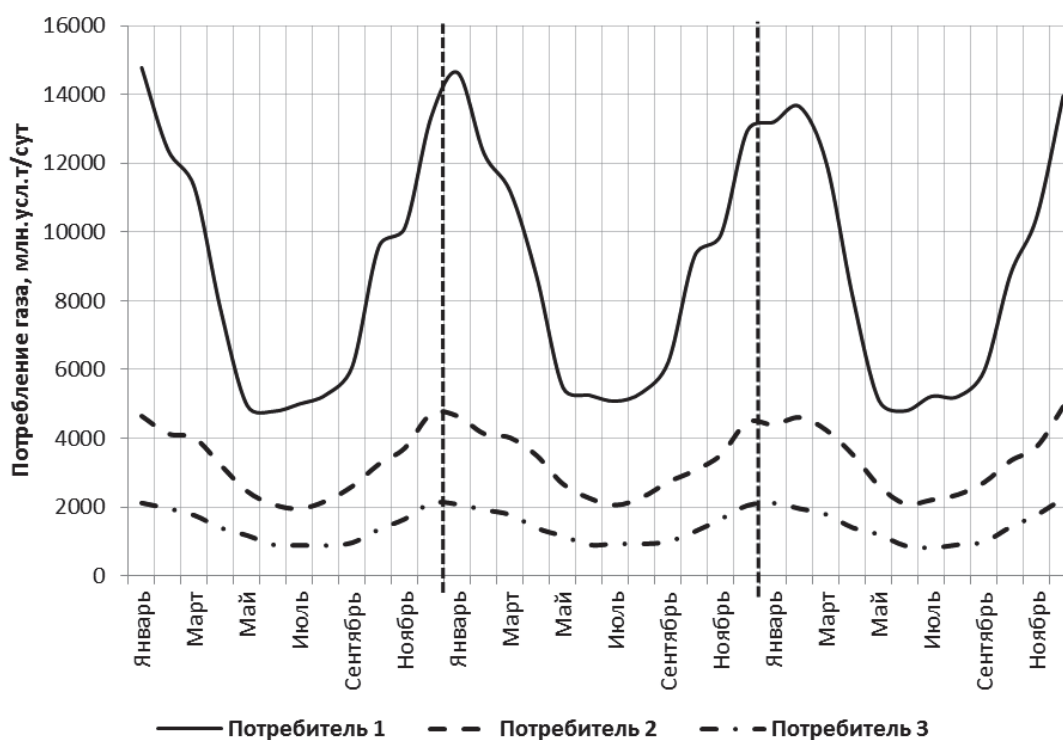


Рисунок 1 – Графики потребления, обусловленные сезонной неравномерностью

Как видно из представленных данных, для потребителей России, несмотря на многократно отличающийся объем потребляемого газа, прослеживается явно выраженная сезонная неравномерность с пиком газопотребления в декабре-январе месяце, и минимум соответственно в июне-июле.

Анализ использования газа потребителями Венесуэлы позволяет сделать следующие выводы: во-первых, потребление газа в этой стране значительно меньше, чем в России (для иллюстрации этого факта графики при-

ведены в трех масштабах для разных потребителей – максимальное у первого потребителя и минимальное у четвертого), во-вторых, представленные графики демонстрируют отсутствие какой-либо зависимости в течении года и не коррелируются друг с другом и в-третьих наблюдается как увеличение объема потребления газа (потребители 1 и 4), так и уменьшение этого показателя (потребители 2 и 3).

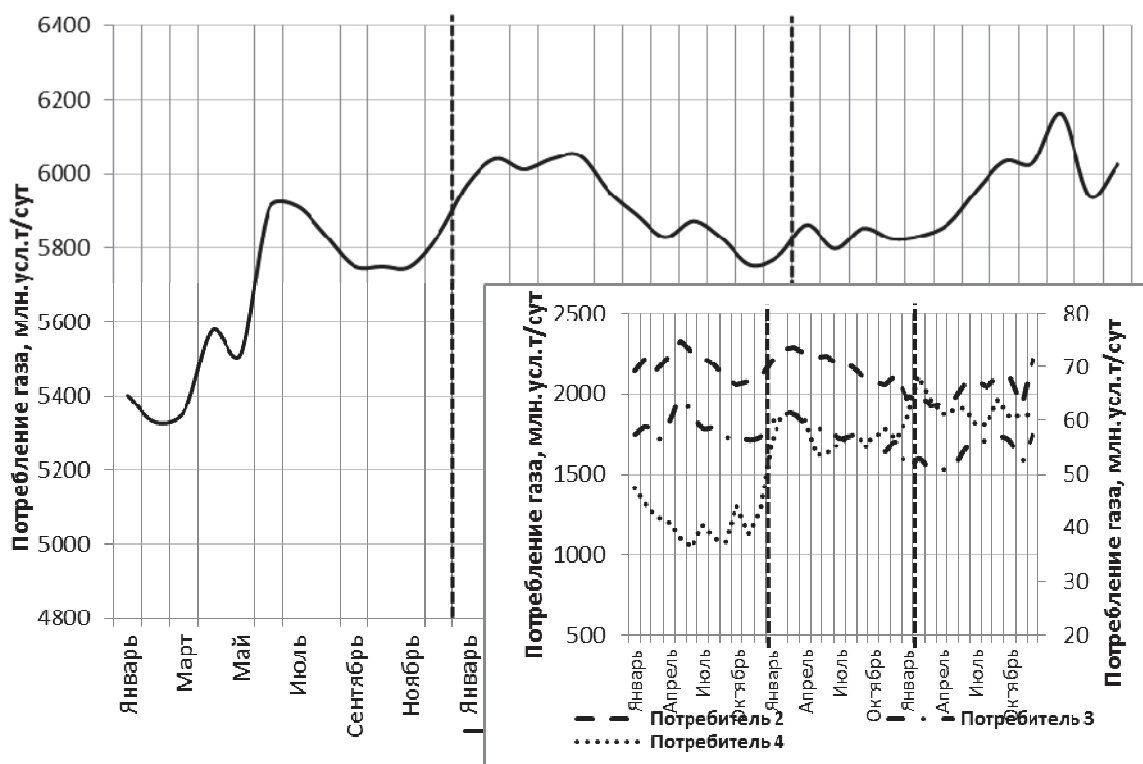


Рисунок 2 – Графики потребления, обусловленные конъюнктурой рынка

Для потребителей России, как и ожидалось, несмотря на отмеченную значительную разницу в объемах потребления газа, относительная неравномерность составляет 12,3–17,2%, а коэффициент неравномерности изменяется от 1,44 до 1,63.

Для потребителей Венесуэлы эти параметры соответствуют гораздо более скромным значениям. Так, относительная неравномерность составляет всего 1,1–2,2%, а коэффициент неравномерности чуть более одного – 1,03–1,11. Причем обращает на себя внимание следующий факт: для первого потребителя с наибольшим объемом относительной неравномерности эти параметры наименьшие, и наоборот, наибольшими показателями характеризуется потребитель 4. На первый взгляд, очевидно, что создание резервов газа, в том числе на базе ПХГ, необходимо именно для этого потребителя.

Для подтверждения полученных результатов, обоснования необходимости создания ПХГ в условиях квазиравномерного газопотребления и определения временного периода в течение которого может возникнуть не-

обходимость в подаче газа предлагается использовать гармонический или спектральный анализ на основе дискретного преобразования Фурье, который позволяет обосновать необходимость создания резервов газа в условиях потребления обусловленного различными случайными факторами или конъюнктурой рынка и определить режим работы такого хранилища в случае его строительства.

Полученные результаты позволяют рекомендовать использование гармонического или спектрального анализа на основе дискретного преобразования Фурье для решения задач анализа потребления газа, обоснования необходимости создания и определения типа подземного хранилища, что позволит оптимизировать технологические показатели эксплуатации и минимизировать капитальные вложения в создание объектов ПХГ.

### **Список литературы**

1. Манукян К.П. ПХГ в системе энергобезопасности государства. – М.: Энергия. – 2013. – 124 с.

2. Буравцов И.А., Кунафина Р.Р., Бачурина Н.М. Сравнительная оценка экономической целесообразности регулирования сезонной неравномерности потребления газа за счет подземных хранилищ газа и добычи газа // Вести газовой науки: Научно-технический сборник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2015. – №3(23). – С.84–87.

Научный руководитель – Агиней Р.В., д – р. техн. наук, профессор

## **ОСНОВНЫЕ ВИДЫ НЕИСПРАВНОСТЕЙ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ РАБОТЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

Мельник А.И., Погребная И.А.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В данной работе мы рассматриваем проблемы, связанные с работой насосного оборудования в Ханты-Мансийском округе. В нефтяной и газовой промышленности нашего региона центробежные насосы занимают одно из ведущих мест при транспортировке сырья.

Рассмотрим несколько причин, возникающих при работе насосного оборудования, встречающихся в нашем регионе и затрудняющие эксплуатацию центробежных насосов.

Одна из причин, выводящих оборудование из строя – вибрация. Вибрация – это механические колебания, возникающие в упругих телах под воздействием переменных сил. Основными характеристиками вибрации яв-

ляются амплитуда смещения, скорость и ускорение. Вибрация, имея колебательные свойства, вредит работе насоса и соединенного с ним оборудования, то есть деталям насоса, сварочным швам трубопровода.

Первый случай, когда из-за высокой вибрации произошла аварийная ситуация. При работе насоса сошлись полумуфты, что привело к следующим последствиям: сошлись диски разгрузки, повреждено уплотнительное кольцо и подшипник качения. Все это привело к остановке насоса и замене всех поврежденных деталей. Проведя анализ повреждений данного оборудования, выявлена причина – два болта крепившие насос к станине были раскручены.

Второй случай привел к разрушению выкидного трубопровода по сварному соединению. Как известно, сварные швы хорошо выдерживают растяжение, но повышенная вибрация может разрушить сварное соединение в местах, где при сварке могли образоваться пустоты. Как и в первом случае, к аварийной ситуации привела плохо отрегулированная удерживающая стойка трубы. Так же были зафиксированы случаи раскручивания пальцев муфты. Для предотвращения данных аварийных ситуаций следует проводить технический осмотр оборудования, а также общее состояния всех крепежных соединений, использовать подкладки между насосом и станиной, применять более упругие и вязкие материалы. А также следить за правильной центровкой агрегата. В настоящее время разрабатываются более легкие детали и конструкции насоса.

Важная причина, приводящая к выводу оборудования из строя – гидравлический удар (гидроудар). При этом происходит скачок давления в какой-либо системе, заполненной жидкостью, вызванный быстрым изменением скорости потока этой жидкости. Может возникать вследствие резкого закрытия или открытия задвижки. В нашем случае гидроудар происходит при отказе обратного клапана. При остановке насоса требуется вначале закрыть выкидную задвижку, что является первой ступенью защиты. Но в дренажных системах, задвижка должна быть открытой, для этого устанавливается обратный клапан как вторая ступень защиты. Так, например, при остановке насоса произошло заклинивание обратного клапана, и перекачиваемая жидкость пошла в обратном направлении в насос, вызывая его обратный ход, приводящий к заклиниванию вала, нагреву деталей и выхода их из строя. Для уменьшения аварийных ситуаций необходимо периодически проверять обратный клапан путем остановки насоса при не закрытой выкидной задвижке. Если все же клапан не сработал его нужно снять и провести осмотр, либо заменить новым.

Поддержание пластового давления путем закачки пресных и сточных вод приводит к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твердых отложений в виде неорганических солей. Соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам,



а в результате, к значительным потерям в добыче нефти. В Сибири чаще всего встречается соли вида кальцит  $\text{CaCO}_3$ . Рис(1) Он образуется благодаря взаимодействию основного и кислотного оксидов  $\text{CaO} + \text{CO}_2$ . В данный момент проводятся исследования этой проблемы и изучения образования всех возможных солей и способов борьбы с ними. Применяются два способа борьбы с солевыми отложениями – механический и химический.



Рисунок 1 – Отложение соли в виде кальцита

Механический метод удаления отложения заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок, или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием. Положительный эффект достигается в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Это достаточно дорогостоящий процесс.

Химический метод удаления отложения солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Например, для нашего вида солей используют соляную кислоту ( $2\text{HCl}$ ).



Образовавшийся в результате этих реакций хлористый кальций хорошо растворим в воде. Применение соляной кислоты направлено на активное воздействие только на минеральную часть отложения, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, мешают его взаимодействию с растворяющим реагентом. При этом, значительно уменьшается площадь реагирования а, следовательно, эффективность процесса растворения отложений.

При перекачке нефти мы имеем замкнутую систему трубопроводов. При движении нефтяной эмульсии из нее выделяется газ, который начинает заполнять пространство трубы, уменьшая ее объем внутри. Впоследствии добавления различных реагентов в виде диэмульгаторов, происходит

нагрев, приводящий к выделению газа из нефти. И за того, что газ легкий, он скапливается в так называемых карманах, переходов трубопровода. Через некоторое время, газ заполняет почти всю рабочую область трубы. Может произойти, что эта газовая подушка пойдет в насос и создаваемый вакуум теряется, все рабочее пространство насоса будет наполнено этой газовой подушкой. Насос может отключиться, либо работать сам на себя. В обоих случаях это опасно, мы получим либо гидроудар, либо насос начнет перегреваться и произойдет заклинивание рабочих деталей вследствие расширения металла и его деформации от нагрева. Данная проблема решается путем установки на трубопроводе кранов для разгазовки, особенно в местах переходов сгибов трубопровода и тщательной нефтегазосепарации нефти и нефтяной эмульсии.



Рисунок 2 – Кавитационная эрозия рабочего колеса

Следующая проблема – кавитация. Кавитация возникает, когда давление жидкости в некоторых участках потока понижается и достигает критического значения. При этом, образуются пузырьки воздуха. При попадании в зону высокого давления они могут исчезнуть бесследно, но иногда могут образовать большой пузырь-карман, влияющий на работу насоса – подачу, напор, КПД. Самой большой проблемой считается кавитационная эрозия. Она сопровождается врезанием пузырьков на большой скорости в механические части насосного оборудования и выводит его из строя Рис (2). Для уменьшения возникновения кавитации нужно следить за давлением в насосе. Давление на приеме насоса должно быть больше чем критическое.

Таким образом, мы рассмотрели основные виды неисправностей, возникающие при работе центробежных насосов, а также проблемы, связанные с работой насосного оборудования и методы их решения в Ханты-Мансийском округе.

## Список литературы

1. И.А. Погребная, Д.Е. Тихонов Гидравлический удар в инженерных системах. Статья. Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития

нефтегазопромыслового комплекса. Материалы 5 региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 364–368.

2. И.А. Погребная, А.Х. Мустафаев Проблема кавитации в нефтегазопромысловом оборудовании. Статья Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазопромыслового комплекса. Материалы 5 региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 368–372.

3. И.А. Погребная, С.В. Михайлова К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. Статья. В мире научных открытий. Материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6–2 (39) – Красноярск, Научно-Инновационный центр, 2016. – с.136–140.

4. <http://www.hydro-pnevmo.ru/topic.php?ID=10>

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ПЕРЕПУСКА ГАЗА НА КРАНОВОМ УЗЛЕ ПРИ ЗАПОЛНЕНИИ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДА**

Парфенов Д.В.<sup>1</sup>, Попков А.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород

<sup>2</sup>ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Рядом эксплуатирующих организаций при заполнении различных газопроводов были выявлены факты аномального разогрева надземных частей обвязки кранового узла. Как правило, разогрев фиксируется для стояков отбора импульсного газа, выполненных по типовым проектным решениям [1]. При этом разогрев имеет аномальный характер, поскольку газ в процессе заполнения участка газопровода подвержен сильному дросселированию, и следовательно, согласно эффекту Джоуля-Томпсона, должно происходить понижение температуры. Последнее выражается в обледенении наземных участков обвязки КУ. В то же время величина указанного разогрева достигает больших значений, приводящих к порче оборудования и способных привести к аварийным ситуациям (в некоторых ситуациях отмечается температура порядка 300–400°C и более).

Исследование данного вопроса было разделено на два части:

1. Первая часть состояла в разработке компьютерной модели, и проведении вычислительных экспериментов.

В результате компьютерного моделирования движения газа в трубопроводе мимо тупикового ответвления на крановом узле при различных скоростях [2] был раскрыт механизм аномального разогрева – стоячий

вихрь в области присоединения тупикового ответвления к байпасной линии кранового узла имеет устойчивый характер, в случае выполнения указанного соединения по типу «прямая врезка». Зачастую указанное соединение выполняется согласно альбому унифицированных решений [1], а именно – в основную линию байпаса устанавливается тройник 300x200, к ответвлению присоединяется конический переход 200x50, и уже к последнему крепится стояк отбора импульсного газа. В ряде вычислительных экспериментов было установлено, что в этом случае при достижении определенной скорости движения газа по основной нитке байпаса вихрь, расположенный в тройнике, теряет равновесное состояние и срывается в основной поток, после чего происходит образование нового вихря в прежнем месте. В результате данного процесса возникают срывные колебания, приводящие к образованию волн сжатия-разрежения в стояке ОИГ, в силу необратимости процесса сжатия-разрежения в реальном газе происходит увеличение температуры. Таким образом, ключевым фактором для появления указанного аномального разогрева является соединение ОИГ и основной байпасной линии, по указанной выше схеме, а так же определенная скорость движения газа. Скорость движения газа по обвязке КУ определяется соотношением давлений до и после КУ, а так же степенью раскрытия крана, если допустимо его не полное открытие.

2. Во второй части исследования проводилась проверка результатов вычислительного эксперимента на практике.

При этом требовалось подтвердить два фактора:

1. Тип соединения стояка ОИГ и байпасной линии КУ.
2. Определенная скорость движения газа, соответствующая перепаду давлений до и после КУ, а так же степени раскрытия байпасного крана.

Работа проходила в два этапа:

1. На первом этапе на существующих крановых площадках проводились замеры температуры тупиковых ответвлений DN50 и фиксация режимов перепуска газа, при которых появляется разогрев.

2. На втором этапе производилась модификация существующей крановой обвязки с заменой типа тройникового соединения на прямую врезку, с последующим дублированием режимов этапа №1, на которых был зафиксирован разогрев.

Измерения [3] проводились на нескольких крановых узлах (КУ), имеющих одинаковую топологию, результаты замеров полностью идентичны между собой.

Результаты полностью подтвердили выводы вычислительных экспериментов.

Анализ результатов показал, что необходимо избавиться от тупиковой области, для этого было предложено устройство для предотвращения разогрева стояков ОИГ на КУ, на которых замена типа соединения стояков ОИГ и основной байпасной линии является не целесообразной или проблематичной [4].

Таким образом, в работе:

1. Установлена совокупность факторов, вызывающая разогрев стояков отбора импульсного газа, включая наличие тупиковой полости отвода (стояка отбора импульсного газа или закрытой байпасной линии DN100), критический перепад давлений до и после кранового узла с соотношением давлений  $P2/P1 \geq 2$  и скорость течения газа мимо заглушенного стояка.

2. Показано, что разогрев газопроводных труб и арматуры, в случае его возникновения, происходит за несколько десятков секунд, следовательно, при проведении процедуры перепуска (заполнения) необходим обязательный контроль температуры надземной части стояка DN50 и линии DN100.

3. Доказано, что использование прямой врезки вместо выполненного проектного соединения (тройник 300x200 и конический переход 200x50) предотвращает разогрев тупиковых полостей в стояках отбора импульсного газа практически при любых режимах заполнения.

4. Результаты работы позволили подать заявку на патент [4].

### Список литературы

1. Альбом унифицированных проектных решений. Крановые узлы с двухсторонней продувкой. Часть 7. Крановый узел с двухсторонней продувкой  $P_u$  9,8 МПа Ду 1200 мм. УПР-ВНГ-001.7-2012. Том 1.7

2. Численное моделирование в ANSYS CFX явления нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом участков МГ / Савченков С.В. [и др.]// Газовая промышленность. – 2013. – №13. С.13–17.

3. Экспериментальные исследования нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при заполнении газом магистрального газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» / Парфенов Д.В., Агинея Р.В.// Трубопроводный транспорт [теория и практика] – №3–4 (43-44) 2014. С.50–54.

4. Патент на изобретение № 2577896. Способ предупреждения нагрева элементов трубной обвязки кранового узла при заполнении участков газопроводов. Авторы: Р.В. Агинея, С.В. Савченков и др. Заявители: ОАО «Газпрогазцентр» и ООО «Газпром трансгаз Ухта». Приоритет от 31.12.2014.

Научный руководитель – Агинея Р.В., д – р. техн. наук, профессор

### ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НАСОСА НПВ 5000-120

Погадаев А.А., Погребная И.А.  
Филиал ТИУ г. Нижневартовске

В данной статье рассматривается устройство и назначение насоса типа НПВ 5000-120. Область применения, а также, роль в трубопроводном транспорте нефти.

Российская Федерация входит в десятку государств по количеству запасов нефти (табл.1). Главной сырьевой базой России является Западная Сибирь, а основные потребители нефти и газа находятся в европейской части страны. Также Россия является крупным поставщиком энергоресурсов на мировые рынки, поэтому возникает необходимость транспортировки крупных объемов нефти, нефтепродуктов и газа на большие расстояния. В настоящее время по России проложено более 210 тыс. км магистральных трубопроводов.

Таблица № 1

Мировые Запасы нефти по странам

Страна	Запасы нефти	% от мировых запасов
Венесуэла	300,9	17,7
Саудовская Аравия	266,6	15,7
Канада	172,2	10,1
Иран	157,8	9,3
Ирак	143,1	8,4
Россия	102,4	6,0
Кувейт	101,5	6,0
ОАЭ	97,8	5,8
США	55,0	3,2
Ливия	48,4	2,8

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2016

Трубопроводный транспорт – это вид транспорта, осуществляющий передачу энергоресурсов на любое расстояние, наземным, подземным, подводным способами, по магистральному трубопроводу (Рис.1).



Рисунок 1 – Наземный магистральный трубопровод

В сравнении с другими видами транспорта трубопроводы обладают рядом преимуществ:

1. Монтаж трубопроводов может быть в любом направлении, на любые расстояния и не зависит от ландшафта.
2. По степени автоматизации другие виды транспорта энергоресурсов значительно уступают трубопроводному.
3. Независимость от таких факторов как: время года и суток, погода, также является неоспоримым преимуществом.
4. Минимальные потери перекачиваемого продукта.
5. Доставка груза потребителю происходит без холостого пробега, в отличие от других видов транспорта.

Кроме этого, использование трубопроводного транспорта позволяет освободить железную дорогу и водные артерии для перевозки других грузов.

Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа на большие расстояния немыслима без применения насосов. Использование центробежных насосов на нефтеперекачивающих станциях, имеющих резервуарные парки, имеет некоторые особенности. Магистральным насосам необходим достаточный запас давления на входе. Исходя из этой особенности, для подачи нефти к магистральным насосам используют подпорные насосы типа НПВ (рис. 2), задача которых нефть из резервуаров подать на приём основных магистральных насосов, создав необходимый для их нормальной работы кавитационный запас.

**Кавитационный запас** – это величина, необходимая для того, чтобы сохранять нужный уровень давления жидкости для предотвращения возможного возникновения кавитации.

**Кавитация** (от латинского *cavita* – пустота) процесс нарушения сплошности потока жидкости сопровождающийся образованием большого количества мельчайших пузырьков газа (пара).

Насосы типа НПВ имеют широкий диапазон параметров:

- производительность – от 2500 до 5000 м<sup>3</sup>;
- напор – от 60 до 120 м водного столба;
- мощность электродвигателей составляет от 1000 до 2000 кВт;
- вес насосных агрегатов большой производительности достигает 28–33 т.

Назначение насоса – раскачивание резервуаров и создание подпора магистральным насосом для их безкавитационной работы. Центробежный одноступенчатый вертикальный насос состоит из корпуса, резервуара всасывания – стакана, крышки, фонарь. В корпусе размещён ротор, состоящий из вала, рабочего колеса двухстороннего входа, предвключенных колес шнекового типа и крепежных деталей. Подводящими устройствами служат верхний и нижний осевые подводы. Отвод жидкости от рабочего колеса осуществляется в двухзавитковый спиральный отвод. Подшипники корпуса – подшипники скольжения, смазывающиеся перекачиваемой жидкостью. На крышке находится подшипниковый узел со сдвоенным радиально-упорным подшипником.

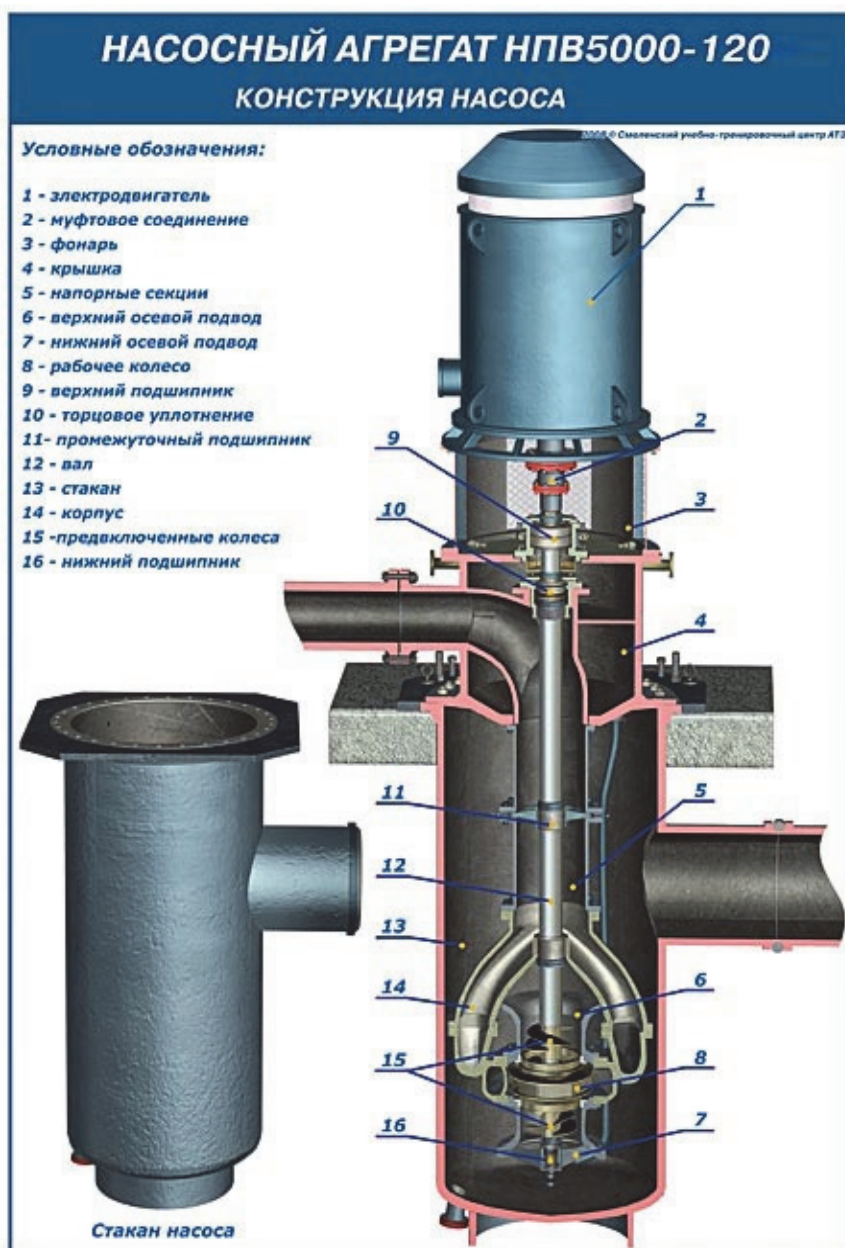


Рисунок 2 – Насос НПВ 5000-120 в разрезе. Устройство и назначение насоса нефтяного подпорного вертикального НПВ 5000-120. 5000 – подача, м<sup>3</sup>/ч; 120 – напор, м

Гидравлическое усилие ротора разгружается использованием рабочего колеса двухстороннего входа. Осевое усилие от веса ротора и установленных на нём деталей воспринимается верхней опорой со сдвоенным радиально-упорным подшипником. Для восприятия радиальных усилий в конструкции насоса предусмотрены два радиальных подшипника скольжения – концевой на нижней части вала и промежуточный, смазываемые перекачиваемым нефтепродуктом. На место выхода вала ротора из корпуса установлено уплотнение торцевого типа. В настоящее время используется УТ-120К (УТ-уплотнение торцевое, 120 диаметр вала мм., К – карбидокремниевые пары трения). Особенностью конструкции торцевого уплотнения



является то, что герметичность достигается за счет плотного прижатия двух деталей (вращающейся и неподвижной) по торцевым плоскостям. Пара трения, выполняющая роль основного уплотнительного элемента, изготавливается из специальных материалов и с высоким качеством обработки поверхностей трения для обеспечения максимальной герметичности.

Конструкция насоса НПВ 5000–120 создавалась в 1970-е годы и с тех пор практически не изменилась. Это говорит о надёжности созданного в те далёкие годы агрегата. Простота в обслуживании и ремонтпригодность с наименьшим количеством замены изнашиваемых деталей, также являются неоспоримым плюсом при эксплуатации данного насоса, тем самым обеспечивая бесперебойную работу трубопроводного транспорта.

### Список литературы

1. Николаев А.С. Единая транспортная система / А.С. Николаев. – М.: Лицей, 2001 – 346 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Под ред. Юфина В.А.М.: Недра, 2000 г. – 407 с.
3. [knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3ac79b5d43a89421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3ac79b5d43a89421216c27_0.html)
4. [knowledge.allbest.ru/transport/2c0a65635a3bd78a5c43b88421306c36\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/transport/2c0a65635a3bd78a5c43b88421306c36_0.html)
5. [megaobuchalka.ru/5/31685.html](http://megaobuchalka.ru/5/31685.html)
6. [www.FindPatent.ru/patent/233/2339849.html](http://www.FindPatent.ru/patent/233/2339849.html)
7. И.А. Погребная, А.Х. Мустафаев Проблема кавитации в нефтегазовом промышленном оборудовании. Статья Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового промышленного комплекса. Материалы 5 региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 368–372.
8. И.А. Погребная, С.В. Михайлова К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. Статья. В мире научных открытий. Материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6–2 (39) – Красноярск, Научно-Инновационный центр, 2016. – с.136–140.

## НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ВОЗДУХООЧИСТИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (КВОУ) ДЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Савельева Н.Н.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В проекте ПАО «Газпром» «Сила Сибири» в качестве привода компрессора природного газа предусмотрено применение газотурбинного двигателя. Это позволяет обеспечить эксплуатацию компрессорных станций с газотурбинным приводом на любой территории. Большим преимуществом является возможность таких компрессорных станций работать автономно, что позволяет обеспечивать бесперебойную эксплуатацию при любых условиях. Свою работоспособность компрессорные станции с импульсными КВОУ доказали на магистральном газопроводе «Северный поток» (рис.1.).



Рисунок 1 – Импульсное КВОУ с самоочищающимися фильтрами ASC компании ААФ для газовой турбины Trent60 мощностью 50 МВт компании Rolls Royce. Компрессорная станция «Портовая» магистрального газопровода «Северный Поток».

На сегодняшний день в проекте «Сила Сибири» построено восемь компрессорных станций. Мощность планируемых к установке газоперекачивающих агрегатов составляет от 16 до 32 мегаватт. Были спроектированы три компрессорных станции с ГПА мощностью 16 МВт, три компрессорных мощностью 25 МВт и две мощностью 32 МВт.

Практическое использование газоперекачивающих агрегатов для транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам доказало необходимость своего применения в виду низкочрезвычайно и высокоэффективного производства электроэнергии, относительно небольшого срока окупаемости на базе газотурбинных установок.



Рисунок 2 – Комплексное воздухоочистительное устройство

Комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) входит в состав воздухозаборного тракта газотурбинного двигателя (рис.2.). КВОУ предназначено для качественной подготовки рабочего тела – воздуха для газовой турбины на входе в компрессор газотурбинного двигателя атмосферного воздуха, в том числе для подогрева воздуха – в холодное время года за счет установленной системы антиобледенения, снижения температуры воздуха – в жаркое время года за счет дополнительной системы охлаждения, фильтрации от крупно- и мелкодисперсной пыли и других загрязнений, подавления шума.

Не секрет, что существуют недоработки в элементах конструкций комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ), устанавливаемых на всасывающей стороне компрессора газотурбинной установки (ГТУ), а также о системе фильтрации КВОУ.

Европейские специалисты, анализируя влияние различных факторов на совокупность издержек в процессе эксплуатации газотурбинных установок, сделали вывод, что с увеличением установленной мощности существенно возникает риск остановки газовой турбины из-за поломки компрессора, входящего в состав ГТУ. Более 70–80 % всех затрат на газотурбинную установку приходится на ее комплексные воздухоочистительные средства и применяемую в нем систему фильтрации.

КВОУ могут быть статическими (при этом у каждого фильтрующего элемента есть определенная пылеемкость), либо импульсными (самоочищающиеся кратковременным обратным импульсом сжатого воздуха). Статические КВОУ более дешевые и их используют наиболее часто, импульсные – более дорогие и применяют при экстремальных почвенно-климатических условиях

При неоптимальной конфигурации воздушных каналов работает не более 50–80% фильтров. Поэтому важно выбрать оптимальную, с точки зре-

ния аэродинамики конструкцию КВОУ и подобрать систему фильтрации в соответствии с индивидуальными критериями эксплуатации оборудования.

Недостатки конструкции КВОУ:

- уменьшение выработки энергии в летнее время;
- сбои работы в системе обледенения в КВОУ;
- частая смена фильтров, что увеличивает стоимость обслуживания;
- большие перепады давления.

Классификация КВОУ выглядит следующим образом:

- по месту монтажа (в основном на крыше);
- по количеству входов;
- по типу используемого вещества;
- по типу применяемой системы охлаждения;
- в зависимости от вида фильтрации и количества фильтров.

При изучении затрат на эксплуатацию КВОУ ГТУ было выявлено, что более 80% затрат приходится на систему фильтрации (замену фильтров). Поэтому очевидно, что правильно выбранные фильтры существенно сэкономят затраты на эксплуатацию КВОУ.

Также с увеличением мощности ГТУ до 220 МВт существенно вырастает вероятность поломки отдельных деталей компрессора.

Из-за неоптимального аэродинамического истечения рабочей жидкости система фильтрации используется в процессе работы на 70–50%, что объясняется неравномерному истечению воздушной массы.

В летнее время приходится часто менять фильтры, следствием являются частые простои агрегата.

Выделим основные проблемы при эксплуатации КВОУ ГТУ, которые необходимо решать для повышения производительности и эффективности использования.

1. Высокий перепад давления системы фильтрации;
2. Частая замена фильтров;
3. Уменьшение производительности в летний период.

Российская промышленность не спешит формировать концепцию по сокращению затрат на сервисную составляющую оборудования, так как это снизит прибыль предприятия, производящих фильтры. Поэтому и на сегодняшний день не создаются конструкции КВОУ ГТУ с учетом оптимальных конструкций.

## **Список литературы**

1. Галанцев Н.К. Комплексные воздухоочистительные устройства (КВОУ) для газоперекачивающих агрегатов. // Сборник докладов и каталог Пятой Нефтегазовой конференции «ЭКОБЕЗОПАСНОСТЬ – 2014». 22 апреля 2014 г., г. Москва. – с. 11–15.

2. Савельева Н.Н. Практика применения комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ) для газоперекачивающих агрегатов / Н.Н. Савельева // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. 2015. С. 155–159.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАГНИТОМЕТРИЧЕСКОГО МЕТОДА ДИСТАНЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗА И НЕФТИ**

Середёнок В.А.

Ухтинский государственный технический университет

Существенным аспектом обеспечения безопасного функционирования систем магистрального трубопроводного транспорта является своевременное диагностирование и устранение критических дефектов.

Наиболее достоверным методом диагностирования протяженных участков магистральных газонефтепроводов является внутритрубная дефектоскопия (ВТД). Современные снаряды для внутритрубной диагностики позволяют выявлять и оценивать размеры практически всех встречающихся дефектов: коррозионного характера, дефектов геометрии формы, дефектов сварных швов, трещиноподобных дефектов. Некоторые виды современных внутритрубных устройств позволяют выявлять участки отклеивания изоляционного покрытия или вести оценку напряженного деформированного состояния стенок труб [1].

Однако в настоящее время эксплуатируются многониточные магистральные газонефтепроводы, трубопроводы-отводы, которые не оборудованы конструкциями, позволяющими проводить внутритрубную дефектоскопию. Кроме этого, ряд трубопроводов не позволяет проводить такую диагностику вследствие наличия участков с изменяющимися диаметрами, неравнопроходной запорной арматурой и др.

Вышесказанное требует применения альтернативных методик приборного обследования неразрушающими методами контроля. Для проведения экспресс-диагностики технического состояния подземных трубопроводов и назначения мест шурфований для обследования методами неразрушающего контроля в комплексе с электрометрическими методами применяются методы дистанционной магнитометрической диагностики, основанные на измерении постоянного магнитного поля трубопровода с поверхности грунта. Эти методы позволяют получить информацию о пространственном положении и техническом состоянии трубопровода без проведения земляных работ. Исследованиям и разработкам в этом направлении посвящены труды таких ученых и специалистов, как D.L. Atherton, D.C. Jiles, W.T. Sowerbutts, Ю.Е. Григорашвили,

А.А. Дубов, С.С. Камаева, В.В. Коннов, Е.И. Крапивский, В.Г. Кулеев и др. Разработан ряд приборов для проведения магнитометрической диагностики трубопроводов: «ИАМ», «СКИФ-МБС-04», «М-1», «АЭМД», приборы серии «Орион», модификации приборов серии «ИКН». В АО «Гипрогазцентр» разработан комплекс для дистанционной магнитометрической диагностики подземных трубопроводов «МАГ-01».

В ряде работ [2–3] показано, что для достижения приемлемой достоверности при оценке технического состояния магнитометрическим методом, необходимо проводить измерения с минимальной погрешностью.

Анализ основных источников погрешностей измерения компонент напряженности постоянного магнитного поля  $H_i$  ( $i$  принимает значения  $x$ ,  $y$ ,  $z$ ) показал, что при проведении полевых измерений с использованием переносных приборов имеют место погрешности трех типов:

1. Приборная погрешность  $\Delta H_{инп}$  (характеристика используемых датчиков магнитного поля), которая не превышает долей процента при использовании современных феррорезонансных датчиков.

2. Погрешность, связанная с угловыми отклонениями магнитных осей датчиков от вертикали и оси трубопровода  $\Delta H_{угл}$ .

3. Погрешность, связанная с неточностью определения координат точки измерения  $\Delta H_{икрд}$ .

Погрешности второго и третьего типов относятся к погрешностям позиционирования датчиков в точках измерения. Суммарные абсолютные погрешности  $\Delta H_i$  определяются по формуле:

$$\Delta H_i = \sqrt{(\Delta H_{инп})^2 + (\Delta H_{угл})^2 + (\Delta H_{икрд})^2} . \quad (1)$$

Погрешности  $\Delta H_{угл}$  могут быть рассчитаны аналитически, если известны погрешности определения угловых отклонений датчиков.

В более общем случае, когда точки измерения расположены не строго над осью трубопровода, зависимости  $H_i(x, y, z)$  могут быть определены путем решения обратной задачи магнитостатики с применением численных методов [4]. Зная характеристики источников магнитного поля, можно найти напряженность магнитного поля в любой заданной точке пространства и определить величину ошибки, связанной с неточным определением положения точки измерения относительно трубопровода (табл. 1).

Результаты представленные в таблице 1 позволяют заключить, что для достижения абсолютных погрешностей, не превышающих 1 А/м, необходимо измерение углов отклонений с погрешностью менее 1° и определение координат точек измерения с погрешностью менее 0,1 м. При погрешности измерения угловых отклонений более 5° и погрешности измерения координат более 0,3 м величина погрешностей измерения горизонтальных компонент  $H_y$  и  $H_z$  не позволяет использовать эти компоненты в качестве информативных.

Погрешности измерения компонент напряженности при разной точности измерения угловых отклонений датчиков и координат точек измерения

Неточность определения угла положения датчика $\Delta\alpha = \Delta\beta = \Delta\gamma, ^\circ$	Неточность определения местоположения датчика $\Delta x = \Delta y = \Delta z, \text{ м}$	Расчётные значения погрешности измерения компонент магнитного поля, А/м		
		$\Delta H_x$	$\Delta H_y$	$\Delta H_z$
1,0	0,10	1,03	1,15	1,53
5,0	0,30	3,73	6,09	7,23
0,5	0,30	2,95	0,72	3,35
5,0	0,05	2,21	6,07	6,29
0,5	0,05	0,56	0,57	0,75

Очевидно, что проведение работ по магнитометрической диагностике требует длительной и трудоемкой процедуры настройки прибора в каждой точке контроля, что существенно увеличивает время и, соответственно, стоимость проведения диагностических работ. Учитывая, что шаг измерения магнитометром примерно составляет 1–2 м (оптимальный шаг измерения зависит от глубины заложения трубопровода) за рабочий день можно продиагностировать около 500 м, что является неудовлетворительным результатом.

Для сокращения времени проведения диагностических работ, нами предлагается проведение магнитометрической диагностики в следующем порядке:

1. Предварительная высокоскоростная магнитометрическая экспресс-диагностика малогабаритным портативным прибором в режиме сплошного сканирования поля;

2. Анализ результатов экспресс-диагностики, на основании результатов которого назначаются участки для проведения высокоточного магнитометрического контроля.

3. Проведение детальной пошаговой магнитометрической диагностики с точностью съемки данных не хуже 1,0 А/м.

4. Анализ результатов высокоточной съемки, проведение шурфований.

Требования к прибору для магнитометрической экспресс-диагностики:

1. Точность оценки напряженности поля не хуже 5,0 А/м.

2. Возможность съемки магнитограммы трубопровода при непрерывном сканировании при передвижении оператора по валику трубопровода со скоростью до 5 км/ч или с применением беспилотных летательных аппаратов.

3. Периодический мониторинг положения прибора относительно оси трубопровода, расстояния до оси трубопровода, геопозиционирования прибора с частотой дискретизации не хуже 1,0 Гц.

4. Малый размер и вес, предполагающий возможность длительного ношения.

5. Автономность, малая потребляемая электрическая мощность.

6. Возможность беспроводной передачи информации на персональную ЭВМ для последующей обработки данных.

7. Максимальное использование в изготовлении унифицированных элементов заводского изготовления.

Для реализации этих требований предлагается оснащение прибора минимальным набором необходимых компонентов и функций. Устройство не содержит экрана, который, как правило, является наиболее энергоемким элементом системы. Прибор имеет только два рабочих режима: режим съемки и режим передачи информации на ЭВМ и состоит из набора взаимосвязанных блоков (рис. 1).

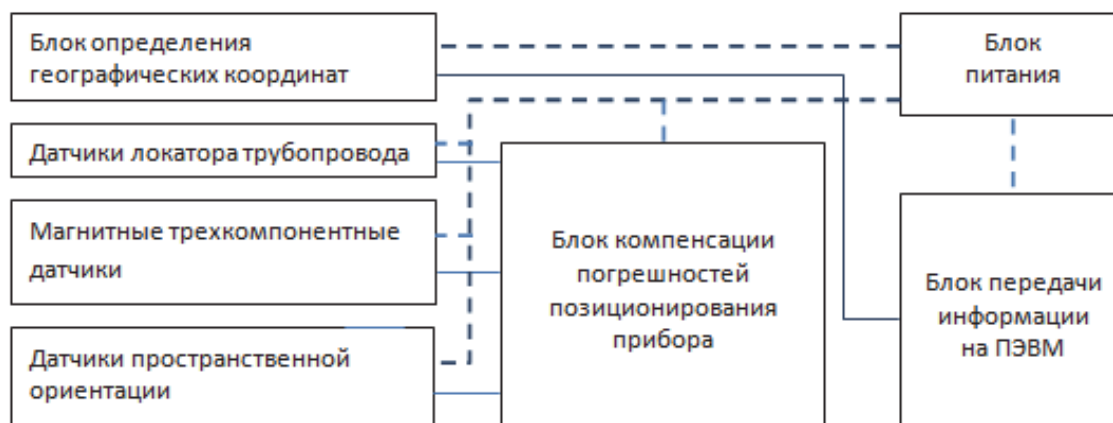


Рисунок 1 – Структурная схема прибора для проведения магнитометрической экспресс-диагностики

## Список литературы

1. Середенок В.А., Онацкий В.Л., Толкачева В.Н., Агинея Р.В. Исследование особенностей КРН магистральных газопроводов большого диаметра / Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2016. – №5 (57). – С. 12–16.

2. Агинея, Р.В. Гуськов С.С., Мусонов В.В. Моделирование магнитных аномалий при проведении магнитометрического контроля трубопроводов с поверхности грунта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 1. – С. 40–45.

3. Гуськов С.С., Агинея Р.В., Спиридович Е.А., Мусонов В.В. Локализация кольцевых сварных швов трубопроводов на основании результатов наземных магнитометрических обследований // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 4. – С. 24–27.

4. Пужайло, А.Ф. Гуськов С.С., Савченков С.В., Мусонов В.В., Агинея Р.В. Оценка точности измерения компонент магнитного поля при магнитометрических обследованиях подземных трубопроводов с поверхности грунта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – № 4. – С. 28–32.

Научный руководитель – Агинея Р.В., д – р. техн. наук, профессор



## КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМУ СБРОСУ ВОДЫ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ, В УСЛОВИЯХ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Султыгов М.М., Балантаев А.А.  
АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

ШУПСВ предназначена для осуществления предварительного сброса части воды из скважинной продукции (водонефтегазовой смеси), добываемой механизированным способом из одной или более нефтяных скважин непосредственно на или вблизи кустов нефтяных скважин.

Поступающая в ШУПСВ продукция скважин на выходе из неё делится на сбрасываемую воду и частично обезвоженную водонефтяную эмульсию (ВНЭ). Сбрасываемая вода используется в системе поддержания пластового давления (ППД) при условии соблюдения норм остаточного содержания нефтепродуктов и мехпримесей. Для создания давления, достаточного для закачки сброшенной воды в пласт с целью ППД, используется насос, для чего обычно в нагнетательной скважине устанавливается насос-перевёртыш. Количество ВНЭ на выходе из ШУПСВ определяется как разность между количеством поступающей в неё жидкости (замеряется АГЗУ) и количеством сброшенной воды (обычно замеряется накладным расходомером). Обводнённость на выходе ШУПСВ определяется в лаборатории из отобранных проб или расчётно при анализе начальной обводнённости на входе, количества поступающей жидкости и количества сброшенной воды. На выходе ШУПСВ частично обезвоженная эмульсия по трубопроводу поступает в герметизированную систему сбора нефти и газа. Принцип действия ШУПСВ основан на использовании гравитационной и центробежной сил.

Технология раннего кустового сброса воды с использованием ШУПСВ успешно зарекомендовала себя в ООО «РН-Пурнефтегаз». Проведено ОПИ на к.41 Бурсуковского месторождения. Установки в работе с 2014 года.

В 2017 году профильными специалистами АО «Самотлорнефтегаз» был предложен концептуальный метод строительства ШУПСВ. В его основе лежит строительство полноценной конструкции-аналога ШУПСВ на уже имеющемся, бездействующем фонде, путем извлечения части эксплуатационной колонны, установки цементного моста в бездействующей скважине, с последующим переспуском эксплуатационной колонны.

Основными достоинствами предлагаемого метода, по сравнению со стандартным способом строительства ШУПСВ, являются:

- Оптимальный срок реализации на зрелых месторождениях;
- Сокращение капитальных затрат на строительство новых ШУПСВ, в условиях существующей инфраструктуры;

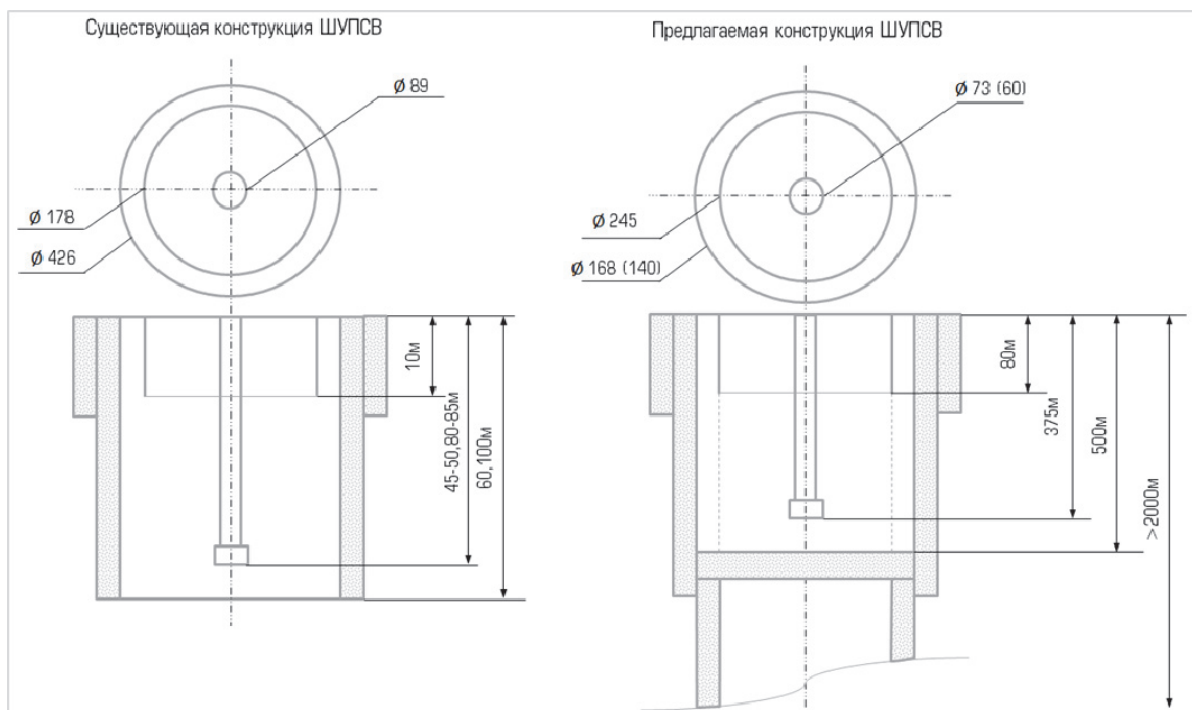


Рисунок 1 – Существующая и предлагаемая конструкции ШУПСВ

№	Показатель	Ед. изм.	ШПСВ-1	ШПСВ-2	Консервация-1	Консервация-2
1	Ø Шурфа для ШПСВ (наружный)	мм.	324	324	245	245
2	Глубина шурфа	м	100	60	500	500
3	Ø ЭК (наружный)	мм.	168	168	168	168
4	Глубина спуска ЭК	м	10	10	50	50
5	Ø ЭК НКТ (наружный)	мм.	89	89	73	60
6	Глубина спуска НКТ	м	80-85	45-50	425	415
7	Производительность по жидкости	м <sup>3</sup> /сут.	до 750	до 750	до 500	до 500
8	Обводненность нефти	%	≥ 90	≥ 90	≥ 90	≥ 90
9	Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	816	816	860	860
10	Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	1170	1170	1200	1200
11	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т	311	311	90	90
12	Давление на входе в установку	МПа	< 4,0	< 4,0	< 4,0	< 4,0
13	Ориентировочные потери давления на выходе	МПа	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,2
14	Способ нагнетания сброшенной воды		Насос перевертыш	Насос перевертыш	Насос перевертыш	Насос перевертыш
15	V скважины	м <sup>3</sup>	7,44	4,46	20,56	20,56
16	V межколонного пространства	м <sup>3</sup>	0,61	0,61	1,30	1,30
17	V затрубного пространства	м <sup>3</sup>	0,14	0,14	0,77	0,77
18	V НКТ	м <sup>3</sup>	0,385	0,227	1,282	1,252

Реализация концептуального метода позволит менее чем за 2 года получить дополнительный доход в 80 млн. руб. с одного объекта ШУПСВ путем получения дополнительной добычи, за счет сокращения внутрисменных потерь по ограничениям.

Таким образом, предлагаемая технология позволит:

1. Сократить потери по причинам ограничения добычи

2. Сократить капитальные вложения на строительство ШУПСВ;
3. Сократить риски по остановке площадочных объектов контролирующими органами;
4. Сократить энергопотребление за счет сокращения цикла подготовки и перекачки жидкости.

### **Список литературы**

1. Соколов С.М., Горбатиков В.А., Тарасов М.Ю., Фахретдинов И.З. О модернизации старых нефтяных месторождений Западной Сибири и комплексном проектировании их разработки и обустройства. – Нефтяное хозяйство. – М.: 2009. – № 11. – С. 120–123.
2. Шаякберов В.Ф., Исмагилов Р.Р., Латыпов И.А. Новые технологии модернизации обустройства старых нефтяных месторождений. – Вестник ОАО «НК «Роснефть». – М.: Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 8–11.
3. Шаякберов В.Ф. Скважинная установка сброса воды для кустов скважин. – Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – № 3. – С. 15–16.
4. Шаякберов В.Ф., Латыпов И.А., Исмагилов Р.Р., Белых Д.Н. Технология предварительного кустового сброса воды с использованием выведенных из эксплуатации скважин. – Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М.: Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 36–37.
5. Шаякберов В.Ф. О сравнении узлов сброса воды для кустов скважин. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М., 2011. – № 3. – С. 22–25.
6. Шаякберов В.Ф., Мирошниченко Р.В. [и др.] Технология кустового сброса и утилизации попутно добываемых вод // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 1. – С. 55–58.

### **ДЕМОНТАЖ ВОЗДУШНОГО ПЕРЕХОДА МН «АНЖЕРО-СУДЖЕНСК-КРАСНОЯРСК» ДИАМЕТРОМ 1220 ЧЕРЕЗ РЕКУ ЯЯ**

Тамер О.С., Темирбаев Р.М., Бондаровская Л.В.  
Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Для реализации растущих потребностей восточной части России в углеводородном сырье на территории Сибири успешно функционируют важные объекты нефтетранспортной инфраструктуры: тысячи километров магистральных нефтепроводов и десятки нефтеперекачивающих станций ежедневно обеспечивают поставку нефти потребителям.

Анжеро-Судженская линейная производственно-диспетчерская станция играет ключевую роль в работе системы нефтепроводного транспорта. Именно сюда поступает сырье с месторождений Западной Сибири и севера Томской области. В этой связи актуальными являются вопросы совершенствования методов ремонта магистральных нефтепроводов.

Технологический процесс демонтажа линейной части магистральных нефтепроводов распространяется как на нефтепроводы, подлежащие выводу из эксплуатации, так и на нефтепроводы, уже выведенные из эксплуатации и переведенные из категории опасного объекта в категорию безопасного объекта согласно «Положению о порядке вывода объектов магистральных нефтепроводов из эксплуатации» [1,2].

Демонтаж существующего воздушного перехода МН «Анжеро-Судженск-Красноярск» диаметром 1220 через реку Яя необходимо выполнять в зимний период. Для этого устроить площадку на ледовом покрове реки для установки оборудования для демонтажа (автокраны, автогидроподъемники).

Воздушный переход представляет собой конструкцию из двух пилонов, несущего каната в пролете перехода, закрепленного натяжным устройством к монолитным железобетонным анкерным плитам и трубой нефтепровода, прикрепленной к несущему канату вертикальными подвесками. Пространственная устойчивость положения трубы обеспечивается ветровой фермой из двух одиночных канатов, расположенных в горизонтальной плоскости и соединены горизонтальными растяжками с кольцевыми шпангоутами трубы. Ветровые канаты крепятся к монолитным бетонным анкерным опорам [3,4]. Схема демонтажа воздушного перехода представлена на рис.1.

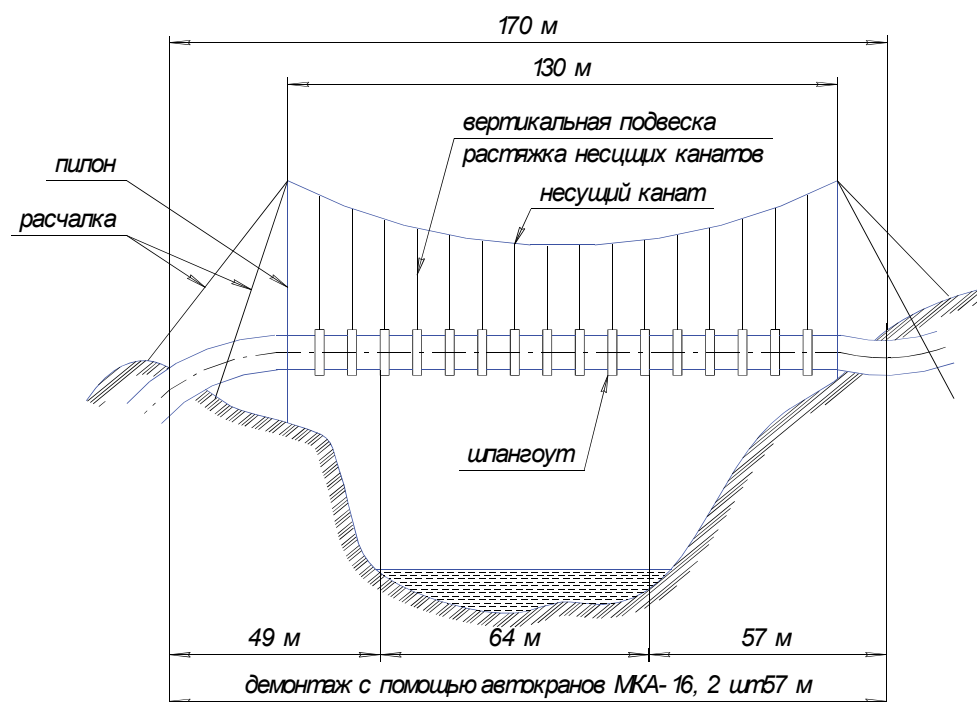


Рисунок 1 – Схема демонтажа воздушного перехода

В первую очередь следует выполнять демонтаж участка трубы, расположенного непосредственно над руслом реки:

- застропить демонтируемый участок трубопровода на крюки двух кранов;
- с помощью автогидроподъемника произвести демонтаж вертикальных подвесок, растяжек несущих канатов, элементов ветровой фермы;
- вырезать демонтируемый участок трубопровода и с помощью кранов путем уменьшения вылета и высоты подъема опустить вырезанный участок трубопровода на площадку, разрезать на секции и вывезти на ЛИДС «Анжерская».

При выполнении работ следует обязательно предусмотреть в ПНР дополнительные мероприятия для обеспечения устойчивости пилонов.

Во вторую очередь выполнить демонтаж оставшихся береговых участков труб. Последовательность выполнения работ аналогична последовательности при демонтаже трубопровода над руслом реки.

В третью очередь выполнить демонтаж несущего каната, натяжных устройств, пилонов и опор. Демонтируемые металлоконструкции разрезать на секции, канаты свернуть в бухты и вывезти на ЛПДС «Анжерская».

Демонтаж выполнять с помощью автокранов (МКА–16, 2шт) и автогидроподъемников (АГП–22, 2шт).

## **Список литературы**

1. Азметов Х.А., Хамматов Р.Г., Загретдинова Н.М. Технология демонтажа выведенных из эксплуатации магистральных нефтепроводов. Материалы Международной научно-технической конференции. «Трубопроводный транспорт сегодня и завтра». Уфа, 2002.
2. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. – М: Недра, 1998. – 272 с.
3. ОСТ 153-39.4-027-2002 технология демонтажа линейной части магистральных нефтепроводов
4. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 150 с.

## **СЕКЦИЯ VI. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЁМНОГО СОДЕРЖАНИЯ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ ОСТАТКОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОЧВО-ГРУНТАХ**

Аитов И.С.

Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

По данным природоохранных служб и ведомств ХМАО-Югры сегодня в округе накопилось нефтезагрязненных земель несколько десятков тысяч га. Точная цифра таких земель неизвестна.

При ежегодном росте объемов рекультивации лишь на незначительной части загрязненных участков достигается восстановление нарушенных экосистем, т.к. в основном усилия направлены на снижение содержания нефтепродуктов в верхнем слое почвы до норматива. Используемые инвентаризационные данные об участках малоинформативны в отношении их фактического состояния. Основная информация привязана к поверхностному слою, в лучшем случае толщиной до 30 см, чаще 15–20 см.

В недостаточной мере учитывается состав разлившейся при аварии нефтесодержащей жидкости. Как правило, в ней более 90% объема приходится на пластовые воды. Подмечено также, что на многих участках восстановление биоценозов происходит успешнее без проведения рекультивационных работ [2].

Назрела серьезная необходимость в изучении более глубоких слоёв почво-грунтов с определением количества остатков нефтепродуктов, что позволит вести учёт участков по объективным критериям, более адекватно составлять сметы, целенаправленно и продуктивно осуществлять рекультивационные работы.

Перечень факторов влияющих на состояние каждого участка и подлежащих учету может быть значительным, но среди обязательных следует выделить три: 1) кислотность почвенных слоев, 2) содержание в них нефтепродуктов и 3) хлоридов. Они чаще других лимитируют жизнедеятельность организмов, влияют на активность и миграцию многих веществ. Для адекватного определения состояния загрязненного участка требуется представление о распределении показателей вышеуказанных трех факторов не только по площади, но и вглубь. Поэтому необходимо построение трехмерных моделей (3D).

Считаем, что в подобных работах в качестве объекта выступают нефтезагрязнённые участки на месторождениях углеводородов, предметом – объём и степень загрязнения участков нефтепродуктами. Нами проводился ряд

исследований на лицензионных участках нефтегазодобывающих компаний в Нижневарттовском регионе, целью которых была апробация методики определения объёмного содержания послеаварийных остатков нефтепродуктов в почво-грунтах. Основными задачами становились: 1) обследование и создание картосхем нефтезагрязнённых участков; 2) отбор проб почвогрунта с определённых глубин; 3) проведение химического анализа отобранных проб для определения содержания нефтепродуктов, хлоридов и кислотности; 4) построение трёхмерных моделей обследованных участков; 5) составление таблиц для отражения объёмного содержания нефтепродуктов и распределения участков и их частей по рекультивационным группам.

Одним из важных моментов при исследовании влияния того или иного загрязнения на окружающую среду является его шкалирование, т.е. дифференцирование различных концентраций загрязнения по особенностям воздействия на природные компоненты, в первую очередь живые организмы.

Анализ опубликованных источников показал, что выделяют три основные степени нефтяного загрязнения почв: 1) слабое – до 10%; 2) среднее – от 10 до 40%; 3) сильное – более 40%. Слабое загрязнение резко снижает продуктивность и ведет к гибели около 1/2 растительности. При среднем загрязнении древостой и кустарники погибают полностью в течение 10 лет. Сильное загрязнение совершенно разрушает фитоценоз в период до 1 года [3]. Описанная выше градация и требования регионального ДОСНП («Допустимое остаточное содержание нефтепродуктов в почвах разных типов при приемке земельных участков в ХМАО») принята за основу при разработке шкалы загрязнения нефтепродуктами и (табл. 1) [1].

Таблица № 1

Шкала загрязнения нефтепродуктами

Содержание нефтепродуктов, %	Цвет
0–1,0	зеленый
1,1–3,0	желтый
3,1–6,0	оранжевый
6,1–10,0	светло-коричневый
10,1–15,0	темно-коричневый
15,1–25,0	розовый
25,1–40,0	светло-красный
> 40,0	темно-красный

Чем глубже от дневной поверхности, тем инертнее протекают многие процессы и равномернее распределяются вещества в грунте. Глубина отбора проб обусловлена во многом проникающей способностью нефти. Установлено, что нефть при разливах может проникать в грунт ниже 1 метра, в некоторых случаях до 2 м [3]. К тому же рекультивационные мероприятия ограничиваются верхним слоем почв до 40–50 см. Поэтому отбор проб осуществлялся с глубин: а) 0–10 см, б) 20–30 см, в) 40–60 см, г) 90–110 см.

Обследованные участки и их части с учётом рекультивационных требований можно распределить на группы: 1) требующие технической и биологической рекультивации; 2) требующие только биологической рекультивации; 3) не требующие рекультивации, т.к. растительность может самостоятельно восстановиться. Значительную помощь в таком делении окажут определение объёмного содержания послеаварийных остатков нефтепродуктов и 3D-моделирование. Рассмотрим данные процедуры на примере одного из нефтезагрязнённых участков Самотлорского месторождения под инвентаризационным номером 2.7.2593.

По завершении полевого и лабораторного этапов, во время которых проводятся фотографирование, натурные обследования, картирования участков, отбираются пробы почво-грунта, выполняется их химический анализ, можно получить необходимые для дальнейшей работы таблицы (табл. 2). Из данных таблиц берутся сведения о значении загрязнения и соответствующем ему цвете объёмной части участка, т.е. сопоставляются с цветными шкалами показателей pH, содержания нефтепродуктов и хлоридов.

Таблица № 2

Данные количественно-химического анализа проб с нефтезагрязненного участка № 2-7-2593

№ точки отбора	Глубина отбора пробы, см	Определяемый показатель						
		Нефтепродукты			Хлориды		pH водной вытяжки	
		содержание		Погрешность	Содержание, мг/кг (г/кг)	Погрешность	Значение, ед. pH	Погрешность
		мг/кг	%					
99	0-10	007620	0,8	25%	60 (0,06)	9	5,6	0,1
	20-30	002510	0,3	25%	149 (0,15)	22	5,5	0,1
	40-60	006100	0,6	25%	443 (0,4)	67	5,7	0,1
	90-110	007520	0,8	25%	272 (0,3)	41	4,1	0,1
100	0-10	157500	15,8	25%	1202 (1,2)	60	5,6	0,1
	20-30	043980	4,4	25%	1756 (1,8)	88	5,4	0,1
	40-60	047560	4,8	25%	1323 (1,3)	66	5,1	0,1
	90-110	033650	3,4	25%	2472 (2,5)	124	4,6	0,1
101	0-10	053390	5,3	25%	876 (0,9)	44	4,6	0,1
	20-30	179600	18,0	25%	9730 (9,7)	487	4,3	0,1
	40-60	005240	0,5	25%	2072 (2,1)	104	4,2	0,1
	90-110	004940	0,5	25%	1495 (1,5)	75	3,4	0,1
102	0-10	307000	30,7	25%	2530 (2,5)	127	4,3	0,1
	20-30	025220	2,5	25%	2228 (2,2)	111	4,3	0,1
	40-60	006450	0,6	25%	2290 (2,3)	115	3,6	0,1
	90-110	007260	0,7	25%	1197 (1,2)	60	3,8	0,1

На следующем этапе строятся графические образы обследованных участков. Образы в свою очередь разбиваются на зоны более-менее однородные по некоторым показателям (особенности рельефа, увлажнения, почв,



растительности, разлитой нефти или нефтяной корки и т.д.). Как правило, площадь таких зон не превышает 0,2 га.

3D-модель в цвете отражает показатели рН, хлоридов, нефтепродуктов в каждом слое почво-грунта (рис. 1). Как правило, число слоев не превышает 5, в нашем случае их 4. Для рекультивации доступны верхние три слоя почво-грунта (а, б, в) а четвертый (г) – малодоступен.

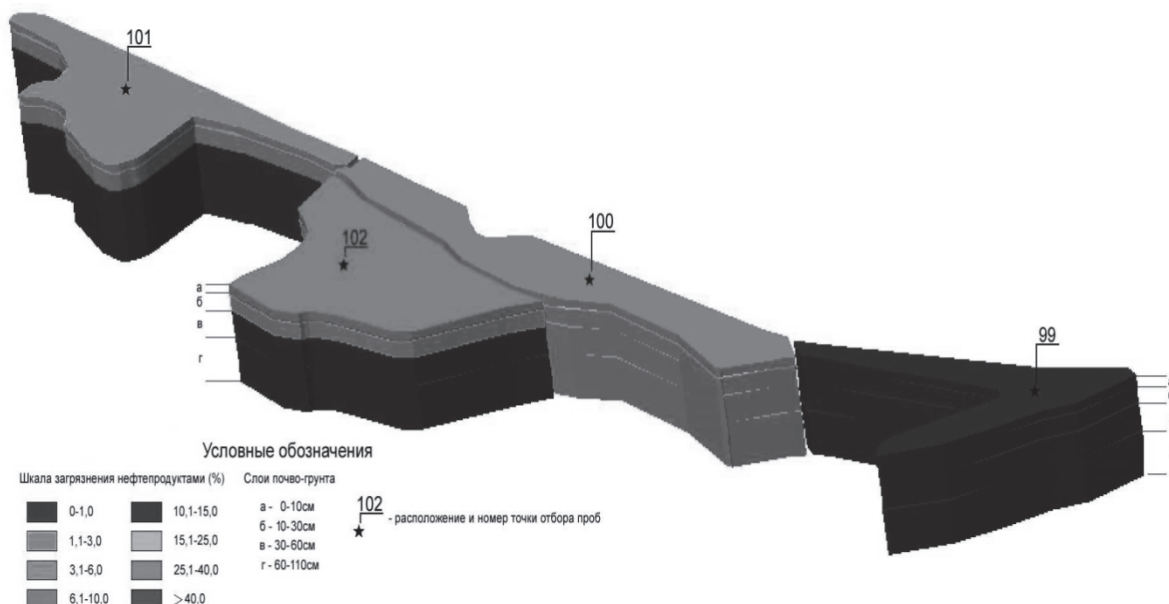


Рисунок 1 – 3Д-модель нефтезагрязненности участка 2-7-2593

Пространственные параметры исследуемого участка (табл. 3), позволяют наглядно представить общие площадь и объем участка, а также его частей и слоёв.

Таблица № 3

Параметры участка 2-7-2593

Точка	Площадь зоны, м <sup>2</sup>	Объем слоев, м <sup>3</sup>				Всего, м <sup>3</sup>
		слой а (0-10 см)	слой б (10-30 см)	слой в (30-60 см)	слой г (60-110 см)	
99	660,7	66,07	132,14	198,21	330,35	726,77
100	1063,6	106,36	212,72	319,08	531,80	1169,96
101	938,7	93,87	187,74	281,61	469,35	1032,57
102	1140,7	114,07	228,14	342,21	570,35	1254,77
ИТОГО	3803,7	380,37	760,74	1141,11	1901,85	4184,07

Для определения объёмных остатков нефтепродуктов, которые следует подвергнуть обработке, перевести процентное содержание в доли от единицы. Затем перемножить как в таблице 4. Получим искомые объёмные значения.

Таблица № 4

Объемное содержание остатков нефтепродуктов в почво-грунтах  
участка № 2-7-2593

Точка	Объем остатков нефтепродуктов, м <sup>3</sup>				Всего
	а	б	в	г	
99					
100	17,02 (0,16)				17,02
101		33,79 (0,18)			33,79
102	35,36 (0,31)				35,36
ИТОГО	52,38	33,79			86,17

Применяя объёмные данные и 3D-модели участков можно определять характер и объем рекультивационных работ, необходимых при этом материалов, составлять сметы. Ещё можно распределить участки и их части по рекультивационным группам как в таблице 5.

Таблица № 5

Распределение частей участка по рекультивационным группам

Зона точки	Необходимость в проведении рекультивационных работ на частях участка			
	Слой			
	а	б	в	г
99	Н	Н	Н	Н
100	Б	Н	Н	Н
101	Н	Б	Н	Н
102	Т	Н	Н	Н

Пояснения к таблице:

Н – части участка, на которых не требуется проведение рекультивации;

Б – части участка, на которых требуется проведение биологической рекультивации

Т – части участка, на которых требуется проведение технической рекультивации

Использование 3D-моделей и значений объёмного содержания послеаварийных остатков нефтепродуктов в почво-грунтах загрязненных участков подтверждает их эффективность в инвентаризационных и рекультивационных мероприятиях, т.к. они более наглядно и доступно представляют информацию, позволяют детальнее определить состояние участков, состав и объем восстановительных работ.

## Список литературы

1. Региональный норматив «Допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», утвержденный постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 10 декабря 2004 г. № 466-п.

2. Чижов Б.Е. Лес и нефть Ханты-Мансийского автономного округа / Предисл. В.В. Козина / Экологический фонд Ханты-Мансийского автономного округа. – Тюмень: Издательство Ю. Мандрики, 1998. – 144 с.

3. Экология Ханты-Мансийского автономного округа / Составители Л.Н. Добринский, В.В. Плотников / Под ред. Плотникова В.В. – Тюмень: СофтДизайн, 1997. – 288 с.

## **СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОХРАНЫ ТРУДА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

Багрова Е.В., Аникин И.Ю., Шевнина Т.Е.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

В настоящее время нефтегазовая отрасль является одной из наиболее конкурентоспособных и развивающихся отраслей Российской Федерации. По оценкам, опубликованным в ежегодном статистическом обзоре мировой энергетики (Statistical Review of World Energy), Россия занимает 2 место по нефтедобыче среди десяти крупнейших нефтедобывающих стран мира [1]. Залог любого конкурентного предприятия, в том числе и предприятий нефтегазовой отрасли, является высококвалифицированный персонал.

Для обеспечения оптимальных условий труда, развития персонала, снижения текучести сотрудников и привлечения новых кадровых резервов крупнейшие предприятия в рассматриваемой области, среди которых ПАО «Газпром нефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ПАО «НК «Роснефть», уделяют особое значение социальной политике и, непосредственно, различным концепциям по управлению производственной безопасностью.

На производстве главным, неотъемлемым звеном является рабочий персонал. Рассмотрим проблематику, приводящую к несчастным случаям на производстве.

Оперативные сведения о состоянии производственного травматизма с тяжелыми последствиями свидетельствуют, что в последние годы снизился показатель несчастных случаев. Единая структура причин несчастных случаев на производстве, исходя из анализа выявления, приходится более 50% на такой показатель, как неорганизованность производства работ, а это прямое следствие нарушения требований безопасности, нарушения дисциплины труда, недостатков в организации и проведении подготовки работников по охране труда [1].

К техническим причинам относят: недостатки в конструкциях машин, технические несовершенства, а главное неисправность либо отсутствие средств безопасности. Санитарно-гигиенические причины также не менее

опасны. К ним относят такие факторы физической природы, как шум и вибрация, которые могут привести к серьезным заболеваниям; недостаточное освещение, отсутствие индивидуальных средств защиты.

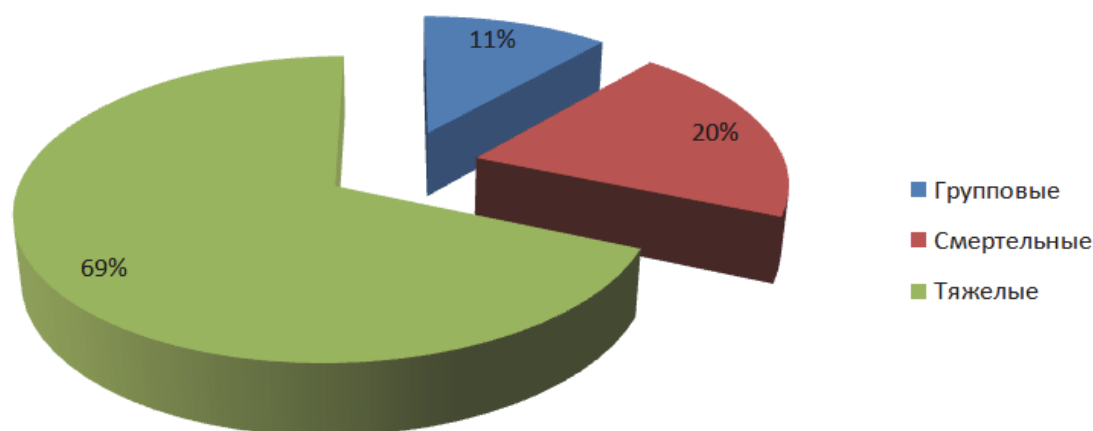


Рисунок 1 – Структура несчастных случаев на производстве

К психологическим причинам относятся: неуверенность в своих знаниях, неумение оценивать состояния технологического процесса. Как показывает практика, технические причины часто являются следствием организационных причин, на которые необходимо обращать основное внимание. Это позволит установить действительные причины несчастного случая, правильно разработать меры профилактики, а также установить и привлечь к ответственности виновных лиц [2]. Эти факторы можно перечислять бесконечно, но самое главное предпринять меры по повышению безопасности, и в дальнейшем исключить несчастные случаи на производстве.

Важно отметить, что в конце 2016 г. Международная организация по сертификации ISO ввела в действие новый стандарт ISO 45001:2016 «Системы менеджмента охраны здоровья и обеспечения безопасности труда. Требования и руководство по их применению». Соответственно новые требования должны быть узаконены во внутренних регламентах нефтегазовых компаний.

Стандарт ISO 45001 будет использовать ту же общую структуру, которая используется для нынешних редакций стандарта систем экологического менеджмента и качества. Следует, что структура нового стандарта имеет вид:

- Область применения;
- Нормативные ссылки;
- Термины и определения;
- Контекст организации;
- Лидерство;
- Планирование;
- Обеспечение;

Функционирование;  
Оценка результатов деятельности;  
Улучшение.

После того как стандарт ISO 45001 будет принят в качестве официального международного стандарта, организации сертифицированные по стандарту OHSAS 18001 будут вынуждены подать заявление на получение сертификата ISO 45001 в соответствующий орган, разумеется, после окончания срока действия существующей сертификации. Следует отметить, что в некоторых странах схемы сертификаций с OHSAS 18001, могут быть адаптированы к ISO 45001. Основой нового регламента является оценка и учет рисков в производственной деятельности компании [6].

Здоровье и жизнь людей участвующих в производственной деятельности каждый день подвергаются риску и угрозе во всем мире. По оценкам Международной организации труда, ежегодно от производственных травм и профессиональных заболеваний погибают 2,3 млн. человек, а это около 6 тыс. людей в день. С каждым годом эти показатели растут. Кроме того, ежегодно работники страдают от несчастных случаев на производстве (около 270 млн. чел.), которые ведут к отсутствию на рабочем месте в течении более 3 дней, и от болезней без смертельного исхода (около 160 миллионов случаев).

Как уже отмечалось, ежегодно опасные вещества приводят к смертельному исходу около 438 тысяч рабочих, причем 10% всех случаев заболеваний раком кожи возникает из-за воздействия опасных веществ на рабочем месте [3]. Предупреждение производственного травматизма и профессиональной заболеваемости включает в себя:

- управление рисками;
- прогнозирование рисков;
- планирование рисков;
- оценку риска и принятие мер до того, как произойдет несчастный случай или возникнет профессиональное заболевание.

Оценка рисков на производстве – это часть общего процесса контроля в сфере охраны труда.

Цель оценки рисков – помочь работодателю принять эффективные меры, необходимые для обеспечения безопасности и здоровья работников. Под указанными мерами понимается: – предотвращение профессионального риска; – информирование работников; – обучение работников; – обеспечение необходимых организационных аспектов [4].

Существует четыре основных способа сокращения профессионального риска:

- 1) устранение источника риска или минимизация его воздействия;
- 2) сокращение риска средствами технического контроля или иными физическими средствами;
- 3) внедрение безопасного порядка работы для максимального сокращения рисков;

4) обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, в том числе специальной одеждой [8].

Управление профессиональными рисками сокращает как человеческие, так и экономические потери, порождаемые производственным травматизмом и профессиональной заболеваемостью. Методики управления рисками позволяют выявлять, оценивать и прогнозировать опасные производственные факторы и риски и принимать меры по их контролю и сокращению. Все эти стороны играют важную роль в улучшении состояния охраны труда, снижения несчастных случаев и профессиональных заболеваний. Своевременное принятие мер поможет избежать непоправимой трагедии и поможет сохранить здоровье и безопасность людей [5].

Подводя итоги, следует констатировать, что основой эффективной работы предприятий нефтегазового комплекса является политика безопасности. В рамках этой политики предприятие должно стремиться к полному исключению аварий и травматизма на работе и вне рабочего времени через:

- беспрекословное и повсеместное соблюдение требований нормативных документов;
- демонстрацию личной приверженности безопасной работе каждым сотрудником;
- открытое и честное информирование о происшествиях и предпосылках к происшествиям;
- расследование и учет микротравм;
- принятие ответственности руководителями филиалов и подразделений за устранение опасных условий и недопущение опасных действий;
- распространение установленных требований на работу сервисных организаций [7].

## Список литературы

1. Statistical Review of World Energy//Режим доступа: <http://knoema.ru/infographics/usgdfhg/bp-statistical-review-of-world-energy-2016> Дата обращения: 18.03.2017

2. Рахманкулов Д.Л., Абдрахманова Л.К., Аминова Г.К. Роль российских промышленников в развитии отечественной нефтепереработки // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2008.

3. Абдрахманов Н.Х., Шавалеев Д.А. Управление промышленной и экологической безопасностью объектов нефтепереработки и нефтехимии на основе анализа рисков // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. Горная промышленность. 2013. №3. С. 5–6.

4. Гайсина Л.М. Содержание труда и мотивация персонала в компаниях нефтегазового комплекса // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. 2014. №4. С.13–16.

5. Зайцева С.П., Полетаева О.В., Багрова Е.В. Применение IT-технологий в нефтегазовой отрасли. В сборнике: Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). 2016. С. 209–211.

6. Багрова Е.В. Закономерности возникновения и развития структурных кризисов // Социодинамика. – 0. – № 0. – С.0-0. DOI: 10.7256/2409-7144.0.0.20304. URL: [http://e-notabene.ru/pr/article\\_20304.html](http://e-notabene.ru/pr/article_20304.html) – 0. – № 0. – С.0-0. DOI: 10.7256/2409 8728.0.0.20300. URL: [http://enotabene.ru/fr/article\\_20300.html](http://enotabene.ru/fr/article_20300.html)

7. Кручинин С.В., Прокопенко В.В. Значение безопасности жизнедеятельности в обучении специалистов нефтегазовой отрасли в ВУЗах. Современные наукоемкие технологии. 2016. № 6–1. С. 154–158.

8. Влияние опасных факторов, возникающих при пожаре пролива, и его тушения на напряженно-деформированное состояние трубопровода / Р. А. Шайбаков, Н. Х. Абдрахманов, И. Р. Кузеев, А.С. Симарчук, Р.А. Байбурун // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа: ИПТЭР, 2008. Вып. 4 (74). С. 77–82.

## **ОХРАНА ТРУДА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Козлов А.В., Кормин А.М., Стадник М.Н.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

В последнее пятилетие в организациях и предприятиях нефтегазовой промышленности России гибнет в среднем свыше 1900 человек (в предыдущем пятилетии – более 2000), около 100 тыс. получают на производстве травмы различной тяжести и около 30 тыс. становятся инвалидами в результате увечья на производстве. Прямой ущерб от травматизма и заболеваний плюс упущенная выгода по самым скромным подсчетам составляет 800 млн. руб. в месяц (в ЯНАО).

Число заболеваний с профессиональной патологией у нас стало самым высоким в мире. Профессиональная заболеваемость работников нефтегазового комплекса привела к тому, что за 10–12 лет до наступления пенсионного возраста 70% обученных и высококвалифицированных трактористов оставляют работу тракториста-машиниста. Около 42% от всех выплат пенсий трактористам производится в связи с их инвалидностью.

В настоящее время в Минпромторге России вообще отсутствует система оценки техники по показателям ее надежности и безопасности, все это отдано на откуп самим производителям сельскохозяйственной и перерабатывающей техники.

Для преодоления неблагоприятного положения с техникой в нефтегазовой промышленности и последствиями ее эксплуатации предлагается создать Государственный центр для независимой экспертизы наземной гусеничной и автомобильной техники по показателям безопасности.

Травмоопасной отраслью является ремонт и обслуживание скважин. В этой отрасли происходит 23,8% от общего количества травм с летальным исходом, причем составляющие его располагаются в такой последовательности: от машин и механизмов – 64,4%, от воздействия электрического тока – 12,7%, от других причинителей – 22,9%. Другие отрасли распределяются по уровню травматизма следующим образом: строительство – 13,7%, транспорт – 15,8%, промышленность – 3,9%. В этих отраслях также преобладает машинный травматизм.

Основная масса рабочих мест на предприятиях нефтегазового комплекса не соответствует требованиям эргономики, передовой организации труда и оснащена устаревшим оборудованием.

Более 1/3 оборудования на предприятиях – импортное, запчастей к нему в нужном объеме не поступает, замена оборудования происходит в 3 раза медленнее, чем того требуется. Такое положение существует во многих отраслях промышленности.

Рационализация рабочих мест осуществляется крайне медленно. Особую озабоченность вызывает состояние условий и охраны труда на предприятиях, перешедших на новые формы собственности и организации трудовой деятельности (ООО, ЧП и др.) Здесь отмечается высокий уровень травматизма, он в 2,6 раза выше, чем на предприятиях с крупной формой собственности (ПАО).

Государство должно создать механизм организационного, правового и экономического воздействия, направленного на совершенствование условий и охраны труда посредством оптимального сочетания функций федеральных, областных, республиканских, районных органов управления и самих предприятий. Поиск путей, рациональных форм организации труда в новых условиях хозяйствования с точки зрения улучшения условий и охраны труда является широким полем деятельности для предприятий.

Вопросы совершенствования условий и охраны труда должны решаться на основе научно обоснованных социально-экономических нормативов не только в действующем производстве, но, прежде всего на этапах его подготовки, а также создания новой техники и технологии (начиная с организационных вопросов при строительстве и реконструкции действующих предприятий, создании новой техники и технологии, их внедрении), аттестации рабочих мест и последующей их рационализации, сертификации в действующем производстве, при объективном контроле (государственном и общественном) за соблюдением установленных социальных нормативов и требований.

В условиях экономических отношений необходим специальный экономический механизм, стимулирующий улучшение условий труда, способст-



вующий ликвидации рабочих мест с тяжелыми и вредными условиями труда. В частности, таким механизмом может быть введение экономических санкций (на основе аттестации и сертификации рабочих мест и предприятий в целом) за наличие на предприятиях рабочих мест с неблагоприятными условиями труда.

Предприятие должно нести экономическую ответственность за неблагоприятные условия труда в виде доплат за опасности и тяжесть труда, последствия неблагоприятных факторов; оплаты льготных пенсий в случаях сокращения продолжительности трудового стажа.

Для разработки (создания) экономического механизма заинтересованности предприятия в улучшении условий и охраны труда необходима точная статистика затрат предприятия на компенсацию последствий неблагоприятных факторов, расходования средств (независимо от источников финансирования) на мероприятия по улучшению условий и безопасности труда, экономической эффективности проводимых мероприятий по охране труда (сокращение дней нетрудоспособности, дополнительного отпуска, льгот по предоставлению сокращенного рабочего дня, прирост производительности труда и др.).

Назрела необходимость принятия таких законов, как: 1) о федеральном, отраслевом, территориальном фондах и фонде предприятия по охране труда; 2) о надзоре и контроле за соблюдением законодательства и безопасности производства, охране труда и здоровья работающих; 3) о разработке финансово-экономических и административных мерах стимулирования предприятий и работников за осуществление мероприятий по улучшению условий труда, обеспечению его безопасности; 4) о штрафных санкциях за нарушение законов об охране труда и использовании этих средств.

Одним из путей улучшения условий и охраны труда в нефтегазовой промышленности России, в том числе ЯНАО, является подготовка кадров высшей квалификации по дисциплине 05.26.01 "Охрана труда".

## **Список литературы**

1. ГОСТ 12.1.005-88, ССБТ. Воздух рабочей зоны. – М. Изд-во Стандартов. 1977. – 32с.
2. ГОСТ 16350-82. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. – М. Изд-во Стандартов. 1986. – 140с.

# ПРИМЕНЕНИЕ АУДИОВИЗУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ОБУЧЕНИИ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Мигунова И.М.

ООО «МВ Продакшн», г. Санкт-Петербург

*«Я слышу и забываю. Я вижу и запоминаю. Я делаю и понимаю»  
Китайская пословица*

Нефтегазовая промышленность является потенциально *опасной* отраслью. Деятельность на объектах нефтегазового комплекса связана с возможностью возникновения техногенных аварий, проявлением опасных и вредных производственных факторов на работников и окружающую среду.

Методология анализа, оценки и разработка мероприятий по предотвращению рисков аварий на объектах нефтяной и газовой промышленности активно развивается. Поэтому разработка новых и совершенствование существующих подходов, моделей и методик обучения работников и персонала в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды остается актуальной задачей. Одной из важных составляющих задачи повышения уровня безопасности на производстве является обучение работников.

Обучение на производстве сводится не только к получению новых знаний и оттачиванию профессиональных навыков, но и к повышению безопасности труда. При этом разработка вовлекающего и запоминающегося образовательного материала в области промышленной безопасности и охраны труда является сложной и крайне ответственной задачей, поскольку от правильного донесения материала до работников во многом зависят жизни людей и репутация компаний.

С развитием информационных технологий меняются способы восприятия информации человеком [1]. Сегодня для повышения заинтересованности аудитории появляются всё новые методики, инструменты и технологии привлечения внимания. Воздействие телевидения, компьютерных игр, интернета формирует особый тип сознания людей, обозначаемый как клиповое сознание, и меняет способ восприятия информации – образы должны быть четкими, яркими, информация должна подаваться максимально упрощенно и быстро [2].

Для повышения эффективности теоретического обучения в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, должны меняться и способы предоставления образовательных материалов с учетом научно-технического прогресса.

Подача материала с использованием нескольких средств является более эффективной, нежели посредством одного канала [3]. Наблюдения показы-

вают, что слушатели эффективнее воспринимают информацию с помощью аудиовизуальных материалов, что позволяет обучать быстрее и качественнее.

Аудиовизуальным материалом называется материал, в котором особое внимание уделяется звуковому и зрительному представлению с целью повышения понимания и запоминания информации.

Таким образом, аудиовизуальными произведениями являются фотографии, иллюстрации, полнометражные фильмы, короткометражные видеоролики, анимационные видеоролики (мультфильмы и инфографика), но все это является только средствами реализации (изображение, видео, анимация, звук), целесообразность применения которых следует рассматривать отдельно в каждом конкретном случае.

Концепция использования аудиовизуальных материалов в образовании далеко не нова. Ещё в XVII веке чешский педагог Ян Амос Каменский использовал иллюстрации в качестве вспомогательных материалов в своих учебниках.

Важным моментом в процессе создания аудиовизуального произведения является определение целевой аудитории, то есть тех, кому будут транслироваться эти произведения. Материал скорее найдет отклик, если зритель увидит персонажа похожего на себя – образом мыслей или внешне. При некорректном определении целевой аудитории обучающий эффект снижается. Например, если обучаемые в основном опытные рабочие за 40 лет, а на экране показывается видеоролик, в котором молодой человек выполняет неправильные действия, приводящие к травме, то опытные рабочие скорее всего спишут полученную травму на неопытность. И наоборот, если видеоролик транслируется молодым специалистам, а на экране ошибку совершает опытный рабочий, то причина скорее будет определена именно тем, что герой другой – «давно учился», «делает, как давно привык» и т.п.

Для достижения требуемой задачи необходим выбор жанра видеоролика. Если ролик является только информационным, то на него перекладывается функция инструктора или преподавателя, а эмоциональное воздействие, скорее всего, будет минимальным, так как будет требоваться много времени именно на усвоение большого объема информации.

Комедийный жанр может являться интересным решением в обучении правилам безопасности, так как информация зрителю кажется простой. Но в таком жанре очень важно не перейти грань, когда зрители могут решить, что само соблюдение правила является несерьезным. Чтобы избежать подобной ситуации лучше в комедийном жанре акцентировать на правилах, которые скорее надо напомнить, чем заставить соблюдать (не играть с огнем, не лить воду на электроприборы, закрывать окна при включенном кондиционере).

Например, новогодняя тематика для комедийного жанра является подходящей, при этом упоминается, что нельзя распивать алкоголь и жечь бенгальские огни в офисе (рис.1).



Рисунок 1 – Кадры из анимационного комедийного видеоролика

Опыт показывает, что для проведения инструктажей эффективны видеоролики в жанре реконструкции происшествий с привлечением профессиональных актеров и использованием трехмерной графики и спецэффектов.

Рассмотрим конкретный пример. Водители автоцистерн очень часто не пристегивают страховочную привязь к леерам при нахождении на бензовозе (высота более 1,8 метра, площадка является открытой). Причины, которые обычно озвучивают водители: «да что может случиться», «нам надо быстро осуществить налив, а пояс надевать долго», «пояс неудобный» и т.п. При этом падения случаются и не всегда эти падения заканчиваются только ушибами.

В качестве корректирующих поведение мероприятий возможно создание реконструкции происшествия: визуальное представление последствий неприменения средств индивидуальной защиты (СИЗ). Зрители, такие же водители автоцистерн, наблюдают как их коллега спешит, поднимается на бензовоз, затем оступается и падает вниз (рис. 2).



Рисунок 2 – Реконструкция падения с бензовоза при участии каскадера

Слушатели невольно ассоциируют себя с героем на экране, начинают сопереживать ему и в следующий раз большее число рабочих воспользуется СИЗ. Хотя показатели и не достигают 100% после просмотра видеоролика, так как корректировка поведения работников требует долгой планомерной и комплексной работы.

Сюжет видеоролика может быть основан на реальных событиях или являться вымышленной историей, но эмоциональное воздействие реконструкции события намного больше, так как в узком профессиональном кругу есть вероятность, что инструктируемые уже ознакомлены с происшествием, за счет чего доверие к аудиовизуальному произведению усиливается.

Неотъемлемой частью подобных реконструкций является разбор причин происшествия, при этом, чтобы не отвлекать внимание ненужной информацией, не стоит останавливаться на причинах, не относящихся к ожидаемой целевой аудитории – при необходимости, более подробно комплекс причин происшествия можно рассмотреть при устном обсуждении.

В статье затронуты видеоролики, как примеры современных аудиовизуальных технологий, но эволюция аудиовизуальных средств продолжается и в настоящее время. Уже сейчас в нашу жизнь все больше входят технологии виртуальной реальности, позволяющие ещё более остро переживать моделируемые ситуации, при этом данная технология колоссально влияет на эмоциональную вовлеченность. Минусом технологии на данный момент является наличие индивидуальных дополнительных технических приспособлений (шлем или очки виртуальной реальности), но научно-технический прогресс не стоит на месте и будет в дальнейшем влиять на способы передачи информации при обучении.

## **Список литературы**

1. Mona Bickham International Education Advisory Board «Learning in the 21st Century: Teaching Today's Students on Their Terms», 2008. – С. 1–2.
2. Азаренок, Н.В. Клиповое сознание и его влияние на психологию человека в современном мире. // Материалы Всероссийской юбилейной научной конференции, посвященной 120-летию со дня рождения С.Л. Рубинштейна «Психология человека в современном мире». Том 5. Личность и группа в условиях социальных изменений. / Отв. ред. А.Л. Журавлев. – М.: Изд-во «Институт психологии РАН», 2009. – С. 110–112.
3. M. Osamah, S. F. Fong, and W. Ziad, «Effects of Multimedia-based Instructional Designs for Arabic Language Learning among Pupils of Different Achievement Levels», International Journal of Human and Social Sciences, 2010, – С. 311–317.

# ДИНАМИЧЕСКИЕ АНАЛОГИИ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ И МОДЕЛИРОВАНИЕМ ДВИЖЕНИЯ СИСТЕМЫ С ПЕРЕМЕННОЙ МАССОЙ

Мухарлямов Р.Г.

Российский университет дружбы народов, г. Москва

**Введение.** В конце прошлого столетия Szebehely V. [1] отметил, что решение задач моделирования и обратных задач динамики входит в число важнейших направлений развития прикладной математики в новом тысячелетии. Принципы механики связанных систем позволяют получить дифференциально-алгебраические уравнения, позволяющие моделировать динамику систем с элементами различной физической природы [2],[3].

Для учета, контроля, анализа и оптимизации финансово-хозяйственной деятельности предприятия разработано большое число корпоративных экономических информационных систем. Существенное значение в этой классификации придается системам, позволяющим решать проблемы планирования и финансирования с учетом производственных мощностей и их ресурсов. Управление производством предполагает достижение поставленной цели с учетом возможностей объекта и влияния внешней среды. Вопросы представления процессов в экономике динамическими моделями были поставлены в работах [4],[5]. В качестве элемента экономики принимается простой экономический объект, которому ставится в соответствие материальная точка переменной массы [6]. Аналитическая механика систем переменной массы [7] используется для моделирования динамики экономических систем и решения задач долгосрочного планирования и управления [8], обеспечивающие стабилизацию связей при численном решении уравнений динамики [9],[10].

**Аналогия между движением материальной точки и динамикой простого экономического объекта.** Прямолинейное движение материальной точки переменной массы описывается уравнениями Мещерского:

$$\frac{dx}{dt} = v, \quad \frac{d(mv)}{dt} = F + R, \quad m = m_0 + m_1 - m_2.$$

$F$  – равнодействующая внешних сил,  $R = u_1 (dm_1 / dt) - u_2 (dm_2 / dt)$  – реактивная сила,  $u_1$  и  $u_2$  определяют значения скоростей центров инерции частиц, присоединяющихся к точке и отделяющихся от неё.

Динамика производства однотипной продукции описывается уравнением развития мощности производственного объекта

$$\frac{d}{dt}(m(t)y(t)) = u_0(t).$$

Здесь  $y = y(t)$  обозначает мощность производственного объекта – максимальный объем продукции, которую он может выпускать в единицу времени,  $m(t)$  представляет мгновенную фондоёмкость основных фондов объекта по выпуску данного вида продукции. Истинный прирост основных фондов в единицу времени  $u_0(t)$  определяется дифференцированием выражения основных производственных фондов  $q(t) = m(t)y(t)$  по времени  $t$

Величина  $u_0(t)$  учитывает используемые основные фонды  $u(t)$  и фонды  $w = w(Y, y, t)$ , выбывающие из потребления за счет износа и старения оборудования, которые зависят от объема  $Y(t)$  выпускаемой продукции к моменту времени  $t$ , мощности  $y$  объекта и от времени  $t$ . Обычно величина  $w$  принимается пропорциональным мощности  $w = \beta y$ . В итоге уравнение развития производства записывается в виде

$$\frac{d}{dt}(my) + \beta y = u. \quad (1)$$

Реальный объем продукции  $x = x(t)$ , выпускаемой объектом в единицу времени, не превосходит мощности  $y = y(t)$ :  $0 \leq x(t) \leq y(t)$  и определяется потоком оборотных фондов  $v = v(t)$ :  $x(t) = k(t)v(t)$ , где  $k(t)$  является коэффициентом эффективности оборотных фондов. Если предприятие производит продукцию полной своей мощностью, то объем выпускаемой продукции в единицу времени равняется мощности  $x(t) = y(t)$ . Тогда мощность объекта определяется равенством  $y(t) = dY / dt$ , и уравнение развития (1) записывается в виде

$$\frac{d}{dt} \left( m \frac{dY}{dt} \right) + \beta \frac{dY}{dt} = u$$

В случае, когда  $w$  линейно зависит от переменных  $Y$  и  $dY / dt$ , уравнение развития (1) принимает вид

$$\frac{d}{dt} \left( m \frac{dY}{dt} \right) + \beta \frac{dY}{dt} + kY = u. \quad (2)$$

В случае, когда поток вновь поступающих в производство основных фондов  $u$  зависит от мощности объекта  $y(t) = dY / dt$  и общего объема продукции  $Y$ , уравнение мощности представляет собой дифференциальное уравнение второго порядка относительно объема выпускаемой продукции  $Y$ :

$$\frac{d}{dt}\left(m\frac{dY}{dt}\right) + w\left(Y, \frac{dY}{dt}, t\right) = u\left(Y, \frac{dY}{dt}, t\right). \quad (3)$$

Решение уравнения (3) при начальных условиях  $Y(t_0) = Y_0$ ,  $y(t_0) = y_0$  определяет закон изменения объема выпускаемой продукции во времени  $Y = Y(t)$  и мощности производственного объекта  $y = y(t)$ . Поток основных фондов  $u$  можно рассматривать как функцию управления.

**Управление производственным предприятием.** Динамика предприятия, состоящего из  $n$  подразделений, описывается системой дифференциальных уравнений

$$\frac{dx_i}{dt} = \dot{x}_i, \quad \frac{d}{dt} \sum_{j=1}^n m_{ij} \dot{x}_j + w_i(x, \dot{x}, t) = f_i(x, \dot{x}, t) + \sum_{s=1}^k b_{is} u_s, \quad x^0 = x(t_0), \quad \dot{x}^0 = \dot{x}(t_0) \quad (4).$$

Здесь  $x = (x_1, \dots, x_n)$ ,  $x_i$  – объем продукции, выпускаемой  $i$ -тым подразделением,  $m_{ij}$  – мгновенная фондоемкость  $i$ -го подразделения, используемая для  $j$ -го подразделения,  $f_i = f_i(x, \dot{x}, t)$  – факторы, влияющие на изменение основных производственных фондов в момент времени  $t$ . Предприятие допускает управление за счет поступающих в производство основных фондов  $u_1, \dots, u_k$ , распределенных по подразделениям с коэффициентами  $b_{is}$ ,  $i = 1, \dots, n$ ,  $s = 1, \dots, k$ . В качестве поступающих основных фондов могут быть материалы, оборудование, финансы, рабочая сила и другие показатели. Система (4), записанная в виде

$$\frac{dx_i}{dt} = \dot{x}_i, \quad \frac{d\dot{x}_i}{dt} = \ddot{x}_i, \quad \sum_{j=1}^k m_{ij} \ddot{x}_j + a_i = \sum_{s=1}^k b_{is} u_s, \quad a_i(x, \dot{x}, t) = \sum_{j=1}^n \dot{m}_{ij} \dot{x}_j + w_i(x, \dot{x}, t) - f_i(x, \dot{x}, t), \quad (5)$$

представляет собой математическую модель управляемой системы с функциями управления  $u_1, \dots, u_k$ . Примем за цель управления достижение и стабилизацию заданных соотношений между объемами  $x_i$  и мощностями  $\dot{x}_i$  подразделений:

$$g_\mu(x, t) = 0, \quad g_\rho(x, \dot{x}, t) = 0, \quad \mu = 1, \dots, m, \quad \rho = m+1, \dots, r, \quad r \leq k. \quad (6)$$

Уравнения (5), (6) составляют систему дифференциально-алгебраических уравнений управляемой системы. Функции управления  $u_1, \dots, u_k$  должны быть подобраны так, чтобы равенства (6) выполнялись при всех значениях  $t > t_0$ , если они выполняются в начальный момент. Заменяя равенства (6) уравнениями программных связей

$$g_\mu(x, t) = y_\mu(t), \quad \sum_{i=1}^n \frac{\partial g_\mu(x, t)}{\partial x_i} \dot{x}_i + \frac{\partial g_\mu(x, t)}{\partial t} = \dot{y}_\mu(t), \quad g_\rho(x, \dot{x}, t) = \dot{y}_\rho(t), \quad (7)$$



составим уравнения возмущений связей

$$\frac{dy_\mu}{dt} = \dot{y}_\mu, \quad \frac{dy_\kappa}{dt} = \sum_{\lambda=1}^r k_{\kappa\lambda} \dot{y}_\lambda + \sum_{v=1}^m l_{\kappa v} y_v, \quad \mu=1, \dots, m, \quad \kappa=1, \dots, r. \quad (8)$$

Из уравнений (5),(7),(8) определяются выражения управляющих воздействий  $u_s = u_s(x, \dot{x}, t)$ ,  $s=1, \dots, k \geq r$ . Рассматриваемая задача управления производством может быть решена и в случае ограничений на ресурсы управления:  $\underline{u}_s \leq u_s \leq \bar{u}_s$ . Для этого следует построить управляющие функции  $u_s, s=1, \dots, k$ , обеспечивающие выполнение уравнений связей (6) при движении в скользящем режиме [11].

**Управление простейшим производственным предприятием.** Предложено решение задачи управления производственным предприятием по выпуску автомобильных шин, состоящее из завода грузовых шин (ЗГШ) и завода массовых шин (ЗМШ). В качестве управления используются поступления денежных средств на приобретение сборочных барабанов и прессформ для автопокрышек и автокамер. Предполагается, что предприятие работает полной своей мощностью, выпуск продукции мгновенный, потоки денежных вложений осваиваются с момента поступления. В табл. 1 приведены сведения из проекта производственной программы объединения на расчетный год, а в табл. 2 представлен план производства.

Таблица № 1

Расчет износа спецоснастки объединения по производству шин

Наименование	Стоимость спецоснастки на год, тыс. руб.	Поступление	Выбытие	Остаток на конец года
<b>ЗГШ</b>				
Сборочные барабаны	1853,1	4890,9	2424,7	4319,3
Прессформы	95044,7	41099,7	18410,6	117733,8
<b>ВСЕГО</b>	<b>96897,8</b>	<b>45990,6</b>	<b>20835,3</b>	<b>122053,1</b>
<b>ЗМШ</b>				
Сборочные барабаны	15410	22588	14327	23671
Прессформы	138355	67001	121959	83397
<b>ВСЕГО</b>	<b>153765</b>	<b>89589</b>	<b>136286</b>	<b>107069</b>

Таблица № 2

План производства шин на расчетный год

Наименование продукции	Завод	Год,
Шины – всего, тыс. шт.		9750
в т.ч. ЗГШ	1	2268
ЗМШ	2	7482

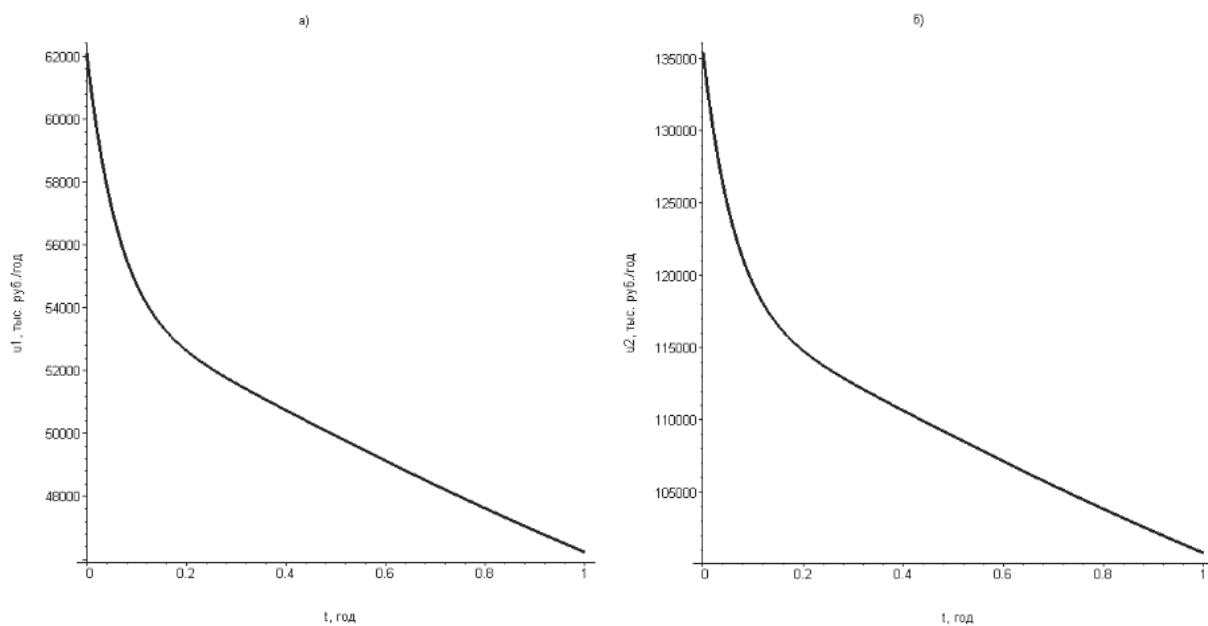


Рисунок 1 – Графики поступления фондов (тыс. руб./год) для сборочных барабанов  $u_1$  и прессформ  $u_2$ .

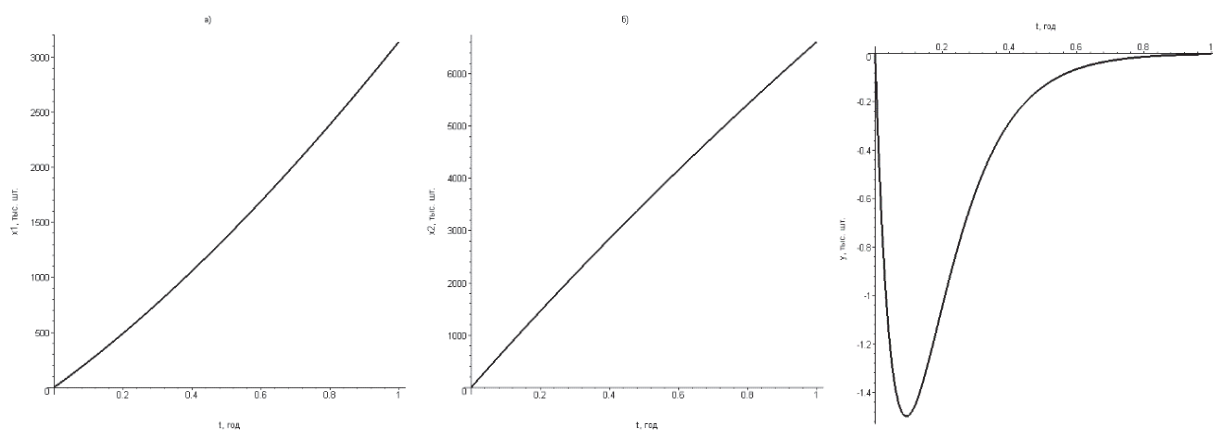


Рисунок 2 – Графики объемов производства (тыс. шт.) ЗГШ  $x_1$ , ЗМШ  $x_2$ , и график значений программной связи  $y = x_1 + x_2 - 9750t$ .

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект № 13-08-00535 а.

### Список литературы

1. Szebehely, V. Open problems on the eve of the next millennium, *Celes. Mech. Dyn. Astron.*, 65, (1997), 205–211.
2. Ольсон Г. Динамические аналогии. М. Гос. Изд-во иностр. литер. 1947. 224 с.
3. Layton R.A. Principles of Analytical System Dynamics. N.-Y. Springer, 1998, 158 p.

4. Сиразетдинов Т.К. Динамическая модель прогнозирования и оптимальное управление экономическим объектом // Изв. ВУЗов, Авиационная техника, 1972, 4, с.3–8.
5. Сиразетдинов Т.К. Динамическое моделирование экономических объектов. – Казань. – «Фэн». – 1996. – 223 с.
6. Мещерский И.В. Работы по механике тел переменной массы. – М. – Л. – Гостехиздат. – 1952. – 280 с.
7. Новоселов В.С. Аналитическая механика с систем с переменными массами. 1969. Изд. ЛГУ. С. 240.
8. Мухарлямов Р.Г. Моделирование динамики простейших экономических объектов как систем с программными связями // Вестник РУДН. Серия «Физ.-мат. науки». 2007, № 1. С. 25–34.
9. Baumgarte J. Stabilization of constraints and integrals of motion in dynamical systems // Comp. Math. Appl. Mech. Eng. 1 (1972), 1–16.
10. Р.Г. Мухарлямов. Моделирование процессов управления, устойчивость и стабилизация систем с программными связями // Известия РАН. Теория и системы управления. 2015, № 1, с. 15–28.
11. Мухарлямов Р.Г. Построение уравнений систем программных движений в скользящем режиме // Дифференц. уравнения. 1976. Т. 12. N 7. С. 1219–1222.

## **АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК АЛЬТЕРНАТИВА НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ ЭНЕРГОРЕСУРСАМ**

Шафиков А.А., Подскребкин А.Д.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Малая атомная энергетика может решить мировую проблему обеспечения энергией существенных групп изолированных потребителей (например, растущего населения Африки). Интересно, что один из лидеров по созданию надежных компактных ядерных реакторов – Россия – отстает от Индии по числу действующих малых АЭС. Перспективы их развития в нашей стране велики при условии, что они будут встроены в региональные экономические стратегии, а их эффективность может быть высока при серьезном повышении эффективности потребления энергии и если они будут дополнены мощностями по компенсации колебаний.

Россия никогда не участвовала в стабилизации цен на мировых рынках – она всегда получала их по факту. Имея огромное число скважин (175 тысяч), Россия не может быстро регулировать добычу. При удачном стечении обстоятельств и достижении минимального уровня доверия между экспортерами некоторый рост цен на нефть мог бы стать фактором стабилизации рынка и снижения неопределенности в мирохозяйственных связях.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности в сентябре 2016 г. заработал новый механизм, который предполагает более активное вовлечение потребителя в функционирование рынка. Механизм до 2020 года будет работать в пробном режиме, поэтому пока не окажет влияния на развитие рынка.

Согласно классификации МАГАТЭ, к малым относятся реакторы, электрическая мощность которых не превышает 300 МВт. По данным Всемирной ядерной ассоциации, из 449 действующих сегодня в мире ядерных реакторов под это определение попадают 25. До последнего времени эволюция ядерных реакторов шла так, что в погоне за экономией от масштаба их единичная мощность постепенно росла, поэтому в соответствии с современным критерием мощности малых ядерных реакторов их доля в общем числе реакторов в мире постепенно сокращалась. Большинство действующих малых ядерных реакторов находится в Индии (18 единиц). Также они есть в России (4 реактора), Китае (2 реактора) и Пакистане (1 реактор). Однако перспективы развития малых ядерных реакторов эксперты видят в реакторах более совершенных конструкций, которые только начинают внедряться или находятся на стадии разработки. Большинство из них предполагают модульную конструкцию (малые модульные реакторы, далее – ММР). Перспективы развития малых ядерных реакторов в целом и ММР в частности связаны с рядом преимуществ, которыми атомные станции малой мощности (далее – АСММ) обладают по сравнению с АЭС большой и средней мощности, а также с электростанциями на ископаемых видах топлива. Главным преимуществом относительно других АЭС являются небольшие капитальные затраты и сроки строительства, что снижает финансовые риски реализации проектов и облегчает их финансирование.

Размещение ММР также предполагает более высокую степень гибкости по сравнению с крупными и средними АЭС. Их использование может быть оптимальным для энергоснабжения отдельных регионов, а модульная конструкция позволяет более гибко подходить к выбору величины мощностей АЭС. Кроме того, использование АСММ в меньшей степени ограничено возможностями сетевой инфраструктуры, включая пропускную возможность сетей. Помимо выработки электроэнергии АСММ могут занять определенные рыночные ниши – опреснение и очистка воды, а также производство тепловой энергии, которое может быть в большей степени востребовано, чем избыточные объемы тепловой энергии на крупных АЭС. Стоит отметить относительно низкий уровень негативного воздействия АСММ на окружающую среду и климат, чему в последние годы уделяется все большее внимание в выборе объектов генерации электроэнергии. В то же время АСММ лишены недостатков генерирующих на основе ВИЭ объектов, связанных с неравномерностью выработки электроэнергии.

Сегодня существует около 50 концепций малых ядерных реакторов, наибольшее количество из которых появились в США и России (Таблица

1). На данный момент, помимо России, их строительство ведут Аргентина и Китай. Аргентинский экспериментальный модульный реактор CAREM-25 нацелен на энергоснабжение отдаленных и малонаселенных районов страны. Загрузка топлива в реактор намечена на 2017 год. Китайский модульный высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с технологией устойчивости к расплаву активной зоны планируется запустить в 2017 году.

Таблица № 1

Строящиеся и перспективные ядерные реакторы малой мощности в мире

Название реактора	Мощность, МВт	Тип	Разработчик
Строящиеся			
K71T-40C	35	Реактор с водой под давлением	ОКБМ имени И.И.Африкантова, Россия
CAREM-25	27	Реактор с водой под давлением	CNEA & INVAP, Аргентина
HTR-PM, HTR-200	2x105	Высокотемпературный реактор	INET, CNEC а Huaneng, Китай
Находящиеся на поздней стадии разработки			
	300	Реактор с водой под давлением	ОКБМ имени И.И.Африкантова, Россия
NuScale	50	Реактор с водой под давлением	NuScale Power и Fluor, США
Westinghouse SMR	225	Реактор с водой под давлением	Westinghouse, США
m Power	180	Реактор с водой под давлением	Bechtel и BWXT, США
SMR-160	160	Реактор с водой под давлением	Holtec, США
ACP100	100	Реактор с водой под давлением	NPIC/CNNC, Китай
SMART	100	Реактор с водой под давлением	KAERI, Республика Корея
БРЕСТ	300	Реактор на быстрых нейтронах	НИКИЭТ имени Н.А.Доллежала, Россия
	100	Реактор на быстрых нейтронах	«АКМЭ-инжиниринг», Россия

Предлагаемые концепции малых ядерных реакторов довольно разнообразны. Большинство из них представляют собой легководные реакторы, реакторы на быстрых нейтронах, высокотемпературные реакторы и различные виды жидкосолевых реакторов. По типу размещения они разделяются на наземные, подземные, плавучие и подводные. Подавляющее число проектов таких реакторов дополнительно предусматривают пассивные системы охлаждения, что положительно отражается на их безопасности.

Россия является мировым лидером по производству и использованию ядерных реакторов малой мощности, однако до сих пор они находили при-

менение лишь на транспорте (ледокольный флот) и военной технике (подводные лодки). Сооружение АСММ для электро и теплоснабжения населения и хозяйства в советские годы представлялось неэффективным ввиду больших затрат на строительство в расчете на единицу мощности. В результате практически все действующие атомные станции в России работают с использованием ядерных реакторов средней и большой мощности (преимущественно более 500 МВт). Единственным исключением является Билибинская АЭС в Чукотском автономном округе мощностью 48 МВт, на которой эксплуатируются четыре ядерных реактора мощностью 12 МВт каждый.

В последние годы в России растет внимание к вопросам развития АСММ с точки зрения как разработки более эффективных отечественных реакторов малой мощности, так и проработки вопроса целесообразности размещения АСММ в отдельных регионах. Необходимость производства реакторов малой мощности и сооружения АСММ отмечена в ряде государственных документов (проект энергостратегии до 2035 года и госпрограмма по развитию атомного энергопромышленного комплекса), и уже поставлены цели по строительству первых АСММ в стране (Таблица 2). ГК «Росатом» в своих документах особое внимание уделяет развитию технологий и созданию реакторов малой мощности с целью их использования на АСММ в России и за рубежом.

Таблица № 2

Видение развития малой атомной энергетики в России

Документ	Перспективы малой атомной энергетики
Проект энергетической стратегии России на период до 2035 года (редакция от 21.09.2016)	Безопасные модульные реакторы малой и средней мощности на тепловых и быстрых нейтронах, в т. ч. с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии и использованием в системах централизованного теплоснабжения
Государственная программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» (июнь 2014 г.)	Ввод в эксплуатацию в 2018 году плавучей атомной теплоэлектростанции в г. Певек Чукотского автономного округа
Программа инновационного развития и технологической модернизации ГК «Росатом» на период до 2030 года (2016 год)	Стратегическое направление развития – разработка технологий и создание линейки реакторов малой и средней мощности. Создание и внедрение энергоустановок и сопутствующего оборудования и технологий для использования в Арктике и на Дальнем Востоке

За пределами ЕЭС России строительство АСММ может быть экономически целесообразным, но это зависит от множества факторов. Основными перспективными районами строительства АСММ в России (как и в мире) являются удаленные энерго-дефицитные территории, предъявляющие достаточно высокий спрос на энергию. В России такие территории в наибольшей степени имеются на севере и востоке страны. Их энергоснабже-

ние осуществляется в основном за счет привозного органического топлива (прежде всего нефтепродуктов и угля), что увеличивает стоимость получаемой электро- и теплоэнергии. При этом решение о целесообразности замещения существующих энергетических мощностей на АСММ должно приниматься на основании экономической эффективности и обеспечения экологической безопасности. Одним из таких пилотных проектов в ближайшие годы должна стать плавучая атомная теплоэлектростанция, разрабатываемая ГК «Росатом».

### **Список литературы**

1. А. П. Александров «Атомная энергетика и научно-технический прогресс». Издательство: «Наука» (1978), 272 стр.
2. В. А. Лешковцев, Наука, Образование, Физика.1955г. Москва. Издательство: Государственное издательство технико-теоретической литературы
3. [elstan.ru>articles/aec/10039/](http://elstan.ru/articles/aec/10039/)

## СЕКЦИЯ VII. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И КОМПЛЕКСОВ

### ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ АВТОМОБИЛЯ

Бабюк Г.Ф., Адуков Р.М.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Коррозия (от позднелатинского *corrosio* – разъедание) – самопроизвольное разрушение твердых тел, вызванное химическими и электрохимическими процессами, развивающимися на поверхности тела при его взаимодействии с внешней средой. Коррозия автомобиля – разрушение металлических частей (кузова, трубопроводов, элементов тормозных систем, рам и других важных узлов) машины под воздействием агрессивной окружающей среды, вследствие нерационального конструирования и небрежного обращения.

Коррозия автомобиля, по условиям протекания, подразделяется на:

- коррозию в неэлектролитах (масляная и топливная системы);
- газовую (разрушение выпускной трубы, глушителя, на фасках тарелок выпускных клапанов в камерах сгорания);
- в электролитах (в местах застоя влаги);
- контактную (места контакта металлов с разным электродным потенциалом);
- атмосферную (при хранении, транспортировки и эксплуатации автомобиля);
- щелевую (в зазорах и узких щелях);
- структурную (в местах с неоднородностью состава металла, например, после сварки);
- в условиях трения (наблюдается в узлах трения, где есть коррозионная среда);
- под напряжением (на поверхностях, которые находятся под напряжением);
- биокоррозия (под воздействием микроорганизмов или продуктов их жизнедеятельности).

По результатам наблюдения Шведского института коррозии, совместно с одной из авто-фирм, выявили основные элементы автомобиля, которые подвергаются коррозии: поперечины, стойки, различные опоры (которые находятся под нагрузкой) и кронштейны пружин, лонжероны, двери, днище кузова автомобиля, ниши фар, крылья и бамперы. Эксперты данного института подтверждают, что её следы можно найти после 3 лет эксплуатации на всех авто без исключения[3].



Основными причинами разрушения вышеперечисленных частей автомобиля являются: воздействие влаги, дорожной грязи, пыли, выхлопных газов, вредных соединений в воздухе, противогололедных средств (например, соль или песок на дорогах). Отдельной графой можно отметить механические повреждения лакокрасочных и защитных покрытий частичками щебня и гравия.

Коррозионному воздействию подвергаются почти все составные части автомобиля. Чтобы удешевить автомобиль (сделать его более доступным для всех потребителей) производители все чаще и чаще используют для кузова очень тонкий стальной лист. На таких машинах первые коррозионные повреждения (особенно сквозные) появляются уже через 1,5 – 2 года эксплуатации.

Можно сказать, что коррозия кузова автомобиля, как результат совместной работы коррозионно-механического износа, а также электрохимической и химической коррозии, протекает в следующем порядке:

- коррозия кузова автомобиля под лакокрасочным материалом;
- вспучивание покрытия, его шелушение в местах протекания коррозии автомобиля;
- образование сквозных отверстий в кузове автомобиля;
- в результате коррозионных процессов растрескиваются сварные соединения автомобиля;
- разрушение силовых элементов машины, в результате чего теряется жесткость кузова;
- расшатывание дверных петель и потеря жесткости порогов и стоек;
- вследствие перемещения и расшатывания узлов автомобиля, которые присоединяются непосредственно к кузову, нарушается система управления машины[2].

Для защиты кузова от коррозии при его изготовлении на заводе проводится целый ряд мероприятий: фосфатирование, грунтование, покраска и нанесение специального покрытия на днище автомобиля.

Одним из важных аспектов в борьбе с коррозией является **рациональное конструирование автомобиля**. Создание такой конструкции, которая будет наименьше всего подвергаться коррозионному разрушению и даже предотвращать возникновение очагов ржавчины. Для этого необходимо, чтоб на кузове и других частях не могла застаиваться влага, недопустимо совмещать материалы, которые подвергаются контактной коррозии и т.д.

Основным защитным барьером металла от влаги и кислорода является **лакокрасочное покрытие**. Оно имеет необходимые антикоррозионные свойства, такие как водоотталкивание, низкую газо- и паропроницаемость. Значение имеют адгезия, толщина и целостность покрытия. При нанесении лакокрасочного покрытия, чтобы соблюсти нужную толщину, правильнее наносить несколько тонких слоёв, вместо одного толстого. Нужно также помнить, что увеличение толщины плёнки выше оптимальных параметров,

приведёт к ухудшению адгезионных и защитных свойств. Как только нарушится адгезия (прилипание), сразу возникает опасность возникновения коррозии. Необходим и регулярный уход за лакокрасочным покрытием автомобиля и своевременное восстановление антигравийных и антикоррозионных покрытий поможет продлить срок службы кузова и предотвратить возникновение коррозии.

**Цинковое покрытие** обеспечивает барьерную, а также электрохимическую защиту от коррозии. Цинк жертвует собой, чтобы защитить железо, поэтому данный метод часто называют «жертвенной защитой». При нанесении незначительных царапин и сколов, весь удар на себя принимает цинк.

**Оцинковка** – это процесс погружение стали в резервуар с расплавленным цинком, в результате чего на поверхности стали формируется ферро – цинковый сплав. Соотношение толщины сплава в среднем состоит с 70% цинка и 25% железа. Автомобиль покрывается слоем цинкового покрытия небольшой толщины, но даже в этом случае коррозия может проявиться уже спустя год. Толщина металла кузова автомобиля равна примерно 0,7-0,9 мм (у советских автомобилей этот показатель немного выше), а толщина оцинкованного слоя не более 2 мкм. Считается отличным способом, с помощью которого можно воспрепятствовать развитию коррозии. Чаще всего оцинковка проводится на заводе, когда проводится выплавка кузова будущего транспортного средства.

**Ламинирование** – процесс оклеивания кузова авто специальной полимерной плёнкой, которая обеспечивает надёжную защиту от коррозии. Такой способ защиты пользуется особой популярностью у тех автолюбителей, которые планируют ездить на авто совсем недолго и вскоре после покупки его продать. Благодаря плёнке лакокрасочное покрытие остаётся целым, и поверхность кузова транспортного средства не страдает. Ламинирование более практично, чем другие способы защиты, благодаря его преимуществам:

- Полимерной плёнкой можно оклеить любую деталь кузова и внешне это не будет заметно.
- Плёнка наносится очень легко, процесс не потребует больших временных и финансовых затрат.
- Плёнка устойчива к колебаниям температур и негативных факторов.
- Материал может прослужить примерно 2-3 года, после чего пленку можно будет легко удалить (на поверхности автомобиля не останется никаких видимых следов).

**Метод катодно-протекторной защиты** может конкурировать с методом оцинковки. С помощью особого прибора можно создать гальваническую пару между металлом кузова и электродом. В результате передачи металлу отрицательного заряда от устройства окислительные процессы на его поверхности больше не будут происходить.

Нужно помнить, что данный способ будет действенным только в том случае, если обрабатывать автомобиль при помощи прибора регулярно. Катодно-протекторная защита позволит защитить от коррозии даже такие труднодоступные места: внутреннюю часть дверей и крыльев; потолок салона автомобиля; днище авто и его пороги; капот и багажник (изнутри).

**Барьерная защита** – профилактическая мера, с помощью которой можно уберечь кузов авто от ржавчины. Создаётся специальная защита, благодаря которой все камешки, песок которые поднимаются с дорожного покрытия и кусочки льда в зимнее время попадают не в крылья авто, а в специальные защитные подкрылки из пластика.

**Грунтование** – нанесение специального защитного слоя между поверхностью кузова и лакокрасочным покрытием. Грунтовка со специальными компонентами выступает изолятором и благодаря ей можно предотвратить проникновение лишней влаги к металлу. Уберечь металл от воды полностью грунт не сможет, он лишь замедляет развитие коррозионных процессов.

Для защиты кузова можно использовать специальную фосфатную грунтовку. Основным её свойством является способность изолировать металл и пассивировать его, благодаря этому удаётся снизить активность коррозионных процессов. После нанесения такого грунта между ним и нанесённым лакокрасочным покрытием образовывается специальная оксидная плёнка.

Современным средством является антикор со специальным резиновым наполнителем. Основное его преимущество в повышенной стойкости к снижению температуры, а также они имеют повышенную пластичность. Поэтому такие средства очень хорошо защищают кузов от ударов, механических повреждений и уменьшают вибрацию. В качестве наполнителя используют воск, пластик или тефлон. Восковые антикоры могут очень быстро смываться, поэтому проводить обработку нужно регулярно. Сегодня есть широкий ассортимент средств, которые помогут обработать кузов автомобиля от коррозии самостоятельно. Такие составы выпускаются в аэрозольных баллончиках, в виде мастики и даже в больших бочках (если необходимо применять средство профессионально на СТО). Виды антикоров приведены в таблице.

Таблица № 1

Виды антикоров

Виды антикоров	Применение и свойства
Boby	Применяется для днища и арок колес. Образует жесткую защиту.
Tectyl	Дорогой но мягкий состав. Предпочтителен, если уже есть небольшие очаги коррозии
Мовиль	Применяется для обработки кузова (сварные швы, петли дверей, внутренняя часть капота, багажника и дверей)

Специалисты компании Dinol создали три метода антикоррозионной обработки автомобилей, которые носят названия Tuff-Kote Dinol, Dinitrol и Dini. В основе действия всех составов Dinitrol лежит принцип изоляции металла от кислорода и влаги. В зависимости от типа препарата это достигается различными путями. Антикоррозионные материалы Dinitrol состоят из трех основных групп компонентов – ингибиторов, пленкообразователей и специальных химических веществ. Ингибиторы предназначены для замедления реакции коррозии чисто химическим путем. Молекулы ингибитора эффективно покрывают поверхность металла и образуют водонепроницаемый слой, а также увеличивают адгезию, т.е. силу сцепления пленки с поверхностью. Пленкообразователь создает механический барьер на поверхности металла. Он может формировать масляную, восковую или твердую пленку. Специальные химические вещества, находящиеся непосредственно на поверхности пленки, также косвенно осуществляют защиту металла, к примеру, активно вытесняя влагу.

**Электронная защита** автомобиля была основана на новейших технологиях в США. Там был разработан специальный прибор, который контролирует свободные электроны, находящиеся на корпусе транспортного средства. Им же на поверхность кузова импульсно подается переменный ток, который делает поток электронов равномерным. Благодаря этому электроны не вступают в реакцию с атомами металла, поэтому коррозионные процессы не начинают развиваться. Таким прибором автовладельцы пользуются более 10 лет, согласно последним исследованиям процессы коррозии на корпусе их автомобилей были замедлены на 99,7%.

**Электрохимическую защиту** проводят с использованием специального устройства, которое устанавливается на автомобиль. Благодаря этому коррозионные процессы на новом автомобиле не начинаются вовсе, а на уже поврежденном ржавчиной кузове коррозия прекращается. Такая защита построена на зависимости скорости появления очагов ржавчины от электродного потенциала, которым владеет каждый металл. Этот потенциал благодаря специальной катодной защите изменяют в отрицательную сторону. Катодная защита в этом случае считается источником постоянного тока извне, или же используют протекторные аноды – металлы, которые обладают отрицательным электродным потенциалом [1].

Полностью обезопасить автомобиль от появления коррозии не получится, однако, проведя своевременную обработку и следуя простым правилам ухода за автомобилем его можно сохранить в первозданном состоянии десятки лет.

## Список литературы

1. Бородин В. В., Защита автомобиля от коррозии электрохимическим способом – М.: Транспорт, 2004. – 30 с.: ил.

2. Соломахин Ю. В., Шилов Е. С. Защита кузова легкового автомобиля от коррозии с помощью цинковых элементов // Молодой ученый. – 2016. – №9. – С. 301–304

3. <http://krasymavto.ru/kuzovnye-raboty/remont/antikorroziynaya-obrabotka-avtomobilya-svoimi-rukami.html>

## СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ

Бабюк Г.Ф., Мережкин Д.Р.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Автомобилестроение является одним из крупнейших потребителей конструкционных материалов в мире. Вопросы экономичности, экологичности и надежности производимых автомобилей – это первоочередные вопросы, которые решаются в данной отрасли.

Несмотря на увеличение использования в автомобилестроении новых конструкционных материалов, ведущую роль в производстве продолжает играть стальной прокат. Так, в среднем на российский легковой автомобиль приходится 75% готового проката, метизов и стальных труб, а 25% составляют литейный чугун, цветные металлы, пластмасса, резина, стекло и прочие материалы.

Процесс модернизации автомобилестроения принял глобальный характер. В рамках совершенствования металлопродукции для автомобилестроения ведущую роль играют программы, осуществляемые Комитетом по применению сталей в автомобильной промышленности (AUTOCO) Международного института чугуна и стали (IISI), объединяющие более 30 металлургических компании. Они скоординированы с государственной автопрограммой США (Partnership for a New Generation of Vehicles (PNGV)).

Эти документы содержат и терминологию в части классификации современных сталей для автомобилестроения, а именно:

- IS (isotropic steels) – изотропные стали. Обладают одинаковыми механическими свойствами, независимо от направления прикладываемой нагрузки, что достигается легированием стали кремнием, марганцем, а также особыми режимами прокатки;

- BH (bake-hardenable steels) – стали, упрочняемые сушкой покрытия. Приобретают высокую прочность в процессе сушки окончательного лакокрасочного покрытия (~150°C); марки сталей ZStE 220 BH; ZStE 260 BH; ZStE 180BH; HC180B;

- TRIP (transformation induced plasticity steels) – стали, в которых мартенситное превращение идет во время пластической деформации с большими степенями, создавая значительный эффект упрочнения (например, при аварийном столкновении);

- DP (dual phase steels) – двухфазные стали. Имеют феррито-мартенситную или феррито-бейнитную структуру с высокой прочностью и штампуемостью; их марки HCT600X-HCT780X;
- CP – стали со сложным фазовым составом;
- MILD – мягкие низкоуглеродистые стали, с пределом текучести 140-210 Н/мм<sup>2</sup>;
- HSS Conventional (high strength steels) – обычные высокопрочные стали;
- HSLA (high strength low alloy steels) – высокопрочные низколегированные стали; их марки 08ЮП; 08ЮПР; HC260LA; HC300LA; HC340LA; HC380LA; HC420LA;
- AHSS (advanced) – усовершенствованные высокопрочные стали, с пределом текучести более 550 Н/мм<sup>2</sup>.

Примером использования высокопрочных и особо высокопрочных сталей в автомобиле может служить модель Audi Q5. Доля стандартных мягких сталей в кузове этого кроссовера составляет 31% (из них изготовлены особо сложные в штамповке элементы, а также внешние детали, поглощающие энергию при ударе), высокопрочных – более 44% (почти весь силовой каркас, защищающий пассажиров), особо высокопрочных – почти 25% (из них при этом 9,1% ультравысокопрочных сталей нового поколения, которые используются в наиболее ответственных участках).

По сравнению с иномарками, в автомобилях российских марок стали повышенных категорий прочности используются не так широко. Все кузовные детали российских автопроизводителей пока изготавливаются из низкоуглеродистых марок сталей. Высокопрочные идут на систему безопасности (внутренние детали). В моделях Lada Samara и Lada Kalina содержится около 5% и 18% деталей из сталей повышенной прочности соответственно. Для сравнения, в Европе, США, Японии в среднем кузов автомобиля содержит 40% деталей из таких сталей. Металл класса AHSS отечественными автозаводами не используется.

Алюминиевые детали имеют практически такие же характеристики, как и стальные, но весят на 60% меньше. При ударе алюминий поглощает на 50% больше энергии, чем сталь. Алюминиевые панели не требуют антикоррозионной обработки и могут штамповаться на том же оборудовании, что и стальные, хотя большая упругая отдача алюминия при штамповке требует более внимательного отношения к проектированию штампов. Главная причина ограниченного применения алюминия – его высокая стоимость по сравнению со сталью.

Из алюминия или его сплавов изготавливают: двигатель (головки цилиндров, всасывающие коллекторы, блоки цилиндров, поршни, корпусные детали, крышки и т. п.), трансмиссию и карданную передачу, диски, теплообменники, шасси и подвеску, рулевое управление, кузов, элементов обшивки и т.д.

Например, поршни цилиндров изготавливаются необычным способом горячего прессования мелкого алюминиевого порошка – САП (спеченная

алюминиевая пудра). Получившиеся изделия отличаются высокой прочностью и используются там, где нужны детали для работы в условиях высоких температур с низким коэффициентом трения.

Рынок пластиковых деталей в автомобилестроении набирает обороты. Это не удивительно, учитывая, что по прогнозам аналитиков к 2020 году среднестатистический автомобиль будет на 75% состоять из полимерных материалов.

Основными факторами, обуславливающими значительное внедрение пластмасс в конструкцию автомобилей, являются:

- машина становится легче, а это означает, что снижается расход топлива;
- открывается возможность для новых конструктивных решений, поскольку термопластичные полимеры легко поддаются переработке и, следовательно, позволяют воплотить любые дизайнерские идеи;
- применение пластика помогает не только отказаться от дорогостоящих цветных металлов и нержавеющей стали, но и сократить энерго- и трудозатраты в процессе производства, а значит, снизить стоимость автомобиля;
- повышение долговечности и эксплуатационных характеристик автомобиля, высокая коррозионная стойкость, прекрасные диэлектрические и теплоизоляционные свойства, механические свойства широкого диапазона.

Среди прочих полимерных материалов, задействованных в автомобилестроении, наибольший удельный вес занимает полипропилен (ПП) с долей в 35%. Далее следует полиуретан (ПУ) – 17%. Третье и четвертое места занимают (соответственно) АБС-пластики и поливинилхлорид (ПВХ).

В автомобилестроении самый передовой с технологической точки зрения применения, используются композиционные материалы: это стеклопластик, углепластик, боропластик с волокнистыми наполнителями, которые пропитаны полимерными термореактивными смолами. Их можно создавать с изначально заданными свойствами под определённую задачу.

Использование композитов в автомобилестроении позволяет снизить массу транспортного средства на 20-25%. В настоящее время композиционные материалы используются при создании практически любого узла автомобиля. Выпускают даже концепт-кары, корпус которых целиком состоит из композитов. Композиционные материалы и изделия на основе непрерывных волокон и армирующих тканей широко используются для производства деталей автомобиля:

- Силовые конструкции – силовые структуры дверей и сидений, защитные элементы днища.
- Элементы крепления бамперов и радиаторов.
- Декоративные элементы – декоративные панели салона, внешние декоративные панели.
- Крышки багажников, кузовные панели, тормозные диски, элементы кузова, термо- и звукоизоляцию.

Углеродные волокна производят из синтетических и природных волокон на основе полимеров Углепластик в 5 раз легче стали и в 1,8 раза легче алюминия.

Иглопробивные холсты из непрерывных базальтовых волокон применяются сейчас для термо и звукоизоляции глушителей пяти типов автомобилей «Toyota». Необходимость использования именно БВ в глушителях связана с применением на новых моделях автомобилей «Toyota» двигателей новых модификаций с дожигом отходящих газов. в глушителях проявляются другие положительные качества базальтовых волокон вибростойкость, термостойкость при частых теплосменах, что позволяет производить долговечные изделия высокого качества.

Нанотехнология – высокотехнологичная отрасль, направленная на изучение и работу с атомами и молекулами. Нанометр – единица измерения, которая дала название нанотехнологии, – составляет одну миллиардную часть метра. Атом водорода, наименьший из существующих в природе, имеет диаметр около  $1/10$  нм ( $10^{-9}$  м); диаметр человеческого волоса – около 75 тыс. нм.

Наночастицы углерода (черный углерод), наиболее часто добавляемый в шинную резину, заметно повышают ее прочность и долговечность.

Специальные пленки на основе оксида титана (TiO) делают возможным производство самоочищающихся ветровых стекол и автомобильных фар.

Автором одной из первых заметных инициатив в этой области стала Компания Daimler-Crysler, с 2003 года при окрашивании кузовов автомобилей марки Mercedes-Benz серий E, S, CL, SL и SLK использует специальный лак с наноразмерными керамическими частицам (ок. 20 нм) и. Данное покрытие значительно улучшило износостойчивость, к тому же оно сияет особым образом в солнечном свете.

Что касается инноваций в лакокрасочных покрытиях для автомобилей, компанией Du-Pont ведутся работы по разработке кардинально нового материала, которые будут обладать следующими преимуществами:

- экологически чистые, безвредные для человека и окружающей среды;
- будут иметь повышенные характеристики износостойкости;
- время высыхания «нанокраски», в случае воздействия на нее ультрафиолетовых лучей, не будет превышать десяти секунд.
- менять свой цвет, в зависимости от напряжения, подаваемого на них, и смогут блокировать проникновение определенных частот внутрь салона автомобиля.

Производители Toyota применяют углеродные нанотрубки (УНТ). Добавляют данный материал в пластиковые бамперы и дверные панели.

Немецкая компания Lanxess разработала полимерные материалы для шин с наночастицами. Протяженность пробега таких покрышек больше на 15% по сравнению с шинами из обычной «резины».



Концерн BMW изготовил для своих дизельных моделей сажевый фильтр с использованием наночастиц, который способен удерживать до 99% вредных веществ.

Кроме того, автопроизводители задумываются о создании «наноавтомобилей». Так, в 2006 году компания Volkswagen представила проект машины, получившей название Nanospyder. Каркас автомобиля предлагается изготавливать из миллиардов блоков наночастиц диаметром менее 0,5 миллиметра. Благодаря им в случае столкновения кузов автомобиля деформируется, не нанося вред находящимся внутри пассажирам.

Одной из наиболее динамично развивающихся областей нанотехнологий в секторе автомобилестроения является разработка и производство высокоэффективных антифрикционных, противоизносных и охлаждающих составов. Опытным путем было установлено, что применение данных составов приводит к сокращению расхода топлива на 2–7%, износу деталей в 1,5–2,5 раза, увеличению мощности двигателя на 2–4%.

Компания «SCT vertriebs GmbH», осознавая значимость нанотехнологий в смазочных материалах, активно внедряет последние достижения науки в свой производственный процесс. Начиная с января 2010 года, клиентам компании доступны абсолютно новые, и пока не имеющие аналогов в России моторные масла MANNOL NANO TECHNOLOGY 10w-40 и MANNOL TS-9 UHPD NANO 10w-40. Указанные смазочные материалы изготавливаются с использованием специальных наномодификаторов – фуллероидных компонентов.

Автомобильная промышленность не стоит на месте и развивается в угоду потребителю, который хочет быстрый и безопасный автомобиль. Это приведет к тому, что в производстве авто будут и дальше использоваться новые, отвечающие современным требованиям материалы.

## Список литературы

1. Новые материалы в современном автомобилестроении-
2. [Электронный ресурс] <http://autonewsruussia.ru/news/694-novye-materialy-vsovremennom-avtomobilestroenii.html>
3. Технические полимерные материалы в автомобилестроении – [Электронный ресурс] <http://rustm.net/catalog/article/455.html>
4. Сайт «НИЯУ МИФИ», статья ««Умные» наноматериалы» [http://nano.e.ucoz.ru/publ/referaty/chelnokov\\_umnye\\_nanomaterialy/8-1-0-84](http://nano.e.ucoz.ru/publ/referaty/chelnokov_umnye_nanomaterialy/8-1-0-84)
5. Сайт «Nanotech», статья «Нанокластеры» <http://nanotech.webcraft.org/?id=26&lang=1>
6. Сайт «ИНРУСГРУПП», статья «Нанотехнологии и наноматериалы» <http://inrusgroup.ru/index.php?id=137>
7. [http://www.krugosvet.ru/enc/nauka\\_i\\_tehnika/himiya/KOMPOZITSIONNIE\\_MATERIALI.html?page=0,0#part-1](http://www.krugosvet.ru/enc/nauka_i_tehnika/himiya/KOMPOZITSIONNIE_MATERIALI.html?page=0,0#part-1)

## АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ КУЗОВА АВТОМОБИЛЯ

Бабюк Г.Ф., Тулебаева З.А.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Кузов является несущей частью автомобиля. К ней крепятся почти все агрегаты и узлы автомобиля. Основные составляющие кузова: днище, к которому привариваются различные усиливающие элементы; передние и задние лонжероны; крыша машины; отсек для мотора и навесные части (двери, капот, крышку багажника и крылья). Ни в одном другом элементе легкового автомобиля не использовано так много разнообразных материалов, как в кузове. Это конструкционные, отделочные, изолирующие и другие типы материалов. Около 53% стоимости автомобиля приходится на материалы.

Чаще всего для изготовления кузова автомобиля используется сталь, которая является самым прочным и поддающимся восстановлению материалом (в случае дефекта капота, либо автомобильного крыла). Элементы конструкции легко соединяются с помощью сварки. Преимущества и недостатки кузовных сталей указаны в таблице 1.

Таблица № 1

Преимущества и недостатки кузовных сталей

Стали	
Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"><li>• Недефицитность</li><li>• Конструкционная прочность;</li><li>• Низкая стоимость</li><li>• Отличная штамуются и свариваются;</li><li>• Высокая ремонтпригодность</li><li>• Отработанная технология производства и утилизации кузовных деталей</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Низкая стойкость к коррозии, следовательно требуется защита;</li><li>• Большая масса</li><li>• Потребность в большом количестве штампов</li><li>• Ограниченный срок службы</li></ul>

Сталь, которая используется в производственном процессе, отличается по видам и имеет разную толщину и прочность. Особая прочность важна для передней стойки крыши, а вот для крепления бамперов используется мягкий сплав. Предпочтение автомобилю эконома класса отдается низкоуглеродистой листовой стали 25кп толщиной 0,6...2,5 мм. Для защиты кузова от коррозии при его изготовлении на заводе проводится целый ряд мероприятий: фосфатирование, грунтование, покраска и нанесение специального покрытия на днище автомобиля. Применяются и другие виды защит: электронная, электрохимическая, оцинковка и ламинирование.

Сталь 30Т применяется для холодной штамповки лонжеронов и поперечин рамы. Марганцовистую сталь 30Г2 используют для штамповки автомобильной рамы, которую подвергают термической обработке (улучшению).

В России, для изготовления кузовных деталей автомобиля используется низкоуглеродистая, стабилизированная алюминием сталь 08Ю и сталь марки 01ЮТ с добавкой титана. За рубежом для тех же целей в основном используют конструкционные материалы следующего поколения – высокопластичные стали типа IF, отличающиеся от 08Ю меньшим содержанием примесей и более высоким уровнем пластичности (IF-стали (Interstitial Free Steels) – стали без примесей, образующих в железе твердые растворы внедрения).

За последние 50 лет качественные характеристики сталей массового производства увеличились в 1,5 – 2,9 раза, что позволило уменьшить толщину листа с 0,7 – 0,9 мм до 0,4 – 0,5 мм, т.е. на 40 – 50 %. В XXI веке применение новых технологий в сталеплавильном производстве позволит значительно повысить качество стали и снизить ее расход в автомобиле еще на 20–30 %.

Многие автомобили премиум сегмента состоят из разнообразных материалов, где внедряются новые методы соединения частей, а это влияет на уменьшения массы автомобиля, уровня безопасности и улучшает его аэродинамические свойства.

Алюминий является отличной альтернативой многим сплавам. В 1991 году началась новая эра в автомобильной промышленности. Компания Honda выпустила целую серию моделей авто чей кузов был из алюминия. Рассмотрим недостатки и преимущества (таблица 2) алюминиевых сплавов.

Таблица № 2

Преимущества и недостатки кузовных алюминиевых сплавов

<b>Алюминий (сплавы)</b>	
<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Снижение веса автомобиля (до 50%) при равной прочности, соответственно снижение расхода топлива, улучшение разгонной и тормозной динамики</li> <li>• Возможно изготовление деталей любой формы</li> <li>• Легко обрабатывается</li> <li>• Стоимость технологических процессов и обработки ниже</li> <li>• Лучше поглощает удар и локализирует деформацию</li> <li>• Высокая стойкость к коррозии (подвержен только электрохимической коррозии)</li> <li>• Проще вторичная переработка</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Дороже стали, так как энергозатраты при его производстве намного выше</li> <li>• Плохо поддаются соединению и требует особого технологического подхода и специальное оборудование</li> <li>• Хорошая проводимость шума и вибрации, соответственно необходима шумоизоляция</li> <li>• Ниже ремонтпригодность</li> </ul>

Употребляют алюминий при изготовлении всего кузова либо его отдельных деталей – капот, каркас, двери, крышу багажника.

Детали вначале штампуются из листа алюминия, потом собираются в целую конструкцию. Алюминиевые детали можно сваривать, но только

специальными методами: в среде инертных газов (аргона) или с помощью лазерной сварки. Причем этот метод неприменим при соединении стальных и алюминиевых деталей – тогда начинается электрохимическая коррозия, и алюминий начинает «ржаветь», постепенно превращаясь в труху. В таких случаях помогут заклепки, причем, по всей площади соединения алюминия со сталью нанесен эпоксидный клей – «изолятор».

В седане Audi A8 для соединения всех деталей кузова из 13 сортов алюминия, использовано 1847 заклепок, 632 винта, 202 точки сварки, 44 м клееных соединений, 25 м сварки в среде инертных газов, 6 м лазерной сварки. Алюминиевый опыт Audi пригодился при создании Audi Q7 2-го поколения (алюминиевая передняя часть кузова; алюминий занимает около 41% в структуре кузова).

Jaguar XJ также полностью алюминиевый. Jaguar XE построен на новой модульной платформе, которая состоит из алюминиевого сплава RC5757 (алюминий + кремний + магний) примерно на 70%, включая всю несущую структуру: салон, пол, усилители, передняя и задняя части.

Автомобиль BMW 5-серии E60 стал первым в мире, где к стальному кузову была прикреплена алюминиевая передняя часть с помощью заклепок и клея-изолятора.

В последнее время повышенный интерес вызывает возможность применения пластмасс в кузовостроении. Из-за своих недостатков пластмассы не подходят для кузовов массового выпуска. Тем не менее, высокая технологичность пластмасс, возможность изготовления деталей методом литья или с помощью вакуумной вытяжки позволяют широко использовать пластмассы, как для мелких, так и для больших штампованных деталей. Доля пластмассовых деталей (по весу) в кузове постоянно увеличивается и в настоящее время у европейских автомобилей составляет примерно 7,8% общего веса. В таблице 3 приведены характеристики пластмасс.

Таблица № 3

Преимущества и недостатки пластмасс для изготовления кузова

Пластмассы	
Преимущества	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Малый вес, который ведет к снижению расхода топлива и выброса выхлопных газов.</li> <li>• Неограниченные возможности для формообразования (их можно отливать, прессовать, прокатывать, протягивать, выдувать, вспенивать, прять, сваривать и склеивать).</li> <li>• Простая технология обработки – их можно строгать, фрезеровать, обтачивать и сверлить.</li> <li>• Малые затраты на изготовление деталей</li> <li>• Отличные электро- и теплоизоляционные свойства</li> <li>• Высокий коэффициент шумоподавления</li> <li>• Легкая сборка узлов</li> <li>• Высокая устойчивость к погодным условиям и коррозии</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Повергаются процессам старения и деструкции.</li> <li>• Высокая стоимость материалов и их изготовления.</li> <li>• Большая длительность технологического цикла.</li> <li>• Затрудненные монтаж и ремонт.</li> <li>• Малое поглощение энергии</li> </ul>

При выборе пластмассы в основном руководствуются механическими и термическими свойствами материалов. В кузовостроении автомобиля применяются следующие важнейшие виды пластмасс, см. таблицу 4.

Таблица № 4

Виды пластмасс и изготавливаемые из них детали

Название	Виды термопласт-масс	Характеристики материала	Изготавливаемые детали в автомобилях
<p><b>Термопласты</b> – это полимеры, которые при нагревании размягчают свойства их обратимы при повторном нагревании. Прочность низкая, вторично перерабатываются</p>	Полиметилметакрилат (PMMA)	Прозрачен, стоек к разбавленным кислотам и щелочам	рассеиватели, стекла фонарей и бортовых сигналов
	Поликарбонат (PC)	Высокая ударная прочность, стойкий к световому старению и коррозии, перепадам температур и пожаробезопасный. <i>Недостатки</i> – чувствительный к воздействию растворителей и имеют склонность к растрескиванию	решетки радиатора, панели бамперов, спойлеры
	Полиамид (PA)	Ударопрочный, эластичный, высокая стойкостью к износу, химически устойчивый и поглощает вибрацию.	корпуса воздухопроводов, автомобильные колпаки, различные втулки, вкладыши, хомуты трубок, языки замка дверей и защелок, крышка заливной горловины топливного бака
	Поливинилхлорид (PVC, ПВХ)	Устойчив к действию кислот, щелочей, спиртов, минеральных масел, набухает и растворяется в эфирах, хлорированных и ароматических углеводородах	искусственная кожа, пленочные покрытия, шланги, уплотнители, изоляция, щиты приборов, рукоятки
	Полиуретан	Отличные эксплуатационным свойствам, используется в качестве замены резины и резинотехнических изделий	подушки и спинки сидений, противоударные накладки, ручки, подлокотники, облицовка, панели приборов
	Полипропилен (PP)	С высокими физико-механическими свойствами, жесткий, не токсичный, газонепроницаем, химически стойкий. <i>Недостатки</i> – не морозостойкий	корпуса фар, рулевое колесо, перегородки, задние спойлеры
	АБС-пластики	Высокая устойчивость к щелочам, жирам, бензину и прочим агрессивным средствам. Недостаток – не устойчив к ультрафиолету	корпусы зеркал, решетки радиатора, облицовка приборной панели, обивка дверей, колпаки колес, задние спойлеры

В автомобилестроении самый передовой с технологической точки зрения применения, используются композиционные материалы: это стеклопластик, углепластик, с волокнистыми наполнителями, которые пропитаны полимерными термореактивными смолами. Более известными наполнителями числятся – карбон (углеродные волокна пропитанные смолой), стеклоткань, кевлар, также волокна растительного происхождения. Характеристики стеклопластика приведены в таблице 5.

Углепластик в 5 раз легче стали и в 1,8 раза легче алюминия, а по прочности он превосходит сталь в 12,5 раз.

Таблица № 5

Характеристики стеклопластика

<b>Стеклопластик</b>	
<b>Достоинства</b>	<b>Недостатки</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• При высокой прочности маленький вес;</li> <li>• Поверхность деталей обладает хорошими декоративными качествами;</li> <li>• Простота в изготовлении деталей, имеющих сложную форму;</li> <li>• большие размеры кузовных деталей</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокая стоимость наполнителей;</li> <li>• Высокое требование к точности форм и к чистоте;</li> <li>• Время изготовления деталей достаточно продолжительное;</li> <li>• При повреждениях сложность в ремонте.</li> </ul>

В ниже приведенной таблице 6 указаны производители машин и композиционные материалы, применяемые в них.

Таблица № 6

Композиционные материалы, применяемые для изготовления кузова автомобиля

<b>Производители автомобиля</b>	<b>Композиционный материал</b>	<b>Детали автомобиля</b>
«Форд LTD» 1979г.	Углепластик, стеклопластик	кузов, шасси, двери, бампера
BMW i-series моделей i3 и i8	Углепластик(CFRP-CarbonFibreReinforced Plastic)	брусья крыши, центральные и задние стойки, пороги и центральный тоннель, декоративные панели салона
Lexus LFA	Углепластик	капота и крыши модели
Toyota	Углеродные нанотрубки (УНТ)	добавляет данный материал в пластиковые бамперы и дверные панели

Автомобильная промышленность не стоит на месте и развивается в угоду потребителю, который хочет быстрый и безопасный автомобиль. Это приведет к тому, что в производстве авто будут и дальше использоваться новые, отвечающие современным требованиям материалы.

### Список литературы

1. Материалы для ремонта кузова автомобиля [Электронный ресурс] [http://rus.sika.com/ru/solutions\\_products/prom/01a001/01a001sa02.html](http://rus.sika.com/ru/solutions_products/prom/01a001/01a001sa02.html)

2. Новые материалы в современном автомобилестроении – [Электронный ресурс] <http://autonewsruussia.ru/news/694-novye-materialy-vsovremennom-avtomobilestroenii.html>

3. Технические полимерные материалы в автомобилестроении – [Электронный ресурс] <http://rustm.net/catalog/article/455.html>

## **ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ФИЛЬТРОВ АВТОМОБИЛЕЙ**

Бузин В.А.

Тюменское высшее военно-инженерное командное училище  
(военный институт) имени маршала инженерных войск А.И. Прошлякова

При использовании автомобилей их эффективность определяется многими факторами: соответствие подвижного состава виду груза [1, 2, 4], система поддержания работоспособности [12], производственно-техническая база [9], условия эксплуатации [5], квалификация персонала [11].

Затраты на техническое обслуживание и ремонт составляют существенную долю в себестоимости использования автомобилей. Величина этих затрат зависит от надежности автомобилей, оцениваемой наработками на отказ и ресурсами элементов [1].

На ресурс элементов автомобилей влияет ряд факторов. К числу наиболее значимых относятся климатические и дорожные условия, которые меняются по сезонам [3, 6, 7]. При непостоянной интенсивности эксплуатации автомобилей в течение года ресурс элемента зависит от того, каковы доли пробега реализуются в разные сезоны. Например, в холодном климатическом регионе ресурс двигателя автомобиля, эксплуатируемого только зимой, существенно ниже ресурса двигателя автомобиля, используемого только летом [8]. В то же время сочетаний условий и интенсивности эксплуатации автомобилей не учитывается при нормировании ресурсов.

Учитывая, что большая часть территории России находится в зонах холодного и очень холодного климата, а интенсивность эксплуатации автомобилей существенно варьирует в течение года [10], необходимо отметить актуальность исследований, направленных на установление закономерностей влияния сезонных условий на формирование ресурса элементов автомобилей.

Важнейшими элементами двигателей являются фильтрующие элементы, в частности воздушные фильтры.

Скорость процесса расходования ресурса фильтрующих характеризуется интенсивностью расходования ресурса (загрязнения)  $y$ , и интенсивностью эксплуатации автомобилей. В течение года меняется температура ок-

ружающего, дорожные условия, запыленность воздуха, вызывая изменение у. Интенсивность эксплуатации также меняется в течение года.

Ранее установлено, что основным фактором, определяющим сезонные условия, является температура воздуха, а другие климатические факторы связаны с ней корреляционной связью. Поэтому далее рассмотрено влияние только температуры на интенсивность загрязнения воздушных фильтров.

Для установления этого влияния проведены экспериментальные исследования, заключающиеся в ежемесячной оценке засорения фильтров автомобилей КМАЗ-4310 весовым методом (рис. 1). На основе полученных данных рассчитана интенсивность засорения и сопоставлена со среднемесячными температурами воздуха (рис. 2).

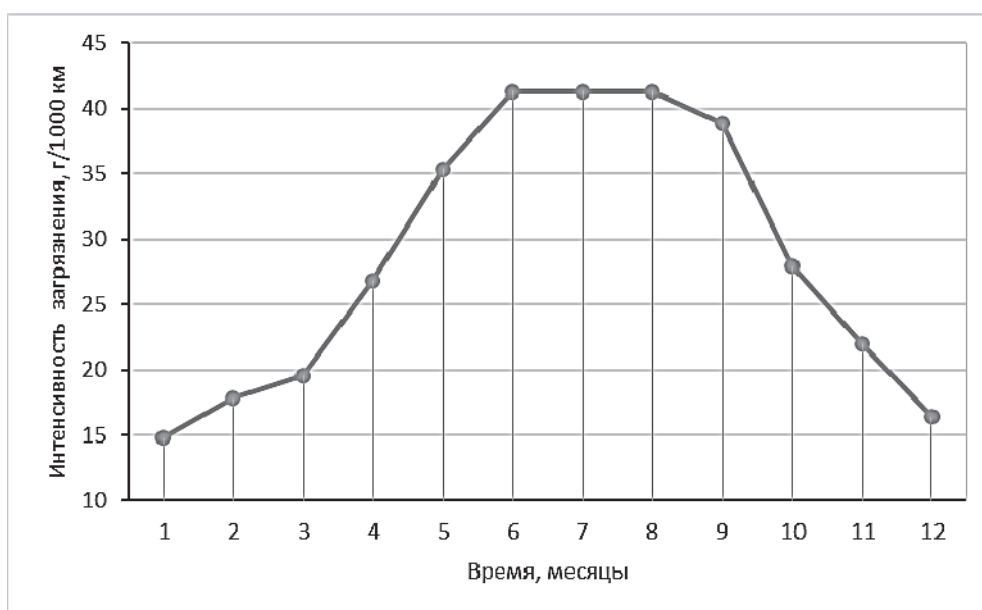


Рисунок 1 – Изменение в течение года интенсивность загрязнения воздушных фильтров автомобилей

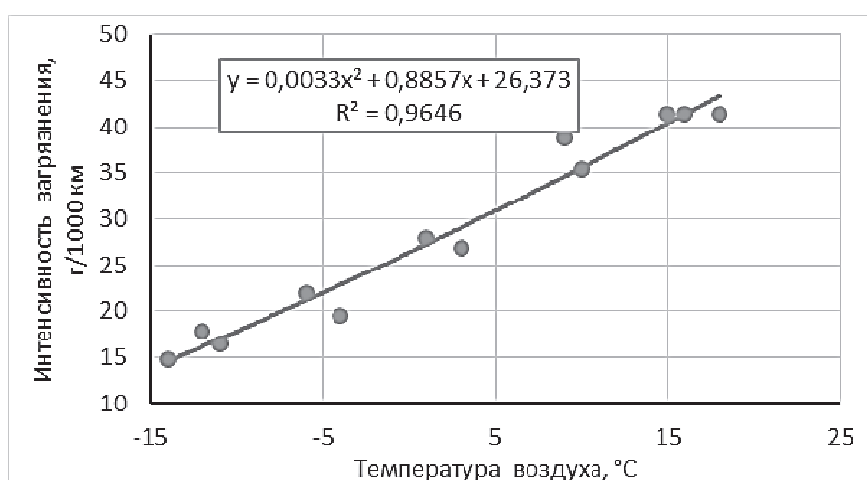


Рисунок 2 – Влияние температуры окружающего воздуха на интенсивность загрязнения воздушных фильтров автомобилей



Оценка значимости влияния температуры окружающего воздуха на интенсивность загрязнения воздушных фильтров автомобилей оценивалась путем расчета коэффициента парной корреляции между рассматриваемым фактором и функцией отклика, и последующей проверкой его значимости по критерию Стьюдента. Влияние считается значимым, если t-статистика Стьюдента, рассчитанная на основе полученных экспериментальных данных, превышает табличное значение  $t_{0,95}$  для данного числа степеней свободы с вероятностью не ниже 0,95.

Результаты оценки значимости температуры окружающего воздуха на интенсивность загрязнения воздушных фильтров автомобилей КМАЗ-4310 приведены в табл. 1.

Таблица № 1

Оценка значимости влияния температуры окружающего воздуха на интенсивность загрязнения воздушных фильтров автомобилей

Наименование показателя	Численное значение
Коэффициент детерминации	0,7864
Коэффициент корреляции	0,8868
Объем выборки	12
t-статистика Стьюдента	6,07
$t_{0,95}$	2,23

Из таблицы видно, t-статистика Стьюдента составляет 6,07, и это значение превышает табличное  $t_{0,95}=2,23$ .

Таким образом, установлено, что сезонные условия существенно влияют на интенсивность загрязнения воздушных фильтров автомобилей, и этот факт необходимо учитывать при определении периодичности их замены.

## Список литературы

1. Сервис транспортных, технологических машин и оборудования в нефтегазодобыче: Учебное пособие [Текст] / Н.С. Захаров, А.И. Яговкин, С.А. Асеев и др. Под редакцией Н.С. Захарова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 508 с.

2. Захаров, Н.С. Информационное обеспечение системы контроля индекса клиентской лояльности [Текст] / Н.С. Захаров, Л.А. Текутьев // Инженерный вестник Дона. – 2014. – №3. – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2014/2506.2916> (доступ свободный). – Загл. с экрана. – Яз. рус.

3. Захаров, Н.С. Техническое обслуживание автомобилей и автомобильные эксплуатационные материалы [Текст]: Учебное пособие / Н.С. Захаров. – Тюмень: Вектор бук, 1997. – 176 с.

4. Захаров, Н.С. Оценка стратегий развития транспортно-технологических систем [Текст] / Н.С. Захаров // Проблемы эксплуатации и обслуживания транспортно-технологических машин: Доклады междуна-род. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – С. 73–84.
5. Захаров, Н.С. Техника транспорта. Обслуживание и ремонт. Часть 1. Теоретические основы [Текст]: Курс лекций / Н.С. Захаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 48 с.
6. Захаров, Н.С. Влияние сезонных условий на расходование ресурсов при эксплуатации автомобилей [Текст] / Н.С. Захаров, Г.В. Абакумов, А.В. Вознесенский. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 115 с.
7. Захаров, Н.С. Влияние сезонных условий на процессы изменения ка-чества автомобилей [Текст] / Н.С. Захаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 141 с.
8. Захаров, Н.С. Влияние сезонных условий на надежность автомобилей Урал-4320 [Текст] / Н.С. Захаров, Г.В. Абакумов, Ю.М. Першин // Повы-шение эффективности использования колесных и гусеничных машин в су-ровых условиях: Сб. тр. международ. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1996. – С. 60–66.
9. Захаров, Н.С. Проектирование автотранспортных предприятий с ис-пользованием ПЭВМ [Текст] / Н.С. Захаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 409 с.
10. Захаров, Н.С. Концепция формирования качества автомобилей в процессе эксплуатации [Текст] / Н.С. Захаров // Приспособленность авто-мобилей, строительных и дорожных машин к суровым условиям эксплуа-тации: Межвузовский сборник научных трудов. – Тюмень ТюмГНГУ, 1999. – С. 59–62.
11. Захаров, Н.С. Влияние квалификации рабочих на затраты при об-служивании и ремонте транспортно-технологических машин в нефтегазо-добыче [Текст] / Н.С. Захаров, Г.В. Абакумов, С.В. Елесин, С.Ю. Кичигин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №6. – С. 112–120.
12. Макарова, А.Н. Методика оперативного корректирования нормати-вов периодичности технического обслуживания с учетом фактических ус-ловий эксплуатации автомобилей [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / А.Н. Макарова. – Оренбург, ОГУ, 2016. – 208 с.

Научный руководитель – Захаров Н.С., д – р. техн. наук, профессор

## ВЛИЯНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА НА ТРАНСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Велиев Х.Б., Погребная И.А., Полищук С.Т., Михайлова С.В.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В современной индустрии гидравлический удар является масштабной проблемой для транспортировки нефти и нефтепродуктов. По официальным данным, потери нефти из-за аварий на магистральных нефтепроводах превышают 1 млн. тонн в год. В настоящее время учеными найдены способы борьбы с данным явлением.

Гидравлический удар одна из важнейших проблем, в нефтяной отрасли, которая порой сопровождается масштабными разрушениями трубопроводов и наносит огромный ущерб нефтяным компаниям. Явление гидравлического удара открыл в Н.Е. Жуковский 1897–1899 г. Гидравлический удар (гидроудар) – скачок давления в какой-либо системе, заполненной жидкостью, вызванный быстрым изменением скорости потока этой жидкости. Может возникать вследствие резкого закрытия или открытия задвижки. [1]

Быстрое и моментальное увеличение давления в трубопроводах, при резком торможении движущихся по трубам потоков жидкости, можно получить при закрытии шарового крана, быстро перекрывающего поток. На смену старых вентелей с кран буксами, закрывающихся постепенно за счет большого количества оборотов, и медленно перекрывающих поток, пришли шаровые краны, которые останавливают поток за четверть оборота. Чаще всего гидравлический удар можно заметить в стальных или чугунных трубопроводах при огромной скорости потока жидкости. Он возникает, когда движущаяся с большой скоростью жидкость встречает на пути прочное препятствие (заслонка или кран). В итоге жидкость перестает двигаться, и её кинетическая энергия переходит в потенциальную энергию упругого сжатия жидкости и упругого растяжения стенок трубы.[3] Все это приводит к повышению давления в месте остановки. Когда жидкость меняет свою скорость относительно трубы, ударная волна совершает колебания назад и вперед пока не остановится.

Для поршневых насосов, как и для других объёмных насосов, характерны пульсации подачи и давления, что является недостатком, который может повлечь за собой гидравлический удар. Для уменьшения пульсаций несколько поршней располагают в ряд, соединяя их с одним валом, при этом циклы работы должны быть сдвинуты друг относительно друга по фазе на равные углы. Такая конструкция увеличивает поперечные габариты насоса, тем самым предотвращая появление гидравлического удара.

Если трубопровод имеет эластичные стенки, сила гидравлического удара снижается, благодаря увеличению объёма трубы. Если в трубе есть воздух, который при движении жидкости не успевает выйти из трубопровода

с нужной скоростью, тогда есть и вероятность предотвращения гидравлического удара. Из-за большого давления жидкости на воздух, он начинает постепенно сжиматься, при этом поглощая давление жидкости.

Гидравлический удар может быть полным, когда происходит полный останов движения, или неполным, когда начальная скорость движения жидкости  $v_0$  изменяется до некоторого значения  $v$ , что имеет место, например, при частичном перекрытии запорного устройства.

Гидравлический удар разрушающе влияет на трубопроводы, приводит к поломке всего оборудования. Сила гидравлического удара снижается за счет увеличения времени срабатывания запорных устройств. Для предотвращения возникновения гидравлических ударов вблизи возможных мест их возникновения, монтируются предохранительные и обратные клапаны, компенсаторы и специальные вставки с воздушной подушкой, принимающие на себя удар.[2] Для уменьшения силы гидроудара или для полного погашения необходимо:

- увеличение времени срабатывания запорных устройств, перекрывающих поток жидкости.
- установка перед устройствами, перекрывающими поток жидкости, гидроаккумуляторов или предохранительных клапанов.
- Уменьшение скорости движения жидкости в трубопроводе за счет увеличения внутреннего диаметра труб при заданном расходе
- уменьшение длины трубопроводов [5]

Таким образом, применяя меры по предотвращению гидравлических ударов, можно значительно снизить аварийность на трубопроводах, сохранить природные ресурсы и не допустить загрязнение окружающей среды.

## Список литературы

1. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Гидравлический\\_удар](https://ru.wikipedia.org/wiki/Гидравлический_удар).
2. <https://nasos-pump.ru/gidravlicheskie-udary/>
3. [http://www.studmed.ru/view/referat-gidravlicheskiy-udar\\_c2789c4b7f2.html](http://www.studmed.ru/view/referat-gidravlicheskiy-udar_c2789c4b7f2.html)
4. И.А. Погребная, С.В.Михайлова К вопросу применения альтернативных материалов для трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. В мире научных открытий. Материалы Международной конференции «Научное творчество XXI века» № 6-2 (39) – Красноярск, Научно-Инновационный центр, 2016. – с.136–140.

## **КРИТЕРИЙ СТАТИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ ПОДВИЖНОГО СОСТАВА**

Казаринов Ю.И.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

Все проектируемые детали машин и их конструктивные элементы рассчитываются на прочность для того, чтобы они надежно выполняли определенные функции в течение заданного срока службы, что характеризует работоспособное состояние изделий. Работоспособность деталей подвижного состава определяется несколькими критериями: надежность, прочность; жесткость; износостойкость; теплостойкость; виброустойчивость. Прочность является основным критерием работоспособности деталей машин [1].

Выход из строя непрочной детали может произойти либо вследствие возникновения недопустимо больших остаточных деформаций, либо вследствие ее разрушения. Остаточные деформации приводят к изменению формы и размеров детали, что влечет за собой изменение характера сопряжения деталей и нарушение их нормального взаимодействия. По характеру разрушения детали может быть статическим или усталостным. Статическое разрушение может произойти вследствие возникновения кратковременных пиковых нагрузок, а усталостное разрушение имеет место при длительном действии переменных напряжений.

### **Основы формулировки критерия статического разрушения деталей.**

Проведение инженерно-конструкторских разработок при создании перспективных образцов техники, а также оценка технического состояния конструкций в процессе эксплуатации базируются на результатах детального исследования напряженно-деформированного состояния и прочности их ответственных элементов, на требованиях в отношении материалоемкости и надежности их в работе. Удовлетворение указанным требованиям не может быть осуществлено без совершенствования методов прочностного расчета. Расчеты на прочность и установление критериев разрушения способствуют определению уровня эксплуатационных нагрузок, при которых гарантируется безопасная работа машин и конструкций с концентраторами напряжений.

Во многих элементах конструкций и машин имеются концентраторы напряжений, наличие которых обусловлено технологической необходимостью или которые возникли в процессе эксплуатации. Важным моментом при расчете на прочность ослабленных элементов конструкций является правильный выбор способа оценки их предельного состояния на основе имеющихся критериев прочности. Выбор критерия прочности применительно к расчету конкретной детали машины зависит от многих факторов, наиболее важными из которых являются следующие: свойства материала

данного элемента, способ нагружения, форма и размеры концентратора, температура окружающей среды и другие факторы [2].

До настоящего времени в прочностных расчетах при определении предельного состояния элементов конструкций основным мотивом для выбора критерия прочности являлось наличие или отсутствие остроконечного дефекта (трещины). Тогда при наличии трещины в теле в расчетах на прочность используются критерии прочности, основанные на моделировании механизма разрушения в соответствии с теорией механики трещин, а при отсутствии остроконечного дефекта в конструктивном элементе – применяются классические и новые критерии прочности сплошного материала. В последнем случае не учитывается механизм образования и развития трещин.

Однако как показывают результаты многочисленных экспериментальных исследований, перед разрушением элементов конструкций возле концентраторов возникают локальные зоны предельного состояния материала, из которых развиваются трещины. Из-за наличия возникших трещин в процессе нагружения реальная несущая способность таких элементов конструкций получается заниженной по сравнению с расчетной, полученной на основе использования классических критериев прочности. Вместе с тем, при прочностных расчетах элементов конструкций, с концентраторами отличающихся от трещин не принято использовать критерии прочности механики разрушения в виду отсутствия трещиноподобных дефектов до нагружения элементов.

В связи с вышеизложенным считаем важной задачей по дальнейшему совершенствованию критериев прочности и разрушения различных материалов, применительно к анализу и проектированию деталей подвижного состава, ослабленных вырезами и дефектами, отличающихся от трещин.

**Современное состояние критериев прочности и разрушения механики сплошной среды.** Напряженное состояние реальных деталей даже при самых простых схемах приложения сил всегда является сложным, так как в подавляющем большинстве случаев все линейные размеры конструктивных элементов, деталей соизмеримы. Поэтому результаты прочностного расчета в значительной степени зависят от принятого критерия прочности, на базе которого можно, исходя из данных о поведении материала при простейших нагружениях, предсказать, когда наступит опасное состояние при действии любой сложной системы напряжений.

Все механические критерии прочности, используемые в современных прочностных расчетах, объединены следующие критерии предельного напряженного состояния. Это критерии предельного состояния материала, основанные на моделировании механизма разрушения, и критерии предельного состояния материала, основанные на позициях механики сплошных сред.

Наиболее широко в инженерной практике известны следующие четыре классические критерия прочности: наибольших нормальных напряжений,

линейных деформаций и касательных напряжений, а также энергетический критерий [2].

**Анализ критериев предельного состояния материала с позиций механики трещин.** Наличие в реальном теле остроконечных концентраторов напряжений, в частности дефектов типа трещин, принципиально усложняет его расчет на прочность. В таких случаях классические подходы механики сплошных сред приводят к некорректным результатам. Не существует моделей и критериев в классических теориях прочности для расчета предельного состояния материала, находящегося в хрупком состоянии и имеющего остроконечные дефекты типа трещин. В этих теориях не учитывается особое напряженно-деформированное состояние материала около вершины остроконечного дефекта – трещины в процессе деформации тела, что не позволяет решить задачу о прочности элементов конструкций, изготовленных из этого материала. Это обусловлено тем, что радиус закругления вершины такого концентратора соизмерим с параметрами структуры самого материала.

Основная идея неклассического подхода (механики разрушения материалов) сводится к следующему. Считается, что переход элемента деформируемого тела из сплошного состояния в состояние разрушения сопровождается промежуточным состоянием, которое следует обязательно учитывать при решении задачи о прочности тела с дефектами типа трещин. Важнейшей особенностью областей деформируемого твердого тела, в которых возникает состояние предразрушения (области предразрушения) заключается в том, что материал в них всегда деформирован за предел упругости и что именно в них происходит наиболее интенсивное пластическое течение, взаимодействие с окружающей средой, диффузионные процессы, повреждаемость материала и другие явления, предопределяющие, в конечном счете, локальное разрушение материала.

Следовательно, при оценке прочности твердого тела необходимо учитывать его локальные физико-механические свойства, например, способность оказывать сопротивление распространению в нем трещин – его трещиностойкость. Учет состояний предразрушений материала в рамках механики сплошных сред требует введения новых (по сравнению с классическими) расчетных моделей и концепций. Поскольку основными характеристиками, контролирующими поведение материала в вершине трещины, являются напряжения, деформации и энергия, то все критерии механики разрушения аналогично классическим теориям прочности, делятся на энергетические, силовые и деформационные

**Характеристика и описание предлагаемого критерия статического разрушения деталей.**

Для описания предлагаемого критерия разрушения рассмотрим нагруженную пластину с отверстием. Из экспериментальных данных известно, что в момент разрушения пластины с отверстием предельное напряженное со-

стояние не достигается по всему ослабленному сечению. По достижении некоторой нагрузки возле отверстия в опасном сечении возникает зона предельного состояния материала. В этой зоне будет наблюдаться нарушение сплошности материала, что эквивалентно образованию трещины. При дальнейшем увеличении нагрузки зона предельного состояния (трещина) будет увеличиваться до тех пор, пока трещина не достигнет критической длины. После чего произойдет практически мгновенное разрушение пластины.

За критерий статического разрушения хрупких материалов принимаются следующие условия:

$$\sigma_{\text{экв}} \geq \sigma_B \cup \sigma_1 \geq S_k, \quad (1)$$

где  $\sigma_{\text{экв}}$  определяется по теории прочности Писаренко-Лебедева;  $\sigma_B$  – предел прочности;  $\sigma_1$  – главное напряжение;  $\cup$  – знак логического суммирования;  $S_k$  – истинное сопротивление отрыву.

В качестве условия разрушения используется условие Ирвина

$$K_1 = K_c, \quad (2)$$

где  $K_1$  и  $K_c$  – коэффициент интенсивности напряжений (КИН) нормального отрыва и его критическое значение в случае плоского напряженного состояния.

Таким образом, при совместном использовании формул (1) и (2) можно определить предельное состояние деталей с концентраторами напряжений, отличающихся от трещин, и их разрушение. Для применения к конкретным деталям условий (1) и (2) необходимо знать напряженное состояние в ослабленном сечении и формулу для определения КИН возле концентратора с трещиной.

Отсюда, запишем критерий статического разрушения детали с нетрещиноподобным концентратором:

$$\begin{cases} \sigma_{\text{экв}} \geq \sigma_B \cup \sigma_1 \geq S_k \\ K_1 = K_c. \end{cases} \quad (3)$$

Используя экспериментальные данные работы [3], покажем применение критерия разрушения (3) применительно к пластине конечной ширины ( $2W = 140$  мм,  $H = 200$  мм,  $t = 1,83$  мм, где  $t$  – толщина пластины), ослабленную центральным круговым отверстием радиуса  $R = 14$  мм, и подвергающуюся

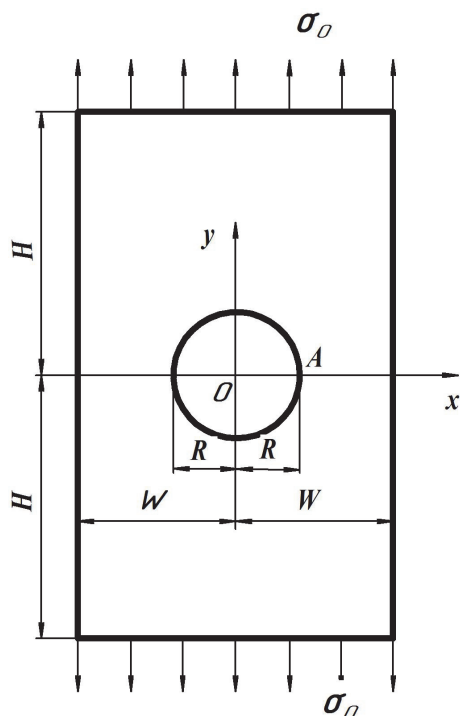


Рисунок 1 – Пластина с центральным круговым отверстием



равномерному растяжению (рис. 1). Материал пластины Д16АТ имеет следующие механические характеристики: истинное сопротивление отрыву  $S_k = 700$  МПа, предел прочности  $\sigma_B = 450$  МПа, вязкость разрушения  $K_c = 37$  МН/м<sup>3/2</sup>. Формулы для определения напряженного состояния в ослабленном сечении и для определения КИН возле концентратора с трещиной также представлены в работе [3].

Применение критерия (3) и данных работы [3] показало, что наибольшее расхождение экспериментальных и теоретических данных, полученных на основании использования критерия  $\sigma_I \geq S_k$  не превышает 7%, а полученных на основании применения критерия  $\sigma_{экс} \geq \sigma_B$  – не более 9%.

Как видно из рассмотренного выше примера, погрешность предлагаемого критерия статического разрушения сравнительно невелика и вполне допустима для инженерных расчетов.

### Список литературы

1. Когаев В. П., Махутов Н. А., Гусенков А. П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность: Справочник [Текст] / В. П. Когаев, Н. А. Махутов, А. П. Гусенков – М.: Машиностроение, 1985. – 224 с.
2. Писаренко Г. С. Деформирование и прочность материалов при сложном напряженном состоянии / Г. С. Писаренко, А. А. Лебедев. – К.: Наук. Думка, 1976. – 416 с.
3. Borodachev N.M., Kazarinov Yu.I. and Shevchenko O.A. Limiting State of Construction Elements with Different Kind of Damages// Fracture Mechanics: Successes and Problems/ ISF – 8, Kiev, 8 – 14. 06. 1993, Vol. 1, P.21–22.

## УЛУЧШЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АВТОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЕГО ОРГАНИЗАЦИОННОЙ КУЛЬТУРЫ

Казаринова Е.Ю.

Национальный авиационный университет, г. Киев (Украина)

Будучи, одним из наиболее значимых нематериальных активов, организационная культура предопределяет направление вектора развития автотранспортного предприятия, и его уровень и эффективность. С позиций теории управления она напрямую влияет на инвестиционную привлекательность предприятия и востребованность в конкурентной бизнес-среде. Таким образом, культура наравне с традиционно ликвидными материальными активами автотранспортного предприятия вносит весомый вклад в стоимость бизнеса в целом [1].

Все вышесказанное обуславливает необходимость особого изучения влияния роли организационной культуры на улучшение деятельности автотранспортного предприятия в целом, а также на формирование потенциала его конкурентных преимуществ.

В «классическом» понимании организационная культура рассматривается как инструмент стратегического развития предприятия через стимулирование инноваций и управления изменениями. Организационная культура существует в любом предприятии – с момента появления организации и до самого конца – независимо от того, создается специальная служба для работы с ней или нет. Грамотное управление организационной культурой оказывает положительное влияние на бизнес предприятия. В частности, она позволяет сокращать расходы, причем не только на подбор персонала, но и на внешний PR. Предприятие с развитой корпоративной культурой пользуется авторитетом на рынке и привлекательна как для потенциальных сотрудников, так и для партнеров по бизнесу и акционеров.

Организационную культуру понимают как уникальную совокупность норм, ценностей и убеждений, определяющих способ объединения групп и отдельных личностей в организацию для достижения поставленных целей. С позиции руководства предприятий организационную культуру следует рассматривать как мощный стратегический инструмент, позволяющий ориентировать все подразделения и отдельных лиц на общие цели предприятия, мобилизовать инициативу сотрудников, обеспечивать преданность и облегчать общение.

Понимание генезиса и развития корпоративной культуры связано с раскрытием процесса перехода индустриального мира в последней трети XX века в постиндустриальную с постэкономической системы. В работах зарубежных ученых Д. Белла, Дж. Гэлбрайта, П. Дракера, И. Масуда, Ф. Тоффлера и др., а также отечественных – Ю. Д. Красовского, А. С. Виханского, А. И. Наумова, В. Н. Антипиной, С. Л. Иноземцева, С. А. Красилицикова, А. И. Субеттова и др. рассмотрены инновационные основы развития общества, новые критерии труда, порождающих современные креативные корпорации и адекватную им новую форму культуры – корпоративную культуру [2].

Сегодня в Украине организационная культура – это совокупность правил, обычаев и постоянной практики в сфере корпоративного управления, которая не получила нормативного отражения в законодательстве и базируется на общем культурном уровне общества, нормах морали, деловой практики и т.д., состояние которых обусловлено уровнем экономического развития страны и финансового рынка в частности, организационная культура рассматривается как главный механизм, который обеспечивает практическое повышение эффективности работы предприятия.

### **Совершенствование корпоративной культуры.**

Корпоративная культура включает в себя целый ряд компонентов: представление о миссии (предназначении) предприятия, ее роли в общест-

ве, основных целях и задачах деятельности; ценностные установки, сквозь призму которых оцениваются все действия сотрудников; модели поведения в различных ситуациях; стиль руководства организацией; действующая система коммуникации; нормы делового общения между членами коллектива и с клиентами (другими предприятиями, представителями власти, СМИ, широкой общественностью и т. д.); пути разрешения конфликтов; принятые в организации традиции и обычаи; символика предприятия.

Легче всего создавать корпоративную культуру “с нуля” на новых предприятиях. Большинство же функционирующих в Украине автотранспортных предприятий существуют не один десяток лет и имеют уже устоявшуюся систему внутренних ценностных ориентиров, убеждений и правил поведения. При формировании корпоративной культуры следует проводить корректировку вышеперечисленных компонентов. Причем делать это следует постепенно и тактично во избежание резкого сопротивления и неприятия нововведений со стороны сотрудников (особенно с большим стажем работы в данной организации).

С целью выявления слабых мест в организационной структуре современного автотранспортного предприятия и формулирования путей улучшения его экономических показателей, была рассмотрена производственная деятельность транспортной компании «AGS КИЕВ», которая занимается международными перевозками.

При анализе было выявлено, что одним из слабых мест на предприятии «AGS Киев» является адаптация новых сотрудников к производственной деятельности организации и достижения необходимого профессионального уровня.

В компании очень хорошие отношения между коллегами, но они слишком сдержанно и подозрительно ведут себя с новичками. Новым сотрудникам очень трудно приспособиться к новому рабочему месту, ведь рабочий день очень активный и связи между коллегами также находятся в постоянном движении.

К числу основных факторов, влияющих на адаптацию молодых специалистов, относятся: соответствие работы полученной в вузе специальности; возможность разнообразить труд специалиста, сделать ее более привлекательной; создание условий для внутренне-организационной мобильности, творческой деятельности и профессиональному продвижению; внедрение научной организации труда на рабочем месте; микроклимат в коллективе; социально-бытовое обеспечение, организация свободного времени.

Адаптация новых сотрудников в коллективе – одна из важных задач, которую приходится решать службе по работе с персоналом в организации. Надо заметить, что необходимость в формализованной процедуре адаптации существует на предприятиях среднего и крупного бизнеса. Для небольших структур, эта проблема не столь актуальна.

Процесс взаимного приспособления сотрудника и организации, основанный на принятии или непринятии первым новых профессиональных и организационных условий работы, должен быть связан как со стратегическим планированием в организации, так и с существующими программами мотивации сотрудников, оценки и развития персонала и, конечно же, со сложившейся корпоративной культурой компании.

Для успешной организационной и профессиональной адаптации целесообразно создать и развивать институт наставничества в организации, чтобы новый сотрудник после выхода на работу не был «брошенным». Наставником, как правило, может выступить либо линейный руководитель, или опытный сотрудник данного подразделения, положительно зарекомендовавшего себя. На наставника возлагается основная часть работы по профессиональной адаптации нового сотрудника, а также часть работы по организационной адаптации.

### **Список литературы**

1. Поршнева А. Г. Управление организацией / А. Г. Поршнева, З. П. Румянцева, Н. А. Саломатина. – М. : ИНФРА-М, 1999. – 669 с.
2. Гірняк О. М. Менеджмент / О. М. Гірняк, П. П. Ладновський. – Львів : Магнолія, 2007. – 352 с.

## **К ВОПРОСУ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА**

Колесник С.В., Шаньгин Е.С.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

По мере ужесточения требований к нефтедобывающим предприятиям, касающихся сохранения природы, встаёт вопрос о том, как с пользой для народного хозяйства и с минимальным отрицательным результатом распорядиться попутным нефтяным газом, который всегда присутствует при нефтеизвлечении. Ситуация осложняется тем, что количество этого газа, как и его состав, не являются величиной постоянной, что затрудняет его использование в качестве топлива или сырья для дальнейшей переработки. Ещё более значимым является запрет его на сжигание в факелах. Куда же девать попутный нефтяной газ?

Основным компонентом попутных нефтяных газов является метан (до 90 %). Его характеристики как топлива свидетельствуют о том, что это самый чистый из используемых для сжигания ископаемых. Его теплотворная способность 33,07 МДж/м<sup>3</sup>, температура воспламенения 650°С, точка замерзания минус 184°С [1, 2].

Метан используется в качестве топлива для отопления жилых и производственных помещений, в кухонных газовых плитах, а также в органическом синтезе для получения полимеров.

Метан наиболее приемлем как топливо для стационарных условий, поскольку продукты его сжигания не содержат вредных веществ, это в основном углекислый газ и водяной пар. Поэтому возникла мысль применить метан в качестве топлива для автомобилей.

Проблема загрязнения воздуха над городами продуктами выхлопа двигателей внутреннего сгорания встает в полный рост с увеличением городского парка автомобилей. Исследование состава выхлопных газов позволило выявить около 200 вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу. Попытки решить проблему путём каталитического дожигания угарного газа до двуокиси углерода только маскирует токсичность выхлопа, поскольку кроме угарного газа в выхлопных газах содержатся окислы азота, образующиеся при высокой температуре горения топлива. Перевод автомобильных бензиновых двигателей на метан, сначала частично, совместно с бензином, затем полностью, позволяет уменьшить токсичность выхлопа по угарному газу, но никак не избавляет от окислов азота [3].

Для решения этой проблемы был разработан способ уменьшения токсичности и повышения экономичности двигателя внутреннего сгорания (рис. 1). Техническая сущность этого способа заключается в том, что вместе со свежим зарядом топливно-воздушной смеси в рабочий цилиндр вводят перегретый водяной пар, полученный путём рекуперации тепла выхлопных газов [4,5].

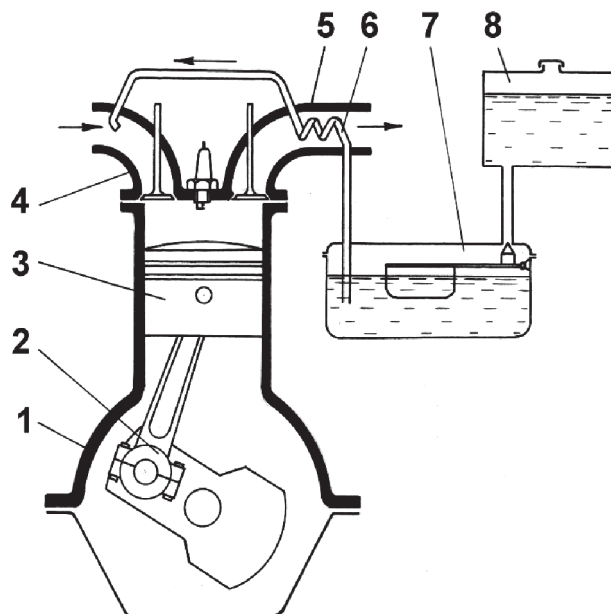


Рисунок 1 – Схема двигателя внутреннего сгорания с уменьшенным потреблением топлива. 1 – корпус двигателя; 2 – кривошипно-шатунный механизм; 3 – поршень; 4 – впускной коллектор; 5 – выпускной коллектор; 6 – теплообменник; 7 – поплавковая камера; 8 – емкость с дистиллированной водой

Введение пара в цилиндр выполняет двоякую функцию. Во-первых, пар несёт дополнительное тепло, что позволяет снизить количество топлива. Во-вторых, пар повышает плотность внутрицилиндровой среды, что в свою очередь уменьшает работу расширения нагретой субстанции и требует меньше топлива.

Двигатель работает следующим образом. После пуска и прогрева двигателя в обычном режиме на воздушно-топливной смеси из ёмкости с водой 8 через поплавковую камеру 7 вода подаётся в теплообменник 6, соединённый с выпускным коллектором 5. В теплообменнике 6 вода под действием тепла выхлопных газов превращается в пар с температурой  $400\div 450^{\circ}\text{C}$ . Полученный таким образом перегретый пар подаётся во впускной коллектор 4, где смешивается с воздухом и попадает в цилиндр двигателя. При адиабатическом сжатии смеси «воздух-топливо-пар» пар способствует диспергированию топлива, что обеспечивает его полное сгорание. Дополнительное тепло, подаваемое в цилиндр двигателя с паром, позволяет уменьшить потребление топлива и снизить температуру его горения. Это в свою очередь уменьшает количество окислов азота и, в конечном счёте, снижает токсичность выхлопа.

Математическая модель, разработанная Институтом физики молекул и кристаллов Уфимского научного центра АН РФ для исследования внутрицилиндровых процессов горения топлива с инертными добавками (например, водяного пара), позволила определить величину экономии топлива без снижения мощности двигателя, которая теоретически может достигать 68%, а токсичность выхлопа снижается на порядок. Построенная и испытанная экспериментальная установка показала практическое снижение потребления топлива на 52% с одновременным уменьшением токсичности выхлопа в 8,5 раз. Температура горения топлива снижается с  $1800^{\circ}\text{C}$  до  $950^{\circ}\text{C}$ , уменьшая тем самым величину термического загрязнения среды.

Таким образом, при массовом применении предложенного способа борьбы за экономичность и чистоту выхлопа автомобильных двигателей, переведённых на метан, можно реально уменьшить загрязнение воздуха над городами с одновременным увеличением в  $2\div 2,5$  пробега на одну заправку.

Несколько сложнее обстоит дело с переводом на метан дизельных двигателей, хотя именно они определяют эффективность газового топлива, поскольку обладают повышенной удельной мощностью и высоким КПД. Существует два основных аспекта целесообразности перевода дизельного двигателя на газовое топливо, в основном это касается грузового автотранспорта.

Первый аспект – экономический. Из-за разности стоимости дизельного и газового топлив переводить дизельный двигатель на газ выгодно. Например, на конец 2015 г. стоимость 1 литра дизтоплива составляла  $29,3\div 34,5$  руб., стоимость 1 литра пропан-бутана составляла  $11,5\div 12,5$  руб. стоимость  $1\text{ м}^3$  метана составляла 9,5 руб.

Вторым аспектом является уменьшение токсичности выхлопных газов при переводе дизеля на газовое топливо. Особенно уменьшается дымность выхлопа и содержание твёрдых частиц (сажи).

Сложность перевода дизеля на газовое питание заключается в разности температур воспламенения дизельного топлива и метана. При сжатии воздуха в цилиндре происходит его адиабатический нагрев до  $400\div 450^{\circ}\text{C}$ . Для воспламенения дизельного топлива этой температуры вполне достаточно, поскольку оно начинает гореть при  $350^{\circ}\text{C}$ . Но простую замену дизельного топлива на метан осуществит невозможно, потому что метан воспламеняется при  $600^{\circ}\text{C}$ .

На практике используются два принципиально различающихся способа перевода дизельных двигателей на питание газовым топливом.

Первый способ – переоборудование дизельного двигателя в двигатель внутреннего сгорания с воспламенением газозвушной смеси от искры (полное замещение топлива).

Данный способ достаточно радикальный и связан со значительным изменением конструкции базового двигателя. При этом с двигателя демонтируют дизельную топливную аппаратуру, уменьшают степень сжатия до  $11\div 14$  единиц, устанавливают систему зажигания, топливоподающую газовую систему и газовые баллоны. В результате двигатель работает на газовом топливе, которое имеет стоимость ниже, чем дизельное топливо. Экологические параметры отработавших газов модернизированного дизеля, как правило, выше исходного двигателя, мощностные параметры находятся на одном уровне с базовым двигателем.

После переоборудования двигатель уже не может больше работать на дизельном топливе, обратная операция практически невозможна.

Использование газодизельного режима. В газодизельном режиме в двигатель подают два топлива – основное дизельное (но в меньшем количестве, чем в базовом), дополнительное – газовое (топливо для замещения). При этом основное дизельное топливо играет роль «запальной» дозы для воспламенения интегральной газозвушной топливной смеси. Важным моментом при использовании газодизельного режима является тот факт, что возможен переход на исходный дизельный режим в любой момент времени, как правило, переключатель режима находится в кабине водителя (рис. 2).

Для перевода работы двигателя с дизельного топлива на газ достаточно установить форсунку 14 в режим подачи минимального количества топлива и зафиксировать её в этом положении. Все остальные части топливной системы работают в штатном режиме. Затем открывают вентиль баллона 2 и подают газ в регулятор 11, приводимый в действие педалью 12. Газ поступает во впускной коллектор через трубку 13 и вместе с потоком воздуха попадает в рабочий цилиндр. После сжатия воздушно-газовой смеси в цилиндре повышается температура и остаётся только инициировать её горение. Для этого в цилиндр через форсунку 14 впрыскивается минимальная

порция дизельного топлива, играющего роль запального заряда. Температура в цилиндре достаточная для воспламенения дизельного топлива, которое сгорая, поджигает газ.

Таким образом, переход дизельного двигателя на газовое питание позволяет решить несколько задач:

- снизить токсичность выхлопных газов двигателя, а при введении водяного пара в рабочий цилиндр снижение токсичности может достигнуть 10÷12-кратной величины;
- повысить экономичность двигателя, практически вдвое повышая пробег автомобиля на одной заправке;
- значительно (в 3÷3,5 раза) снизить затраты на топливо, повышая тем самым экономические показатели;
- одновременно решается вопрос утилизации попутного нефтяного газа.

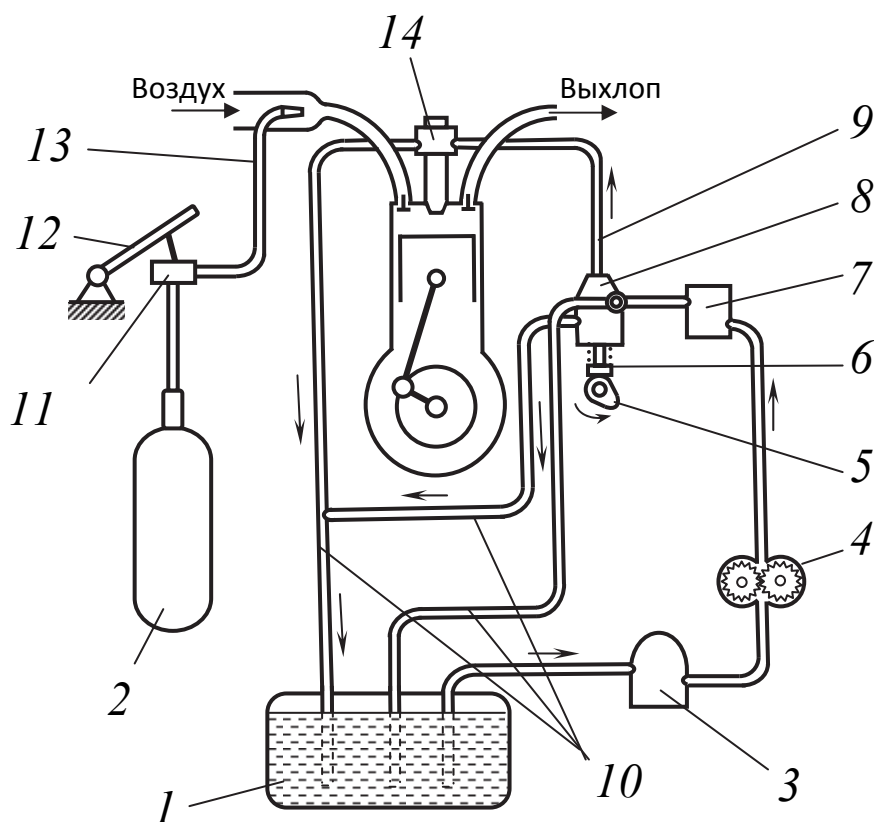


Рисунок 2 – Схема топливной системы дизеля с газовым питанием.

- 1 – топливный бак для дизельного топлива; 2 – газовый баллон; 3 – фильтр грубой очистки дизельного топлива; 4 – шестерённый насос; 5 – кулачковый вал; 6 – плунжер; 7 – фильтр тонкой очистки дизельного топлива; 8 – топливный насос; 9 – нагнетательная трубка; 10 – трубки отлива топлива; 11 – регулятор подачи газа; 12 – педаль акселератора автомобиля; 13 – трубка подачи газа; 14 – форсунка

## Список литературы

1. Справочник химика./ Редкол.: Никольский Б.П. и др. – 3-е изд., испр.- Л.: Химия. 1071. – Т. 2. – 1168 с.



2. Гауптман З., Грефе Ю., Ремане Х. «Органическая химия». – М.: «Химия». 1079. С. 203.

3. Шаньгин Е.С. Спасти от автомобиля? / Бизнес-журнал Республики Башкортостан. –Уфа: № 5. 2013. С. 16-18.

4. Патент RU № 2033553, кл. F02M25/022. 1995.

5. Патент RU № 2094642, кл. F02M25/032. 1997.

## **ВОДОИСПАРИТЕЛЬНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ В ИСПЫТАНИЯХ КАБИН СТРОИТЕЛЬНЫХ БУЛЬДОЗЕРОВ**

Кормин А.М., Аникин И.Ю., Темирбаев Р.М.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

В условиях средней полосы нашей страны трактористы-бульдозеристы работают в дискомфортных климатических условиях в осенне-весенний период 14–20%, а в летний – 43–65% рабочего времени. Это ведет к снижению производительности труда, повышает заболеваемость механизаторов, увеличивает текучесть кадров, обуславливает значительные материальные потери и является существенным тормозом на пути подъема сельскохозяйственного производства. По данным ряда авторов [1, 2], комфортные климатические условия труда повышают производительность труда механизаторов на 15–20%.

В условиях ведения строительно-монтажных работ в пустынной и степной местности (Сирия, Ирак, Казахстан) показатели дискомфорта имеют решающее значение для продолжительности рабочего дня. Зачастую, плохо подготовленная техника позволяет проводить работы только ночью. Что приводит к перерасходу средств фонда заработной платы (оплата труда в ночное время – дороже в соответствии с трудовым кодексом).

Создание комфортных условий труда возможно путем совершенствования конструкций самих кабин, а также систем обогрева, охлаждения и фильтрации воздуха.

В настоящее время на бульдозерах и трубоукладчиках устанавливаются охладители водоиспарительного типа. Однако такие охладители могут способствовать некоторому улучшению теплового режима в кбинах только в районах с сухим и жарким климатом за счет повышения влажности воздуха. Разрабатываются охладители и косвенного испарительного охлаждения. Один из таких охладителей разработан [3] и испытан в условиях Западного Казахстана.

Он представляет собой лоток, установленный на месте вентиляционного люка, в котором располагается увлажненный материал, в качестве которого использовалась мешковина и почвенная пыль. Для подачи воды в ло-

ток использовали установленный в кабине сосуд с водой, насос и трубопровод с распыляющими форсунками. С целью эффективного испарения воды для охлаждения кровли кабины над ней установлен экран из теплоизоляционного материала. Результаты сравнительных испытаний кабин без охладителя и с охладителем представлены температурными полями на продольном разрезе кабины в месте расположения механизатора. Ортогональными проекциями к изотермам показаны направления тепловых потоков. Анализ тепловой обстановки стандартной кабины свидетельствует о том, что основным источником теплоступлений в кабину является кровля, имеющая самую значительную температуру. Необходимо заметить, что установка охладителя и экрана на кровле кабины снизило температуру кровли почти на  $20^{\circ}\text{C}$  и она стала местом стока тепла. Температура воздуха при этом понизилась на  $5\text{--}6^{\circ}\text{C}$  и стала значительно равномерней по всему объему кабины. Средневзвешенная температура указанных на рисунках поверхностей снизилась соответственно с  $38,1^{\circ}\text{C}$  до  $33,1^{\circ}\text{C}$ . Влажность воздуха в кабине при установке предложенного охладителя увеличилась на 7%. Основным источником теплоступлений в этом случае является только панель приборов.

Оценка эффективности предложенного охладителя, по полезной мощности охлаждения проводилась при помощи методики, разработанной в лаборатории микроклимата [4]. Для условий проведения экспериментов она выразилась в снижении теплопритоков в кабину на 420Вт. Это превышает эффективность серийно выпускаемого водоиспарительного охладителя ВТ-300.

Здесь следует отметить, что чем выше температура наружного воздуха и поток солнечной радиации, тем выше будет эффективность предлагаемого устройства охлаждения. Простота конструкции и применение общедоступных материалов определили высокую эксплуатационную надежность такого охладителя. Кроме того, при работе машины в холодный период года щель между экраном и кровлей кабины можно закрыть по всему периметру, в результате чего образуется плоскость с неветилируемой воздушной прослойкой, имеющей большое термическое сопротивление, что обуславливает уменьшение теплотерь кабиной.

На основе вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Разработан и испытан макетный образец водоиспарительного охладителя применительно к кабине трактора Т0-12.24Е1/Е2 ВДФ ГСТ производства завода «ДСТ-Урал» (гор. Челябинск).

2. Результаты исследований показали значительную эффективность разработанного охладителя, превышающего эффективность серийно выпускаемого для этих же целей кондиционера ВТ-300. Предложенный образец охладителя прост и надёжен. Он может быть изготовлен в обычных мастерских.

## Список литературы

1. Осовецкая Ц. М. Условия труда механизаторов хлопководства и пути их улучшения. – Ташкент: Фай, 1983.
2. Вайскран Е.В. Повышение эффективности использования машин для земляных работ в условиях жаркого климата. – М.: Стройиздат, 1983.
3. А.с. 1169844 (СССР). Охладитель для кабин транспортного средства А. И. Гавриченко. – Заявл. 23.05.83. Опубл. 30.07.85 в Б.И. № 28, В60Н1/32.
4. А.с. 1219929 (СССР). Способ определения эффективности средств теплозащиты кабины транспортного средства. А.И. Гавриченко, К.Н. Белоус. – Заявл. 31.07.84; Опубл. 23.03.88 Б.И. № 11; G01K17/08; В60Н1/22.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО СОСТОЯНИЯ КАБИНЫ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН

Кормин А.М., Аникин И.Ю., Козлов А.В.

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Инвестиции в научные исследования в области эргономики и охраны труда позволяют за короткий срок и при минимальных вложениях увеличить производительность труда в нефтегазовой промышленности и снизить травматизм на производстве.

Имеются положительные примеры таких инвестиций. Так, группа учёных из Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) провела ряд исследований в области охраны труда в нефтегазовой промышленности. Для нефтегазодобывающих предприятий ЯНАО эта тема очень актуальна. Высокая текучесть кадров, и как следствие – снижение уровня профподготовки, резко увеличивают травматизм на производстве. Кроме того, для нефтегазовой промышленности характерна сезонность, широкий разброс подразделений по климатическим районам планеты (Южная Америка, Северная и Южная Африка, Ближний Восток, Юго-Восточная Азия). Все эти негативные факторы значительно влияют на травматизм на производстве, удлиняют сроки и стоимость проведения работ, увеличивают текучесть кадров.

По данным многочисленных исследований, проводимых в различных климатических зонах нашей страны и мира, условия труда в кабинах трубоукладчиков, значительно отличаются от нормативных требований. Так, температура воздуха в тёплый период эксплуатации, по данным протоколов испытаний, на 10...17 градусов выше, а в холодный – на 8...12 ниже допустимой.

Такой дискомфорт обуславливает снижение производительности труда, потери рабочего времени вследствие заболеваний и вынужденных перерывов в работе, а также способствует созданию травмоопасных ситуаций в результате повышенной утомляемости машинистов.

Создание таких условий возможно только при кондиционировании воздуха в кабинах. Однако оснащение кабин системами кондиционирования воздуха ведёт к значительным увеличениям капитальных и эксплуатационных затрат в закупку и эксплуатацию техники. Учитывая огромный парк техники, требующей нормализации микроклимата в кабинах, а также разнообразие климатических зон её эксплуатации, существует необходимость дифференцированного подхода к оснащению и распределению машин по районам эксплуатации. Это позволит значительно уменьшить затраты на кондиционирование кабин трубоукладчиков.

В настоящее время для уменьшения перегревов в кабинах отечественных трубоукладчиков и других строительных машин устанавливаются вентиляционные установки или воздухоохладители испарительного типа. Понятно, что они не могут нормализовать микроклимат во всём диапазоне условий эксплуатации, но есть районы, в которых упомянутые средства способны довести до нормативных показатели теплового состояния кабин.

Цель данной работы состоит в том, чтобы на основе прогнозирования теплового состояния кабин разработать предложения для районирования территории страны по признаку достаточной эффективности использования вентиляции и водоиспарительного охлаждения при нормализации климатических условий труда в кабинах трубоукладчиков, а также самоходных строительных и дорожных машин. Это позволит обеспечить рациональную комплектацию кабин машин средствами нормализации микроклимата и районированное использование их в зависимости от условий эксплуатации, а также может служить основой для расчёта количества машин, комплектуемых различными средствами.

Воспользуемся анализом описания теплопоступлений в кабину приведенными различными авторами [1, 2, 3, 4] и на его основе запишем, что общие теплопоступления в кабину  $Q_{\Sigma}$  в летний период складываются из теплопоступлений от наружного воздуха  $Q_{\tau}$ , от солнечной радиации  $Q_{P}$ , от людей в кабине  $Q_{Л}$  и работающего оборудования  $Q_{O}$  т.е.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\tau} + Q_{P} + Q_{Л} + Q_{O} \quad (1)$$

Из четырёх слагаемых этого уравнения, два первых зависят от интенсивности солнечной радиации, внутренней и наружной температуры, а два последних являются практически постоянными. Поэтому можно записать уравнение множественной регрессии, относительно суммарных теплопоступлений, которые определяют  $Q_{\Sigma}$ , таким образом,

$$Q_{\Sigma} = a_0 + a_1 I + a_2 \tau_H, \quad (2)$$

где  $\tau_H$  – температура наружного воздуха, °С.

Имея два способа расчета суммарных теплопоступлений в кабину по уравнениям (1) и (2) составим из них систему уравнений:

$$\begin{cases} Q_{\Sigma} = K_{\text{э}} F (\tau_{B1} - \tau_H) \\ Q_{\Sigma} = a_0 + a_1 I + a_2 \tau_H \end{cases} \quad (3)$$

Решая эту систему относительно  $\tau_{B1}$ , имеем:

$$\tau_{B1} = \left( 1 + \frac{a_2}{K_{\text{э}} F} \right) \tau_H + \frac{a_0}{K_{\text{э}} F} + \frac{a_1}{K_{\text{э}} F} I \quad (4)$$

Обозначая

$$b_0 = \frac{a_0}{K_{\text{э}} F}, \quad b_1 = \frac{a_1}{K_{\text{э}} F}, \quad b_2 = 1 + \frac{a_2}{K_{\text{э}} F},$$

получаем

$$\tau_{B1} = b_0 + b_1 I + b_2 \tau_H \quad (5)$$

Для определения параметров этого уравнения, исходят из метода наименьших квадратов, находя минимум функции, которую записываем по уравнению (5), в соответствии с теорией статистики [5, 6]:

$$f = \Sigma [\tau_{B1} - b_0 - b_1 I - b_2 \tau_H]^2 \quad (6)$$

При этом получают следующую систему нормальных уравнений:

$$\begin{cases} nb_0 + b_1 \Sigma \tau_H + b_2 \Sigma I = \Sigma \tau_{B1} \\ b_0 \Sigma \tau_H + b_1 \Sigma \tau_H^2 + \Sigma \tau_H I = \Sigma \tau_H \tau_{B1} \\ b_0 \Sigma I + b_1 \Sigma \tau_H I + b_2 \Sigma I^2 = \Sigma \tau_{B1} I \end{cases} \quad (7)$$

Сделав представительную выборку по результатам испытания машин в различных условиях эксплуатации, для расчёта коэффициентов уравнения регрессии была составлена таблица 1.

С учетом данных таблицы 1 система уравнений (7) принимает следующий вид:

$$\begin{cases} 17b_0 + 443,1b_1 + 9700b_2 = 583,1 \\ 443,1b_0 + 11720,41b_1 + 257761b_2 = 15421,3 \\ 9700b_0 + 257761b_1 + 5689000b_2 = 339336 \end{cases} \quad (8)$$

Таблица показателей для регрессионного анализа

Место испытаний	Экспериментальные значения		Расчетные значения		Разница значений	
	$\tau_{\text{н}}$	$\tau_{\text{в}}$	$I$	$\Delta\tau$	$\tau_{\text{в}}$	$\Delta\tau_{\text{в}}$
Багдад	34	42,1	800	8,1	44,65	+2,5
Дамаск	32	44,2	710	12,2	41,5	-2,7
Тегеран	28	35,8	650	7,8	37,2	+1,6
Уфа	28	36,8	650	8,8	37,37	+0,4
Казань	27	34	720	7	37,2	+1,6
Астана	27	37	650	10	35,6	-0,6
Баку	25	30	500	5	36,4	+2,3
Грозный	25	30	500	5	32,3	+2,3
Якутск	25	35	750	10	32,6	-2,4
Луанда	24	35	500	11	31,4	-3,6
Хошимин	24	30	500	6	31,4	+1,4

Решение этой системы определило зависимость температуры внутреннего воздуха от наружных условий в виде следующего уравнения множественной регрессии:

$$\tau_{\text{в}} = 3,3117 + 0,8292\tau_{\text{н}} + 0,016432I \quad (9)$$

Совокупный коэффициент корреляции при этом составляет  $R=0,9023$ , что показывает на довольно тесную связь между представленными в уравнении (5) величинами.

Теперь для расчета суммарных теплопоступлений в кабину по уравнению имеются все данные.

Внедрение результатов научных исследований позволяет увеличить производительность труда в ЯНАО. В результате снижается социальная напряжённость в трудовых коллективах и в регионе в целом, наблюдается рост доходов. Всё это благоприятно влияет на имидж фирм и ЯНАО в целом.

### Список литературы

1. Гавриченко, А.И. Прогнозирование теплового состояния кабин: брошюра / А.И. Гавриченко, А.М. Кормин, Л.Д. Водяшкина, Л.А. Чернышова. – Орел, Курган: 2008.
2. Михайлов, М.В. Микроклимат в кабинах мобильных машин. Машиностроение / М.В. Михайлов, С.В. Гусева. – М., 1987. – 230 с.
3. Гусева С.В. Исследование и улучшение микроклимата в кабинах / Автореф. дис.... канд. тех. наук. – М., 1994. – 29с.
4. Моляренко, Л.Г. Исследование системы кондиционирования воздуха в помещениях малого объема на примере трактора / Автореф. дис... канд. тех. наук. – М., 1976.

5. Михайлов, В.А. Исследование и разработка средств улучшения микроклимата в кабине универсального трактора / Автореф. дис.... канд. тех. наук. – М., 1976. – 28с.

6. Венецкий, И.Г. Теория вероятностей и математическая статистика. Статистика / И.Г. Венецкий, Г.С. Кильдишев. – М., 1975. – 260с.

## АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА ДЛЯ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ

Кураков Е.В., Подскребкин А.Д.  
Филиал ТИУ в г. Нижневартовске

В статье рассмотрены альтернативные виды топлива для производственной сферы транспортного комплекса. В связи с ресурсной ограниченностью топливных запасов и необходимостью обеспечения энергетического баланса на первый план выдвигается задача эффективного использования альтернативных видов топлива. Анализ технических, экологических и экономических критериев различных видов альтернативного топлива позволяет сделать вывод, что водород имеет значительные преимущества и перспективы для дальнейшего использования в качестве топлива для автомобильного транспорта.

За последние 50 лет потребление ископаемых топливных ресурсов (газа, нефти, угля и др.) увеличилось в 2,5 раза. Ископаемые виды топлива составляют 82% мирового энергобаланса, 29% из которых приходится на транспортный комплекс. Ожидается, что к 2050 году рост населения и ВВП повысят спрос на энергоносители на 16%. Учитывая нарастающую проблему загрязнения окружающей среды и истощаемость источников природных ресурсов, дальнейшее развитие топливной энергетики должно иметь эколого-экономическую направленность. Высокие экологические и экономические показатели альтернативных видов топлива на конечной стадии потребления являются важными факторами, определяющими целесообразность перехода транспортного комплекса на новую топливную систему.

В настоящее время единая классификация альтернативных видов топлива пока не принята. Под **альтернативными видами топлива** понимаются нетрадиционные виды топлива, которые могут быть получены из органических масс (в этом случае они называются биотопливом) или из ископаемых видов энергоресурсов (в этом случае они называются синтетическим топливом). Смеси ископаемых видов топлива и биотоплива также рассматриваются как альтернативные виды топлива (например, смесь бензина и биоэтанола).

Среди альтернативных видов транспортного топлива растет **роль спиртов** (метанол – в топливных элементах, этанол и смеси с ним – в дви-

гателях внутреннего сгорания). В обычных транспортных системах этанол применяется не в чистом виде, а только в примеси к бензину.

Топливо E85 которое в настоящее время представлено на рынках содержит 85% биоэтанола и 15% бензина. Основными способами получения биоэтанола ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ ) являются сбраживание пищевого сырья (переработка содержащегося в сырье сахара в спирт), гидролиз растительного сырья и гидратация этилена (синтетический спирт). Новый тип автомобилей Flexible Fuel Vehicles (- автомобили на «гибком» топливе, FFV) создан на основе топливного стандарта E85.

Лидером в использовании этанола для транспортного комплекса является Бразилия, которая благодаря высоким урожаям сахарного тростника и низкой стоимости рабочей силы, обеспечивает 40 % своих потребностей в топливе за счёт спирта. США является вторым мировым лидером по масштабному изготовлению этанола для нужд автотранспорта.

**Метанол** (метилловый спирт,  $\text{CH}_3\text{OH}$ ) может быть получен из любого сырья, содержащего углерод, например природного газа, угля или биомассы. Метанол может использоваться как в чистом виде, так и в примесях с бензином. В состав представленного на рынке топлива M85 входит метанол (85%) и бензин (15%). Из-за высокого октанового числа и низких показателей пожароопасности метанол широко используется в гоночных автомобилях.

Основными преимуществами метанола и этанола, как альтернативных видов моторного топлива, являются: 1) низкая себестоимость производства; 2) легкий технологический цикл переработки; 3) наличие возобновляемых сырьевых источников 4) наличие крупнотоннажных промышленных производств.

Технологическим недостатком такого вида топлива является невысокая эффективность по сравнению с бензином, поскольку моторные средства, использующие этанол и метанол в качестве топлива, требуется заправлять чаще. Экономическим недостатком является вероятность того, что в долгосрочной перспективе масштабное производство спиртов, как источника топлива, приведет к значительному увеличению стоимости зерновых культур используемых в его производстве. Это может послужить причиной того, что стоимость единицы производства и реализации такого вида топлива окажется очень высокой.

Самым распространенным из представленных на рынке альтернативных видов транспортного топлива является **природный газ**. Он признан одним из экологически чистых видов топлива. Основными продуктами сгорания природного газа являются двуокись углерода и водяной пар. При сжигании природного газа в атмосферу выделяется очень небольшое количество оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ), двуокиси серы ( $\text{SO}_2$ ), окиси и двуокиси углерода ( $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ ) и других реакционно-способных углеводородов. Это значительно увеличивает его преимущество в использовании по сравнению с



углем и нефтью, которые состоят из гораздо более сложных молекул, и при сжигании высвобождают более высокие уровни вредных выбросов, такие как оксиды азота и диоксид серы.

В качестве автомобильного топлива природный газ применяется в двух состояниях: сжатом (сжатом до 200 атмосфер) и сжиженном (охлажденном до  $-160^{\circ}\text{C}$ ). Сжиженный газ представленный на рынке топливом марки LPG (Liquefied Petroleum Gas), является наиболее перспективным и безопасным.

Основным компонентом природного газа, является метан. Источниками метана являются рудниковые шахты, сточные воды, свалки. Помимо традиционной добычи, метан можно получать при переработке органических отходов. Такой, получаемый вследствие анаэробного сбраживания биогаз, является конечным продуктом микробиологической ферментации (метаболический продукт метановых бактерий) и аналогичен свойствам природного газа.

Свойства метана имеют ряд экономических и технологических преимуществ по сравнению с традиционными источниками топлива. Стоимость кубического метра метана в 3.5 раза меньше стоимости бензина, при этом расход метана более экономичен. Метан не содержит примесей, а значит, при сгорании, не образует отложений в топливной системе. Эти свойства позволяют двигателям на метане работать дольше и эффективнее. На сегодняшний день в мире насчитывается более 17 миллионов автомобилей, работающих на метане, и это число продолжает расти. Практически все крупнейшие автопроизводители выпускают транспортные средства на этом виде топлива – Chevrolet, Audi, Volvo, Opel, Peugeot, Scania, Fiat, Honda, Toyota и др..

В среднесрочной перспективе природный газ может рассматриваться как одна из альтернатив традиционному топливу за счет снижения выбросов в окружающую среду и низкой себестоимости дополнительного оборудования. Однако, в долгосрочной перспективе перевод транспортного комплекса на сжиженный газ связан с проблемой ограниченности запасов и увеличением себестоимости добычи. По некоторым подсчетам общих запасов газа может хватить примерно на 200 лет, однако при массовом переводе топливной энергетики на такой вид топлива этот срок существенно сократится.

**Электроэнергию**, как энергоноситель для транспортных средств получают в топливных элементах в процессе реакции водорода и кислорода, или из аккумуляторных батарей. Для обеспечения безопасной и эффективной работы такие аккумуляторы должны использоваться в определенных диапазонах температуры и напряжения.

Транспортные средства с электрическими источниками топлива (electric vehicle, EV) отличаются от автомобилей, работающих на традиционном топливе тем, что потребляемое ими электричество может генериро-

ваться из широкого спектра возобновляемых источников энергии, включая гидроэнергию, солнечную энергию, энергию ветра и др.. Ключевым преимуществом электромобилей является регенеративная способность восстанавливать энергию, затраченную во время эксплуатации.

Основными недостатками использования электричества в качестве топливного источника является большая длительность зарядки (до 11 часов), ограничение по пробегу автомобиля между зарядками аккумулятора (150–200 километров против 650–950 километров на традиционных видах топлива); и более низкая мощность по сравнению с бензиновыми автомобилями. Потенциальным недостатком таких транспортных средств будут являться косвенные загрязняющие выбросы в окружающую среду при производстве электроэнергии на электростанциях. Производство автомобилей на солнечных батареях пока также не сможет стать альтернативой автомобилям с жидким топливом из-за высокой стоимости (от \$500 тыс), низкой мощности (максимальная скорость – 60–80 км/ч) и высокой зависимости от сезонной солнечной активности.

Тем не менее, использование электроэнергии как альтернативного источника топлива для моторных средств кардинально решает проблему токсичности отработавших газов и негативного воздействия на окружающую среду. Поэтому, за последние годы увеличилось производство транспортных средств, работающих с использованием электричества. Китай является мировым лидером в сегменте производства сверхмощных электрических автомобилей. На декабрь 2016 года количество произведенных электромобилей в Китае составило 950 000 единиц.

Из всех вышеперечисленных альтернативных источников автомобильного топлива наилучшие перспективы с экономической и экологической точек зрения имеет **водород** (H<sub>2</sub>). В природе водород находится в связанном состоянии и является не энергоресурсом (как газ, нефть или уголь), а энергоносителем, т.е. для его получения необходимо использовать другие ресурсы и энергию. Водород обладает намного более широким, по сравнению с бензином, диапазоном пропорций смешивания с воздухом и имеет более высокую чистоту сгорания. Коэффициент полезного действия современного автомобильного двигателя внутреннего сгорания, работающего на традиционном топливе, достигает 35 %, КПД водородного топливного элемента – 45 % и более.

Большим препятствием для производителей автомобилей на водородном топливе является стоимость существующих технологий. Например, используемый в автомобилях набор топливных элементов, опирается на платину в качестве катализатора. Недавно ученые из американского исследовательского центра CWRU (Case Western Reserve University) разработали катализатор из углеродных нанотрубок, который в 650 раз дешевле, чем платина. Переработка такого катализатора позволит снизить стоимость топливных элементов. Тем не менее, такие водородные технологии, как па-

ровая конверсия метана, термохимическое разложение воды и сетевой электролиз экономически более эффективны и выгодны, чем производство традиционных видов топлива.

В сентябре 2002 года парламент Европейского Союза принял долгосрочную (50 лет) программу перехода к интегрированной водородной экономике в масштабах всей Европы. Интерес к водородной экономике объясняется значительными преимуществами водорода перед остальными альтернативными источниками топлива: 1) широкая распространенность водорода; 2) экологичность продуктов использования водорода; 3) легкость водорода и способность к диффузии приводит к относительно низкой взрывоопасности: сила взрыва водорода в 22 раза меньше, чем взрыв бензиновых паров; 4) быстрое и эффективное преобразование водорода в электроэнергию – коэффициент полезного действия топливных элементов достигает 65–75%; 5) теоретические потери энергии при транспортировке водорода значительно ниже, чем при передаче энергии через линии электропередач.

В структуре производства промышленных газов в России водород занимает около 15%. Способ производства водорода в России происходит при помощи технологий, отличных от зарубежных CTL-технологий (газификация угля).

Среди мировых компаний, которые уже производят автомобили на водородном топливе – Honda, Hyundai, Toyota. Разработкой транспортных средств на водородном топливе также занимаются Audi, BMW, Daimler, Ford, Nissan и др.

Учитывая нарастающий «энергетический голод» и увеличивающуюся техногенную нагрузку на окружающую среду необходимо проводить эколого-экономическую переориентацию производств на энергосберегающие технологии, которые позволят транспортному комплексу работать на более эффективных возобновляемых источниках топлива.

## Список литературы

1. Картамышева Н. С., Картамышева Е. С., Биекенова А. С., Перевала М. Н. Водород – топливо будущего? // Молодой ученый, 2015. №14.
2. Синяк Ю. В., Петров В. Ю. Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства // Проблемы прогнозирования, 2008. № 3.
3. Петров В.Ю., Конкурентоспособность водорода как моторного топлива на автомобильном транспорте // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 20018. № 6.
4. Ono, Katsutoshi, Fundamental Theories on a Combined Energy Cycle of an Electrostatic Induction Hydrogen Electrolytic Cell and Fuel Cell to Produce Fully Sustainable Hydrogen Energy, Electrical // Engineering in Japan. 190 (2), 2015.

5. Российская Национальная ассоциация водородной энергетики (НА-ВЭ РФ) // <http://h2org.ru>.

6. The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET) Model, Transportation Technology R&D Center, <http://www.transportation.anl.gov>

7. ОПЕС, Annual Statistical Bulletin, 2016.

## **ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ АВТОМОБИЛЕЙ 4320-1951-40 АЦ-32У В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

Макарова А.Н.

Тюменский индустриальный университет

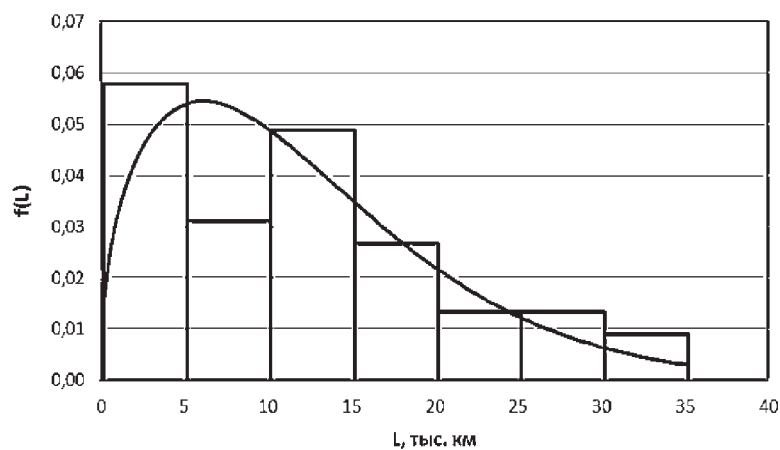
Обеспечение надежности автомобилей, используемых в процессах нефтегазодобычи, является актуальной проблемой [2, 3, 6, 13], поскольку технологический транспорт играет важную роль в процессах добычи нефти: от его работы зависит своевременность доставки грузов и персонала на нефтедобывающих подразделениях [7, 12]. Специальные автомобили принимают непосредственное участие в технологических процессах разведки, бурения, добычи нефти, капитального ремонта скважин. Их отказы ведут к простоям основного производства, потере прибыли, увеличению затрат на ремонт [1, 4, 5, 8, 9, 10].

Целью работы является анализ статистических данных об отказах автомобилей и определение путей повышения надежности.

Для достижения поставленной цели собраны и обработаны данные о наработках на отказ автомобилей УРАЛ-4320-1951-40 АЦ-32У в Сургутском УПНПиКРС ОАО «Сургутнефтегаз» в период с 2006 по 2015 год. Данные обработаны по стандартным методикам с использованием Microsoft Excel, а также прикладных программ, разработанных на кафедре «Сервис автомобилей и технологических машин ТюмИУ» (рис. 1 ... 4).

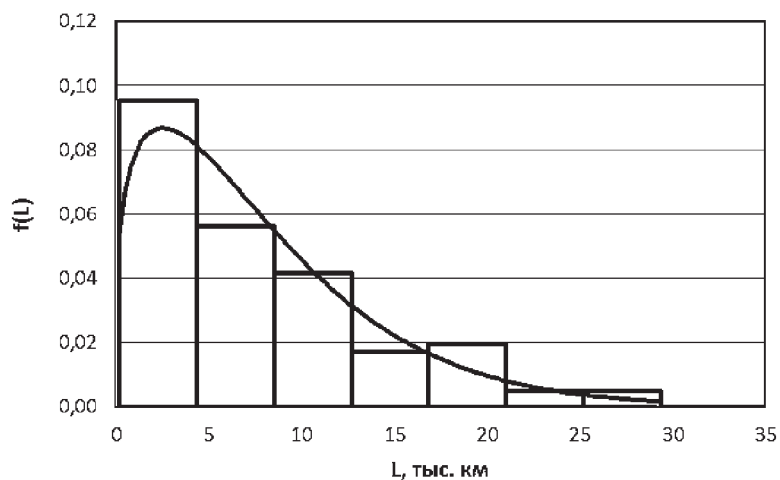
Полученные данные о фактических наработках на отказ агрегатов и систем автомобилей позволяют:

- определять нормативы периодичности ТО для предупреждения отказов [11];
- определять фактические трудоемкости ТР для планирования потребности в постах ремонта, производственных площадях, потребности в ремонтных рабочих, запасных частях и материалах для ремонта [8];
- планировать затраты на ТО и ТР, а также определять оптимальные сроки службы автомобилей [9].



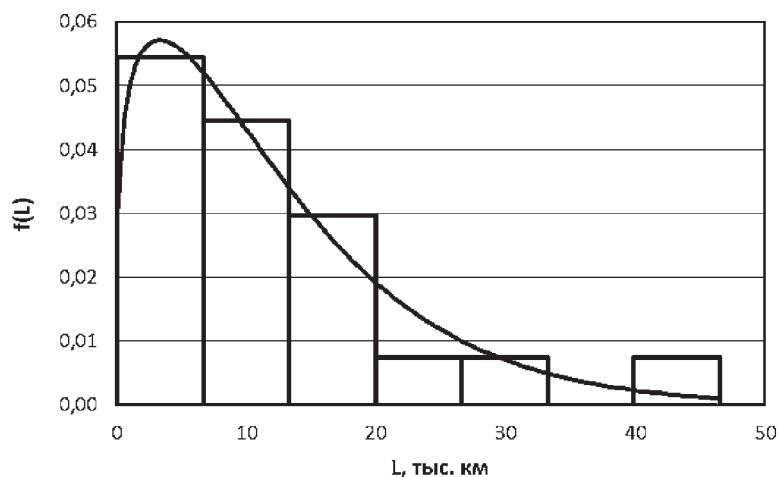
Номер интервала	Начало интервала	Конец интервала	Середина интервала	n	n/N	X n/N	(X-Xcp)	(X-Xcp) <sup>2</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>3</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>4</sup> n/N	n/N X <sup>2</sup>
1	0,18	5,19	2,69	13	0,289	0,78	-9,584	26,43	-252,75	2417,36	1,2155
2	5,19	10,19	7,69	7	0,156	1,20	-4,560	3,23	-14,75	67,24	3,0209
3	10,19	15,20	12,70	11	0,244	3,10	0,445	0,05	0,02	0,01	9,8388
4	15,20	20,20	17,70	6	0,133	2,36	5,449	3,98	21,58	117,58	8,7008
5	20,20	25,21	22,70	3	0,067	1,51	10,454	7,29	78,16	798,23	6,2484
6	25,21	30,21	27,71	3	0,067	1,85	15,459	15,93	248,27	3807,02	8,3478
7	30,21	35,22	32,71	2	0,044	1,45	20,463	18,61	380,83	7793,09	7,0846
Сумма				45		12,25		75,50	457,37	14998,48	44,4567
						$Mx = 12,25$		$Dx = 75,50$		$As = 0,70$	
						$N = 45$		$Sx = 8,69$		$Ex = -0,37$	
								$Vx = 0,71$		$\alpha = 1,45$	
										$\beta = 44,48$	

Рисунок 1 – Распределение наработок на отказ рулевого управления



Номер интервала	Начало интервала	Конец интервала	Середина интервала	n	n/N	X n/N	(X-Xcp)	(X-Xcp) <sup>2</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>3</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>4</sup> n/N	n/N X <sup>2</sup>
1	0,18	4,35	2,27	39	0,398	0,90	-5,813	12,54	-70,39	395,10	1,1285
2	4,35	8,52	6,44	23	0,235	1,51	-1,448	0,49	-0,71	1,03	2,5004
3	8,52	12,69	10,60	17	0,173	1,84	2,722	1,28	3,50	9,52	3,4859
4	12,69	16,85	14,77	7	0,071	1,08	8,889	3,39	23,35	160,88	2,1874
5	16,85	21,02	18,94	8	0,082	1,55	11,056	9,98	110,33	1219,90	3,4283
6	21,02	25,19	23,10	2	0,020	0,47	15,224	4,73	72,01	1086,24	1,1038
7	25,19	29,36	27,27	2	0,020	0,56	19,391	7,67	148,81	2885,57	1,3624
Сумма				98		7,88		40,09	286,90	5768,23	15,1945
						$Mx = 7,88$		$Dx = 40,09$		$As = 1,13$	
						$N = 98$		$Sx = 6,33$		$Ex = 0,59$	
								$Vx = 0,80$		$\alpha = 1,27$	
										$\beta = 15,19$	

Рисунок 2 – Распределение наработок на отказ электрооборудования автомобиля



Номер интервала	Начало интервала	Конец интервала	Середина интервала	n	n/N	X n/N	(X-Xcp)	(X-Xcp) <sup>2</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>3</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>4</sup> n/N	n/N X <sup>2</sup>
1	0,00	6,72	3,40	22	0,361	1,23	-8,808	27,97	-248,25	2188,41	1,6293
2	6,72	13,35	10,03	18	0,295	2,96	-2,174	1,39	-3,03	6,59	5,0487
3	13,35	19,98	16,67	12	0,197	3,28	4,457	3,91	17,42	77,84	6,2886
4	19,98	26,61	23,30	3	0,049	1,15	11,089	6,05	67,05	743,53	2,3741
5	26,61	33,24	29,93	3	0,049	1,47	17,720	15,44	273,64	4848,99	3,2319
6	33,24	39,88	36,56	0	0,000	0,00	24,351	0,00	0,00	0,00	0,0000
7	39,88	46,51	43,19	3	0,049	2,12	30,983	47,21	1462,71	45318,96	5,0773
Сумма				61		12,21		101,97	1571,54	53164,13	23,6479
						Mx = 12,21		Dx = 101,97		As = 1,53	
						N = 61		Sx = 10,10		Ex = 2,11	
								Vx = 0,83		α = 1,23	
										β = 23,65	

Рисунок 3 – Распределение наработок на отказ тормозной системы

Анализ данных эксперимента показал, что корректирование режимов ТО не даст большого эффекта, поскольку большое количество отказов происходит в интервале от 0 до 5,0 тыс. км. Причина такой ситуации, на наш взгляд, заключается в несвоевременном проведении ТО и неполном выполнении всего перечня операций обслуживания. Для проверки этого предположения получены и проанализированы данные о фактических периодичностях ТО.

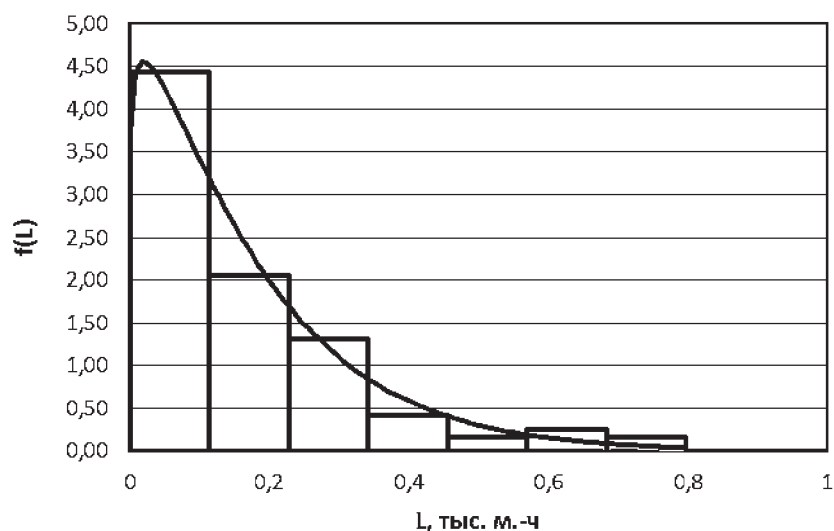
Для автомобилей Урал-4320 в первой категории условий эксплуатации ТО – 1 выполняется через каждые 4000 км пробега (125 часов работы двигателя), ТО – 2 – через каждые 16000 км пробега (500 часов работы двигателя). После корректирования с учетом условий эксплуатации для I ... V категорий условий эксплуатации и умеренно-холодного климата периодичности ТО составят соответственно:

ТО-1 – 3,6; 3,24; 2,88; 2,52; 2,16 тыс. км;

ТО-2 – 14,4; 12,96; 11,52; 10,08; 8,64 тыс. км.

На рис. 5 и 6 приведены данные о фактических наработках между ТО-1 и ТО-2 автомобилей.

Техническое обслуживание установки АНЦ-320У (основное) проводится через 0,635 тыс. м.-ч.



Xmin =	0,001	Nint =	7	Вариант = 1							
Xmax =	0,798	RX =	0,797								
N =	107	dX =	0,1138571								
Номер интервала	Начало интервала	Конец интервала	Середина интервала	n	n/N	X n/N	(X-Xcp)	(X-Xcp) <sup>2</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>3</sup> n/N	(X-Xcp) <sup>4</sup> n/N	n/N X <sup>2</sup>
1	0,00	0,11	0,08	54	0,505	0,03	-0,114	0,008542	-0,000745	0,000085	0,0221
2	0,11	0,23	0,17	25	0,234	0,04	0,000	0,000000	0,000000	0,000000	0,0338
3	0,23	0,34	0,29	18	0,150	0,04	0,114	0,001938	0,000221	0,000025	0,0378
4	0,34	0,46	0,40	5	0,047	0,02	0,228	0,002423	0,000552	0,000128	0,0171
5	0,46	0,57	0,51	2	0,019	0,01	0,342	0,002181	0,000745	0,000254	0,0090
6	0,57	0,68	0,63	3	0,028	0,02	0,455	0,005815	0,002848	0,001208	0,0188
7	0,68	0,80	0,74	2	0,019	0,01	0,589	0,008058	0,003449	0,001863	0,0135
Сумма				107		0,17		0,024958	0,006870	0,003659	0,1500
						Mx = 0,17		Dx = 0,02		As = 1,74	
						N = 107		Sx = 0,16		Ex = 2,87	
								Vx = 0,92		α = 1,10	
										β = 0,15	

Рисунок 4 – Распределение наработок на отказ верхнего оборудования

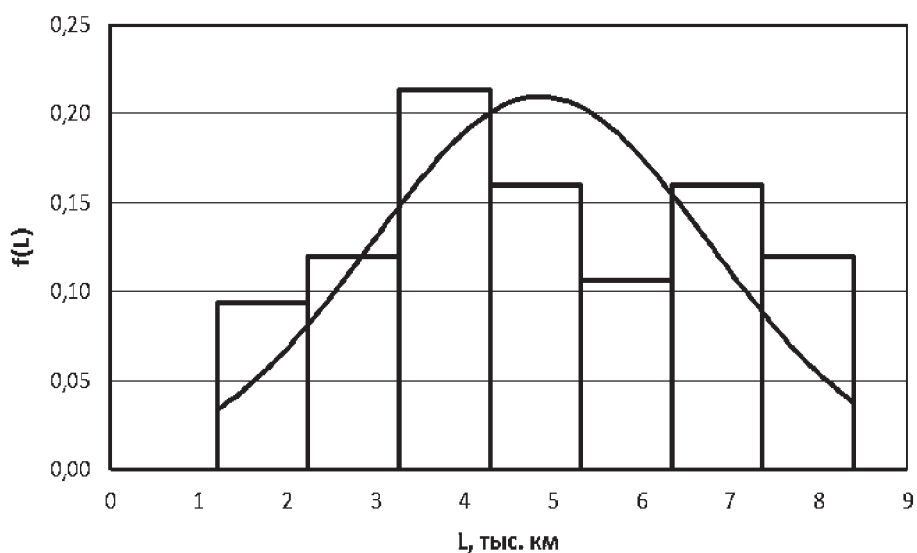


Рисунок 5 – Распределение фактических периодичностей ТО-1 шасси

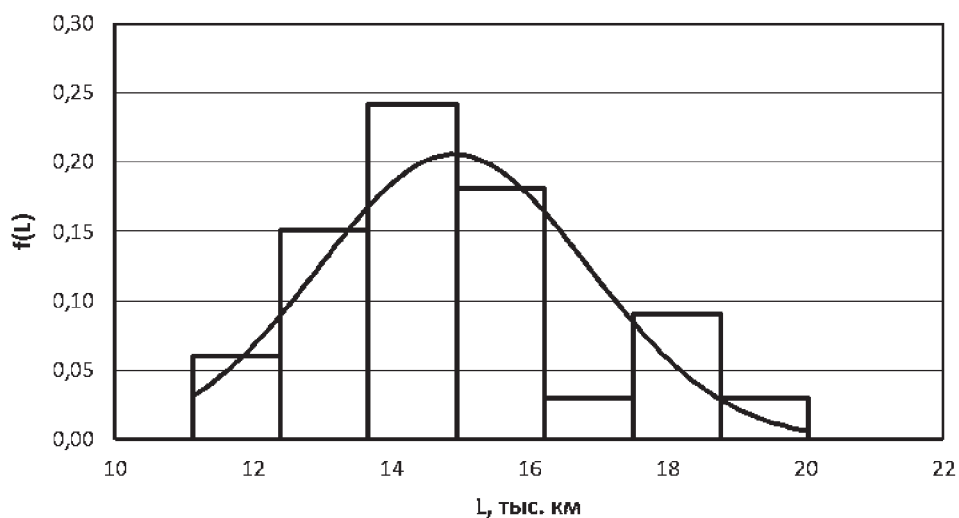


Рисунок 6 – Распределение фактических периодичностей ТО-2 шасси

Таким образом, одной из основных причин низких наработок на отказ является несвоевременное проведение ТО: ТО-1 в среднем проводится через 4,86 тыс. км, а ТО-2 – через 14,91 тыс. км, в то время как для IV категории условий эксплуатации периодичность ТО-2 должна быть 10,8 тыс. км. Поэтому резерв повышения надежности – в соблюдении установленной периодичности ТО.

### Список литературы

1. Захаров, Н.С. Влияние квалификации рабочих на затраты при обслуживании и ремонте транспортно-технологических машин в нефтегазодобыче [Текст] / Н.С. Захаров, Г.В. Абакумов, С.В. Елесин, С.Ю. Кичигин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №6. – С. 112–120.
2. Захаров, Н.С. Влияние сезонных условий на надежность автомобилей Урал-4320 [Текст] / Н.С. Захаров, Г.В. Абакумов, Ю.М. Першин // Повышение эффективности использования колесных и гусеничных машин в суровых условиях: Сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1996. – С. 60–66.
3. Захаров, Н.С. Влияние сезонных условий на процессы изменения качества автомобилей [Текст] / Н.С. Захаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 141 с.
4. Захаров, Н.С. Влияние сезонных условий на расходование ресурсов при эксплуатации автомобилей [Текст] / Н.С. Захаров, Г.В. Абакумов, А.В. Вознесенский. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 115 с.
5. Захаров, Н.С. Информационное обеспечение системы контроля индекса клиентской лояльности [Текст] / Н.С. Захаров, Л.А. Текутьев // Инженерный вестник Дона. – 2014. – №3. – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2014/2506.2916>.



6. Захаров, Н.С. Концепция формирования качества автомобилей в процессе эксплуатации [Текст] / Н.С. Захаров // Приспособленность автомобилей, строительных и дорожных машин к суровым условиям эксплуатации: Межвузовский сборник научных трудов. – Тюмень ТюмГНГУ, 1999. – С. 59–62.

7. Захаров, Н.С. Оценка стратегий развития транспортно-технологических систем [Текст] / Н.С. Захаров // Проблемы эксплуатации и обслуживания транспортно-технологических машин: Доклады междуна-род. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – С. 73–84.

8. Захаров, Н.С. Проектирование автотранспортных предприятий с использованием ПЭВМ [Текст] / Н.С. Захаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 409 с.

9. Захаров, Н.С. Техника транспорта. Обслуживание и ремонт. Часть 1. Теоретические основы [Текст]: Курс лекций / Н.С. Захаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 48 с.

10. Захаров, Н.С. Техническое обслуживание автомобилей и автомо-бильные эксплуатационные материалы [Текст]: Учебное пособие / Н.С. За-харов. – Тюмень: Вектор бук, 1997. – 176 с.

11. Макарова, А.Н. Методика оперативного корректирования нормати-вов периодичности технического обслуживания с учетом фактических ус-ловий эксплуатации автомобилей [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / А.Н. Макарова. – Оренбург, ОГУ, 2016. – 208 с.

12. Сервис транспортных, технологических машин и оборудования в нефтегазодобыче: Учебное пособие [Текст] / Н.С. Захаров, А.И. Яговкин, С.А. Асеев и др. Под редакцией Н.С. Захарова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 508 с.

13. Ракитин А.Н., Григорьян Т.А., Захаров Н.С. Оценка сезонных фак-торов, влияющих на поток отказов автомобилей // Проблемы адаптации техники к суровым условиям: Доклады международной научно-практической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – С. 206–208.

*Научное издание*

**ОПЫТ, АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ  
РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

*В авторской редакции*

Подписано в печать 21.07.2017. Формат 60x90 1/16.  
Усл. печ. л. 23,12. Тираж 50 экз. Заказ № 920/921.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.