

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

II МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

7-9 июня 2023 г.

Тезисы докладов

Санкт-Петербург
2023

УДК 622.24+544.35(061.3)

ББК 33.36+33.13

П 819

В сборнике представлены тезисы докладов участников II Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов». Рассмотрены актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин, химических реагентов и материалов для технологических процессов в бурении, разведке, разработке и добыче углеводородов, инновационных технологий разработки и повышения коэффициента извлечения углеводородов при эксплуатации месторождений, нефтегазового оборудования в бурении, добыче, подготовке и переработке углеводородов, трубопроводного транспорта углеводородов и перспектив развития научных исследований в Антарктиде. Материалы сборника представляют интерес для руководителей, инженерно-технических специалистов, научно-педагогических работников, а также обучающихся на технических специальностях в области нефтегазового дела и разведочного бурения в Антарктиде.

Ответственный редактор профессор *М.В.Двойников*.

Рецензенты: профессор *А.М.Щипачев*, доцент *Д.И.Сидоркин*, доцент *Д.В.Мардашов*, доцент *Г.В.Буслаев*, доцент *А.В.Большунов*, доцент *П.А.Блинов*, доцент *Е.Л.Леушева*, доцент *В.В.Никишин*.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция «Химические реагенты и материалы для технологических процессов в бурении, разведке, разработке и добыче углеводородов».....	5
Белюсова Ю.Ю. Получение поверхностно-активных веществ из отходов производства фенола для повышения нефтеотдачи пластов.....	5
Валиева О.И., Комкова Л.П., Макатров А.К., Мингалишев Ф.К., Ширская А.О., Николаев А.А., Рахимова А.В., Давлетбердина И.Б., Горбунова А.А. Комплексный подход к подбору технологических жидкостей, применяемых для вскрытия терригенных / карбонатных коллекторов.....	6
Гуськов Э.А. Обработка призабойной зоны пласта скважин энзимо-кислотным составом.....	7
Жигарев В.А., Лысакова Е.И., Скоробогатова А.Д., Матвеев А.В. Новые подходы к повышению экологической безопасности применения буровых растворов.....	8
Жигарев В.А., Лысакова Е.И., Минаков А.В., Гузей Д.В. Исследование буровых растворов на углеводородной основе, модифицированных углеродными нанотрубками.....	9
Мелешко Е.Я., Асьминкин Н.С., Кожевников Р.О. Процесс разработки и локализации брейкерной системы РВО для восстановления ФЕС пластов. Разработка ПАВ (модификатор обратного притока) для РПВ и других технологических жидкостей.....	10
Мойса Ю.Н., Яремко А.В. Смазочные и ингибирующие добавки для технологических процессов бурения и добычи углеводородов.....	12
Рожкова О.В. Цементирование скважин на месторождениях, содержащих высоковязкие нефти, цементо-шлаковыми композициями.....	14
Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т. Модификация свойств прямых эмульсий с использованием соэмульгатора: изучение механизма и лабораторные испытания.....	15
Часовских В.Р., Воробьев Д.В., Сапиев Р.А. Тонкодисперсный тампонажный портландцемент компании Цементум для ремонтно-изоляционных работ.....	16
Секция «Трубопроводный транспорт углеводородов: инновационные технологии».....	18
Александров О.Ю., Алефиров И.А. Теоретическое моделирование воздействия геомагнитно-индуцированного тока на процессы коррозии металла труб подземного протяженного трубопровода.....	18
Джемилёв Э.Р., Шаммазов И.А. Разработка техники и технологии для повышения эффективности ремонта магистральных трубопроводов с заменой их дефектных участков.....	19
Журба Д.В., Журба В.М., Пуйша А.Э. Лазерная очистка поверхностей конструктивных элементов трубопроводного транспорта углеводородов.....	20
Игнатова Н.С., Садтрдинов Р.Р. Исследования по экспериментальному определению зоны охрупчивания металла труб магистрального газопровода «Ямбург – Елец 2» на подводном переходе через реку Волга.....	21
Косарев О.В., Катунцов Е.В., Лунтовская Я.А. Математическое моделирование электрического поля внутритрубного диагностического зонда катодно-поляризуемого трубопровода.....	22
Нечаев Д.А. Методологические подходы определения опасных участков трубопроводов, расположенных в сложных геологических условиях.....	24
Савченков С.В., Агиней Р.В. Анализ средств и методов измерения силы электрического тока для применения в системах дистанционного коррозионного мониторинга нефтегазопроводов.....	25

Секция Круглый стол «Перспективы развития научных исследований в Антарктиде»	26
Адамович О.О., Горелик Г.Д., Грохотов Е.И. Геофизические исследования в районе станции Восток: история, особенности проведения, перспективы.....	26
Андреев М.М. Численное моделирование замерзания воды в ледниковой трещине....	27
Боронина А.С. Оценка факторов, влияющих на процессы формирования и развития подледниковых озёр Антарктиды.....	28
Булат С.А., Доронин М.В., Сумбатян Д.А., Швецов А.В. Вода подледникового антарктического озера Восток может не содержать микробные сообщества, что подтверждено высокопроизводительным методом OXFORD NANOPORE секвенирования с контролями.....	29
Васильев Д.А., Большунов А.В. Экспериментальное исследование процесса улавливания шлама при бурении ледников с продувкой воздухом.....	31
Воробьёв Д.М., Попов С.В., Егоров М.С., Киселёв А.В. Отечественные континентальные комплексные геолого-геофизические исследования в Антарктиде...	32
Двойников В.М., Бурылов Д.А., Шпенст В.А., Большунов А.В., Смирнов В.А., Труфанов С.А. Исследование работы измерительной микроэлектроники в низкотемпературных климатических условиях.....	33
Игнатъев С.А., Воронов К.В. Экспериментальный центр апробации технологий и технических средств изучения полярных регионов.....	34
Крикун Н.С., Грохотов Е.И., Волкова В.И. Первичные результаты исследований петроструктурных особенностей приповерхностной части ледового купола Антарктиды и планы на перспективу.....	35
Ожигин А.Ю., Климов В.Я., Игнатъев С.А. Концептуальное решение конструкции стенда для изучения процесса резания льда и мерзлых пород высокоскоростными струями жидкости.....	36
Попов С.В., Большунов А.В., Воробьёв Д.М. Рельеф дна подледникового озера Восток в районе точки планируемого бурения новой скважины.....	37
Ракитин И.В., Шишкин Е.В., Ожигин А.Ю. Выбор эффективной компоновки устройства для отбора проб донных отложений подледниковых озёр.....	38
Сербин Д.В., Дмитриев А.Н. Гидравлические потери в термогидравлическом буровом снаряде – расширителе при прокачке теплоносителя.....	39
Суетнова Е.И. Газовые гидраты как проблема для развития научных исследований антарктического региона.....	40
Суханова А.А., Кашкевич М.П., Попов С.В., Поляков С.П. Опыт проведения гляцио-геофизических исследований для организации ледовых аэродромов в Антарктиде.....	41
Тарасов А.А., Степанова М.М. Численная модель формирования и эволюции подледникового водоёма на основе одномерной мультифазной задачи Стефана.....	42
Туркеев А.В., Большунов А.В., Сербин Д.В., Игнатъев С.А., Дмитриев А.Н., Кадочников В.Г., Васильев Д.А., Шадрин В.С. Бурение глубокой скважины 5Г-5 в интервалах глубин 3300-3535 метров для получения керна древнего льда на станции Восток, Антарктида.....	43
Шадрин В.С., Большунов А.В., Климов В.Я. Возвратно-вращательный способ бурения при проведении научно-исследовательских работ в Антарктиде.....	44
Секция «Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин»	45
Алешкин С.В. Проблема заколонной циркуляции (ЗКЦ) на скважинах Волго-Уральского региона.....	45

Gudmestad O.T. On the necessity to limit emission of methane during production, transport and use of LNG.....	46
Бабкин И.В., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А. Прорывные технологии в геофизическом обеспечении добычи УВС и минерального сырья в сложных горно-геологических условиях.....	47
Блинов П.А., Садыков М.И., Яковлева А.А., Морозова А.В., Дьяченко Е.В., Иващенко А.Н. Оценка упруго-прочностных и технологических свойств цементно-эпоксидных систем при креплении скважин.....	48
Бобров В.А. IPM-подход к реализации нефтегазовых проектов как инструмент нивелирования субъективных рисков компаний.....	49
Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Миронов Д.А. Совершенствование методики исследования отмывающей способности буферных составов.....	51
Клыков П.И., Мелехин А.А. Расчет устойчивости и оптимизация траекторий скважин на основе 3D геомеханического моделирования.....	52
Крук П.Е., Голубев И.А. Комплексный анализ факторов работы устройств контроля притока для правильного их под определенные условия эксплуатации.....	53
Мацко А.В. Особенности применения гибких насосно-компрессорных труб при ревизии центральных лифтовых колонн.....	54
Никитин В.И. Математическое моделирование фильтрационных процессов при вскрытии нефтенасыщенных пластов.....	55
Нурсканов В.Д., Егоров А.О. Заколонные перетоки, методы предупреждения. Опыт применения латексного газоблокатора.....	56
Петров П.В. Развитие технологического менеджмента в ООО «Газпром подземремонт Уренгой».....	57
Предеин А.А., Мустаев Р.М., Мелехин А.А. Разработка технологии ликвидации поглощений сшивающимся тампонажным материалом.....	58
Цаплин Д.В., Нечаева О.А. Разработка алгоритма по ликвидации поглощения бурового раствора с применением двухкомпонентного кольтационного состава.....	59
Ядрин А.А., Пронин Е.П., Мардаганиев Т.Р. Оптимизация капитальных затрат за счет строительства новых типов скважин.....	60
Секция «Инновационные технологии разработки и повышения коэффициента извлечения углеводородов при эксплуатации месторождений».....	62
Абиров Ж.Ж., Абиров Р.Ж. Исследование долгосрочной стабильности полимерного заводнения в смоделированных условиях реального месторождения.....	62
Баканеев В.С., Лекомцев А.В., Степаненко И.Б., Лисин В.А. Повышение эффективности добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления (на примере месторождений Павловской группы).....	63
Васильева З.А., Буслаев Г.В. Комплексное решение проблем, связанных с образованием техногенных и существованием природных газогидратов, на всех этапах жизненного цикла скважины.....	65
Воронков Д.И., Хисматулин Р.Р. Определение степени взаимодействия между скважинами и прогнозирование застойных областей.....	66
Гавриленко А.И., Кобец А.Н., Прохоренко С.В. Совершенствование технологии направленного кислотного воздействия на неоднородные карбонатные пласты месторождений РУП «ПО «Белоруснефть».....	67
Исламов Я.Р., Гареев А.Т., Кашапов Б.А. Повышение эффективности технологий ГРП на карбонатных коллекторах Каширо-Подольских отложений Арланского месторождения.....	68
Каракозов А.А. Разработка гидроударников для бурения инженерно-геологических скважин на морских нефтегазовых месторождениях.....	69

Крылов В.Е. Особенности разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками.....	70
Мусакаев Н.Г., Огай В.А., Юшков А.Ю. Экспериментальное исследование восходящего газожидкостного потока в газовой скважине.....	71
Сукху Г.Мс.Д.М., Яраханова Д.Г. Новая технология монетизации – процесс чистой термической реторты битуминозных пород.....	72
Шарипов Р.И. Индивидуальный учет предельных депрессий по фонду добывающих газовых скважин Туронской залежи на весь период разработки на основе результатов термогидродинамического моделирования.....	73
Щекин А.И., Вержбицкая В.В., Хандзель А.В. Алгоритм факторного анализа оптимизации технологических процессов на газовых скважинах.....	74
Секция «Инновационное нефтегазовое оборудование: в бурении, добыче, подготовке и переработке углеводородов»	75
Батыров А.М., Шаммазов И.А. Повышение эксплуатационной надежности надземных магистральных трубопроводов в условиях сплошного распространения многолетнемерзлых пород.....	75
Королёв Н.А. Диагностика и оценка технического состояния установки погружного электроцентробежного насоса по электрическим сигналам.....	77
Кочарян Е.В., Балала М.А., Кочарян П.Е. Повышение эффективности трубопроводного транспорта газа.....	78
Лихарев В.В. Опыт разработки и применения оборудования «ЭЛКАМ» под осложненный фонд заказчика.....	79
Середенок В.А., Агиней Р.В., Игнатова Н.С. Электрохимическая защита наружной поверхности эксплуатационных обсадных колонн нефтегазовых скважин.....	81
Третьяк А.Я. Разработка гибридного долота.....	82

Секция «Химические реагенты и материалы для технологических процессов в бурении, разведке, разработке и добыче углеводородов»

УДК 661.185

ПОЛУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФЕНОЛА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Белоусова Ю.Ю.

Самарский государственный технический университет

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, отход производства, фенольная смола, повышение нефтеотдачи пластов.

Основным компонентом большинства физико-химических методов воздействия на пласт являются поверхностно-активные вещества. Однако поверхностно-активные вещества являются дорогостоящими реагентами. Одним из способов снижения стоимости ПАВ является их получение из различного дешевого недефицитного сырья.

Фенол и ацетон являются ценными продуктами химического производства, а основной отход их производства – фенольная смола, которая может служить источником дешевого и доступного сырья для получения функциональных добавок в полимеры и их композиты [1]. Фенольная смола является кубовым остатком после производства фенола и ацетона кумольным методом [2] и представляет собой многокомпонентную смесь.

Актуальность работы заключается в снижении себестоимости получаемого ПАВ за счёт использования в качестве сырья для синтеза ПАВ дешевого недефицитного отхода производства фенола и ацетона.

Для получения поверхностно-активного вещества сначала провели стадию алкилирования фенольной смолы путем добавления к ней алкена. Следующей стадией получения ПАВ была стадия сульфирования реакционной смеси. Сульфирование производилось с применением серной кислоты «хч» при нагревании, нейтрализация – с применением гидроксида натрия. Для удаления солей из реакционной смеси был выбран растворитель сложноэфирного ряда.

Поверхностную активность полученного состава определяли путем измерения межфазного натяжения на границах «керосин – водный раствор ПАВ». Оценка поверхностной активности производилась в сравнении с другим ПАВ анионного типа – сульфонола. Раствор ПАВ из отхода производства имеет примерно такую же эффективность как и раствор сульфонола при концентрациях 3% масс.

После выбора нефти для фильтрационных испытаний было измерено межфазное натяжение на границах «нефть-водный раствор ПАВ» при тех же концентрациях

Для проведения фильтрационных испытаний на насыпной модели керна, был выбран раствор АПАВ с концентрацией 3% масс. В результате эксперимента удалось увеличить коэффициент вытеснения с 0,23 до 0,6 д.ед.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Функциональные добавки в полимерные композиты. Технология регенерации фенольной смолы./К.Р. Рамазанов, В.П. Севастьянов // Химия и химические технологии – 2013.
2. Пальгунов П.П., Сумароков М.В. Утилизация промышленных отходов, - М.: Стройиздат, 1990. -352с.: ил. - (Охрана окружающей природной среды).

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОДБОРУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННЫХ / КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*Валиева О.И.¹, Комкова Л.П.¹, Макатров А.К.¹, Мингалишев Ф.К.¹, Ширская А.О.¹,
Николаев А.А.¹, Рахимова А.В.¹, Давлетбердина И.Б.¹, Горбунова А.А.²*

1 – ООО «РН-БашНИПИнефть»

2 – ООО «Башнефть-Добыча»

Ключевые слова: буровые растворы для первичного вскрытия пласта, солянокислотная обработка, фильтрационно-емкостные свойства, призабойная зона пласта, лабораторные испытания.

Важной составляющей в процессе строительства скважин является качество вскрытия продуктивного пласта. Эффективность данного этапа во многом зависит от степени воздействия буровым раствором, смывающим агентом и жидкостью стимуляции притока в процессе бурения и заканчивания скважины.

Различие характеристик горных пород по минералогическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам и характеру насыщения обуславливает применение буровых растворов (БР) и смывающих агентов с разнообразными рецептурами приготовления, а также применение различных видов жидкостей стимуляции притока. Обоснованием к применению тех или иных технологических жидкостей в первую очередь считается их успешное тестирование в лаборатории.

В работе приведены результаты комплексного исследования буровых растворов, как на водной, так и на углеводородной основе различной плотности, иных технологических жидкостей, степень их влияния на призабойную зону пласта (ПЗП) и эффективность применения последующей обработки 12%-ным раствором ингибированной соляной кислотой для объектов разработки ООО «Башнефть-Добыча».

Как правило, воздействие кислотным составом (12%-ным раствором HCl) на карбонатный коллектор после фильтрации бурового раствора приводит к увеличению фазовой проницаемости ПЗП за счет растворимости породы и образования каналов с высокой проницаемостью. При этом результаты такого же воздействия на терригенный коллектор показывают неоднозначную эффективность подобного подхода к вскрытию пласта. Если моделирование смыва корки БР в ряде случаев на 20% увеличивает коэффициент восстановления фазовой проницаемости, то воздействия кислотным составом на коллектор, загрязненный буровым раствором, приводит преимущественно к дополнительному снижению фазовой проницаемости для нефти в среднем на 20 – 30%.

На основании полученных результатов были сделаны выводы о необходимости комплексного подхода к подбору технологических жидкостей для первичного вскрытия ПЗП. Применительно к терригенным коллекторам эффективность проводимых работ зависит не только от качественно выбранных буровых растворов, но и грамотно подобранных методов проведения солянокислотных обработок.

УДК 622.245.544

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА СКВАЖИН ЭНЗИМО-КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ

Гуськов Э.А.

АО «Технологии ОФС»

Ключевые слова: энзимы, брейкерная система, энзимо-кислотный состав, увеличение продуктивности, фильтрационная корка.

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта является одним из относительно недорогих, эффективных и часто применяемых на производстве методов увеличения дебита добывающих и приемистости нагнетающих скважин [1]. Одним из методов является кислотная обработка.

Кислотное воздействие на пласт производится с целью восстановления и увеличения продуктивности скважины в случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и призабойной зоны [2]. Данный способ имеет ряд недостатков. Это наличие побочных реакций с внутрискважинным оборудованием, породой и флюидами, с образованием нежелательных продуктов (нерастворимые осадки, вязкие гели). Неконтролируемая скорость реакций, неравномерное разрушение корки, поглощение обрабатываемой жидкости. Коррозия оборудования (обсадных колонн, НКТ, пакеров и т. д.).

Альтернативой является применение энзимо-кислотного состава – брейкерной системы. Данная система имеет ряд особенностей: селективность воздействия – взаимодействует только с компонентами фильтрационной корки (ксантановой камедью, крахмалом и карбонатом кальция). При реакции образуются только водорастворимые продукты реакции, не ухудшающие коллекторские свойства пласта. При применении брейкерной системы имеется возможность контроля скорости реакции (использование хелата). Преимуществами энзимо-кислотного состава являются одностадийность обработки, увеличение продуктивности скважин, меньшая коррозионная активность, безопасность и простота в применении, экологическая безопасность.

Основными компонентами брейкерной системы являются: фермент для удаления крахмала, фермент для удаления ксантановых смол, органическая кислота для удаления карбоната кальция (кольматант, утяжелитель).

Опционально добавляют соль-утяжелитель (хлорид/бромид натрия или калия) для создания необходимой плотности, ингибитор набухания глинистых пород - если недостаточно ингибирующего действия рассола возможно сужение диаметра и перекрытие пор, деэмульгатор для улучшения обратного притока путем удаления эмульсионных блокад.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы – 2010 – №1 (33) – С. 7.
2. Сафина Л.И., Стариков А.И. Обработка призабойной зоны пласта кислотными растворами на Приразломном месторождении // Вестник Югорского государственного университета – 2016 - №3 (42).

УДК 622.24.063

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

*Жигарев В.А., Лысакова Е.И., Скоробогатова А.Д., Матвеев А.В.
Институт нефти и газа Сибирского федерального университета*

Ключевые слова: буровой раствор, растительные масла, зеленые технологии.

Эффективность процесса бурения нефтяных и газовых скважин во многом определяется качеством бурового раствора. В практике бурения применяют буровой раствор на водной и углеводородной (минеральные масла, нефть, дизельное топливо) основах. Растворы на углеводородной основе обладают рядом важных преимуществ: высокой стабильностью во времени; инертны в отношении глин и солей; обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами; обладают высокой термостойкостью; их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты. Однако, несмотря на свои неоспоримые преимущества, растворы на углеводородной основе имеют ряд серьезных недостатков, основным из которых является их высокая токсичность для окружающей среды [1]. По этой причине их применение на законодательном уровне пытаются ограничить в ряде развитых стран. Особенно остро проблема утилизации буровых растворов на нефтяной основе актуальна для арктического региона. Поэтому разработка отечественных экологически безопасных буровых растворов, не уступающих дорогостоящим зарубежным аналогам по функциональным характеристикам, является для Красноярского края крайне важной задачей. На основании вышеизложенных проблем в данном проекте предполагается разработка новых буровых растворов на основе экологически чистых растительных масел и системный анализ их физико-химических свойств [2]. В рамках работы разработаны рецептуры экологически безопасных буровых растворов на основе технических растительных масел из местного сырья. Проведены лабораторные исследования физико-химических свойств буровых растворов, включающие в себя изучение коллоидной устойчивости, реологии, фильтрации, антифрикционных свойств, теплофизических характеристик, ингибирования глин и температурной стабильности. Полученные данные могут свидетельствовать о том, что буровой раствор на основе растительного масла не уступает по своим характеристикам раствору на углеводородной основе и потенциально может быть использован для бурения скважин и позволит значительно снизить экологическую нагрузку в операциях бурения.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда, Красноярского краевой фонда науки № 22-29-20087, <https://rscf.ru/project/22-29-20087/>»

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Growcock F.B. et al. Designing Invert Drilling Fluids to Yield Environmentally Friendly Drilled Cuttings // SPE Drilling Conference. – 2002.– IADC/SPE 74474.
2. Fadairo A., Falode O., Ako C., Adeyemi A., Ameloko A. Novel Formulation of Environmentally Friendly Oil Based Drilling Mud // In book: New Technologies in Oil and Gas Industry. Chapter 3. – 2012. – P. 1-32.

УДК 622.276:622.24.063-047.37

ИССЛЕДОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ УГЛЕРОДНЫМИ НАНОТРУБКАМИ

Жигарев В.А., Лысакова Е.И., Минаков А.В., Гузей Д.В.

Сибирский федеральный университет

Ключевые слова: буровой раствор, транспорт шлама, наночастицы, углеродные нанотрубки.

Развитие материально-сырьевой базы потребует бурения тысяч скважин в сложнейших арктических условиях. В связи с этим значительно возрастет антропогенная нагрузка на неустойчивые экологические системы севера Красноярского края. Это потребует в свою очередь разработки новых технологий бурения, включая совершенствование буровых растворов. Разработка отечественных безопасных буровых растворов, не уступающих дорогостоящим зарубежным аналогам по функциональным характеристикам, является крайне важной задачей. Одной из проблем при неправильном подборе рецептуры бурового раствора является недостаточная очистка ствола скважины от разрушенной при бурении горной породы, является одной из основных причин возникновения осложнений и аварийных ситуаций, несущих многофакторные риски для процесса бурения скважин, а также снижает эффективность реализации проекта разработки месторождения в целом [1]. В ряде работ показано, что благодаря добавке наночастиц можно значительно улучшить свойства буровых растворов [2]. На основании вышеизложенных проблем в данном проекте предлагается разработка новых буровых растворов модифицированных добавкой наночастиц и анализ их физико-химических свойств, на основании которых будут сформулированы некоторые рекомендации по использованию таких растворов при строительстве скважин в сложных горногеологических условиях. Задача исследования заключается в создании бурового раствора, обладающего современными функциональными характеристиками, которые могут быть получены при модификации базового углеводородного раствора наночастицами. В данной работе рассмотрены результаты добавки углеродных нанотрубок на реологические параметры бурового раствора и на эффективность очистки скважины в процессе бурения. Показано что добавка наночастиц приводит к улучшению свойств бурового раствора и повышает эффективность очистки скважины в процессе бурения.

Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 23-79-30022, <https://rscf.ru/project/23-79-30022/>.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабаян Э. В. Буровая гидравлика // – Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. С. 156.
2. Евдокимов И.Н. «Наножидкости» и «умные жидкости» в технологиях разработки нефтегазовых месторождений. // ООО «Издательский дом Недра – 2016. – С. 247.

УДК 622.276

**ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ БРЕЙКЕРНОЙ СИСТЕМЫ РВО
ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФЕС ПЛАСТОВ. РАЗРАБОТКА ПАВ
(МОДИФИКАТОР ОБРАТНОГО ПРИТОКА) ДЛЯ РПВ И ДРУГИХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ**

Мелешко Е.Я., Асьминкин Н.С., Кожевников Р.О.

ООО «Химпром», Пермь

Ключевые слова: брейкерный состав, приток нефти, ПАВ, заканчивание скважин.

Цель строительства скважины – добыча углеводородов. Для обеспечения максимально возможных дебитных характеристик одним из критическим факторов является эффективная очистка ствола скважины от фильтрационной корки, которая образуется на стадии бурения и препятствует истечению нефтесодержащего флюида из закольматированного пласта [1].

Чаще всего в современных условиях для очистки от корки применяют соляно-кислотные обработки, реже – слабые органические (лимонная, уксусная) и неорганические кислоты (ортофосфорная). Значительно реже применяются брейкерные системы. Каждая из технологий имеет определенные достоинства и недостатки. Применение кислотных обработок во многом зависит от типа коллектора. Использование соляной кислоты опасно уходом кислоты в первую же высокопроницаемую зону еще при закачке. Слабые органические и неорганические кислоты требуют для достижения результата высоких концентраций и, как правило, эффективность этих обработок невысока. Велика вероятность образования стойких эмульсий в процессе взаимодействия кислоты с флюидом скважин. [2]

Таким образом, применение брейкерных составов имеет ряд преимуществ:

- применение для всех типов коллекторов;
- равномерная очистка ствола скважины от фильтрационной корки;
- отсутствие коррозии оборудования;
- низкий класс опасности, экологичность.

Помимо эффективной очистки ПЗП для обеспечения дебитных показателей скважины основной задачей является уменьшение негативного влияния фильтрата при проникновении в пласт. Для сохранения фильтрационно-емкостных свойств пласта рекомендовано применение специальных поверхностно-активных веществ (ПАВ). ПАВ должен быть совместим с различными жидкостями, которые используют при строительстве скважины на различных этапах (бурение, глушение и пр.), а также с пластовыми флюидами. Принцип работы заключается в том, что ПАВ проникает в поровые каналы и снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз, уменьшая тем самым капиллярные силы, вызывающие адсорбцию воды в пласт. Таким образом исключается негативное влияние фильтрата на продуктивный пласт [3-4].

Принимая во внимание опыт работы зарубежных компании в России с применением брейкерных составов, компанией ООО «Химпром» был разработан комплекс мероприятий по локализации и разработке компонентов брейкерного состава и ПАВ.

В докладе будут представлены принцип действия основных компонентов системы, итоги лабораторных испытаний брейкеров, результаты разрушения фильтрационной корки полисахаридного РВО с применением брейкерного состава, а также итоги сталагмометрических измерений ПАВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Н.И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. Буровые промывочные жидкости: Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, 2002.
2. Давлетов З.Р. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012.
3. Мусина Д.Н., Вагапов Б.Р., Сладковская О.Ю., Ибрагимова Д.А. Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе поверхностно-активных веществ: вестник Казанского технологического университета, 2016.
4. Волков А.В. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов, Тюменский индустриальный университет, 2019.

СМАЗОЧНЫЕ И ИНГИБИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Мойса Ю.Н.¹, Яремко А.В.²

1 – ООО «НПО «Химбурнефть», Россия

2 – ТОО «Азия Петро Сервис», Республика Казахстан

Ключевые слова: бурение скважин, буровые растворы, смазочные и ингибирующие добавки, асфальтены, стабильность ствола скважины, коэффициент трения.

В технологических процессах бурения скважин особое внимание уделяется ингибированию глинистых пропластков, стабилизации неустойчивых отложений, уменьшения вероятности прихватов и осложнений в стволе скважины, а также снижению энергозатрат путем ввода в буровые растворы ингибирующих и смазочных добавок.

Управление и технологический контроль указанных параметров буровых растворов осуществляется величинами коэффициента трения ($K_{тр}$) пары «металл-металл», коэффициента трения (липкости, фрикции) пары «глинистая корка-металл», коэффициента дифференциального прихвата (K_n) по ГОСТ Р 56946-2016 и показателю ингибирующих свойств P_0 , см/час (скорости увлажнения) по [1].

ООО «НПО «Химбурнефть» более 25 лет является разработчиком и поставщиком экологически безопасных смазочных и ингибирующих добавок для буровых растворов на водной (РВО) и углеводородной основе (РУО) для осуществления технологических процессов при бурении разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин, а также технологических жидкостей для освоения и капитального ремонта скважин.

Выпускаемые серийно ООО «НПО «Химбурнефть» химреагенты: многофункциональная ингибирующая смазочная добавка ФК Плюс, лубриканты ФК-Н и ФК-М, ингибиторы глиен ХБН и ХБН Плюс полностью сертифицированы, имеют паспорта безопасности, не содержат хлорорганические и четвертичные аммониевые соединения, по ГОСТ 12.1.007-76 относятся к IV классу опасности «Малоопасные вещества» и успешно применяются для обработки буровых растворов и сохранения коллеторских свойств на нефтегазовых месторождениях Северного Кавказа, Крыма, Урало-Поволжья, Западной и Восточной Сибири, Крайнего Севера и шельфа России.

При бурении скважин в интервалах залегания неустойчивых горных пород в качестве ингибиторов глинистых минералов, смазывающих, кольматирующих и укрепляющих стенки скважин добавок в рецептурах РВО и РУО в последнее время успешное применение нашли различные асфальтены: гильсонит, сульфированный битум, сульфированный асфальтен, асфальтиты и их композиции [2]. Применение сульфированного асфальтена марки APS производства ТОО «Азия Петро Сервис» Республика Казахстан в сочетании с лубрикантом ФК-Н и ингибитором ХБН обеспечило комплексное улучшение ингибирующих и смазочных свойств при строительстве скважин на нефтегазовых месторождения Мангистауской и Атырауской областях республики Казахстан со сложными горно-геологическими условиями бурения. Результат – стабильность ствола скважины и качественное цементирование с АКЦ > 90%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-00147001-773-2004 / Методика контроля параметров буровых растворов./ Приложение 8. РД 39-2-813 / Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов // Краснодар: ОАО «НПО «Бурение». 2004.
2. Кошелев В.Н. / Промывка нефтяных и газовых скважин // М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – с. 217-223.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, СОДЕРЖАЩИХ ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ, ЦЕМЕНТО-ШЛАКОВЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

Рожкова О.В.

Тюменский индустриальный университет

Ключевые слова: доменный шлак, тампонажные растворы, температуры, цементный камень, прочность.

Для обоснования применения доменного гранулированного шлака, как части цементного клинкера были проведены лабораторные и научные теоретические изыскания – проведен сравнительный анализ сроков твердения шлакоцементных составов, и исследования по изучению процессов структурообразования в цементных пастах и растворах, а также их эксплуатационных свойств как стандартными, так и специальными лабораторными, а также аналитическими методами. На основе полученных данных сделан выбор добавок в тампонажные цементы для регулирования необходимых свойств при цементировании, после проведенного анализа ассортимента добавок был выбран наиболее доступный для Западной Сибири доменный гранулированный шлак ООО «Мечел-Материалы» Челябинского металлургического комбината.

Известно, что шлаковые цементы твердеют при повышенных температурах, обычно свыше 120°C, что значительно ограничивает возможность их применения [1]. С ростом температуры окружающей среды увеличивается растворимость компонентов тампонажной смеси, меняется состав жидкой фазы, в более ранних стадиях появляются стабильные гидратные «образования». Изложенное позволяет считать, что процесс цементирования, доставка тампонажного раствора в интервалы цементирования в условиях повышенных температур возможны осложнения, связанные с коррозией цементного камня для добыче высоковязких нефтей и, соответственно, термическим воздействием на крепь скважины при этом маловероятны, формирование каналов, трещин и т.д., в формирующемся камне и его контактных зонах с обсадной колонной и горной породой сведены к минимуму [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Овчинников В. П., Овчинников П.В., Мелехов А.В. Утяжеленный тампонажный раствор, способствующий формированию термостабильного цементного камня // Научно-технический журнал Инженер-нефтяник, 2018. – № 4. – С. 22-27.
2. Овчинников В.П., Овчинников П.В., Мелехов А.В., Рожкова О.В. Проблемы и их решения при цементировании эксплуатационных колонн высокотемпературных скважин // Нефть и газ. – 2019. – №1. – С. 39-40.

УДК 622.244.442

МОДИФИКАЦИЯ СВОЙСТВ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЭМУЛЬГАТОРА: ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т.

ООО «Химпром», Пермь

Ключевые слова: бурение скважин, буровой раствор, эмульсия первого рода, эмульгатор, соэмульгатор.

Изначально прямые эмульсии применялись в Восточной Сибири при бурении в условиях аномально низкого давления пласта (АНПД) с целью снижения репрессии на продуктивный пласт. Со временем были выявлены технологические преимущества прямых эмульсий по сравнению с базовыми растворами, что обусловило их применение на локациях, где проблема низкой плотности раствора не столь актуальна, как вопрос стабильности ствола скважины [1].

В настоящее время прямые эмульсии используются в Западной Сибири, Коми и Поволжье, обеспечивая высокие ингибирующие свойства и снижение фильтрации.

Однако в практике применения прямых эмульсий выявлены негативные эффекты солей калия и натрия, которые вызывают коалесценцию эмульсии и не устойчивость прямых эмульсий при температурах выше 90 С° [2,3].

Доклад будет посвящен поиску решений для повышения стабильности прямых эмульсий, в частности, использованию нового реагента – соэмульгатора. Соэмульгатор обеспечивает гидрофильность капель эмульсии в присутствии солей, противостоя проблеме гидрофобизации, вызванной этими солями. ПАВ, входящие в состав соэмульгатора, способны эффективно разрушать мицеллы основного эмульгатора и повышать его гидрофильность, увеличивая концентрацию адсорбционно-активных молекул на межфазной границе.

Работа представляет обзор теоретических механизмов работы соэмульгатора и результатов лабораторных исследований бурового раствора с его применением.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кошелев В.Н., Промывка нефтяных и газовых скважин для инженерно-технических работников буровых предприятий, г. Москва, 2019.
2. Рязанов Я.А., Энциклопедия по буровым растворам, г. Оренбург, 2005.
3. Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э., Буровые растворы для осложненных условий, г. Москва, 1988.

УДК 622.276

ТОНКОДИСПЕРСНЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ КОМПАНИИ ЦЕМЕНТУМ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Часовских В.Р.¹, Воробьев Д.В.¹, Сапиев Р.А.²

1 – ООО «Холсим (Рус)»

2 – ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»

Ключевые слова: тонкодисперсный тампонажный портландцемент, ПЦТ-III-О65-50, ремонтно-изоляционные работы, ЦЕМЕНТУМ.

На сегодняшний день в ходе эксплуатации нефтяных и газовых скважин особенно важна герметичность цементного кольца за обсадной колонной т.к. при наличии дефектов в нем возможны различные осложнения (заколонная циркуляция, грифоны и т.д.), которые приводят к материальным и временным затратам [1].

В случае возникновения дефектов цементного кольца необходимо быстрое и эффективное проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Ремонтно-изоляционные работы обеспечивают оптимальные условия работы продуктивного горизонта для достижения запланированного дебита скважины.

Одним из ключевых факторов при проведении РИР является правильный подбор качественного тампонажного материала для проведения изоляции интервала с выявленным дефектом.

Например, тонкодисперсный тампонажный материал, который позволит цементному раствору заполнять все поры и трещины в изолируемом интервале является эффективным решением при проведении РИР.

При проведении РИР в Оренбургской области компании зачастую сталкиваются с проблемой получения положительного результата после первой попытки. С целью повышения эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ компанией ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН» было принято решение о проведении 3 опытных работ с тонкодисперсным тампонажным портландцементом ПЦТ-III-О65-50 компании ЦЕМЕНТУМ т.к. благодаря тонкому помолу цемента обеспечивается высокая проникающая способность тампонажной суспензии и качественное заполнение трещин и пустот, что идеально подходит в качестве базы для приготовления тампонажной суспензии для проведения РИР.

Были выбраны 3 скважины на месторождениях Оренбургской области, на которых наблюдалась заколонная циркуляция через перфорационные отверстия в вышележащие пласты и как следствие, увеличивалась обводненность добываемой продукции.

Приемистость в скважинах была достаточно низкой. При выполнении РИР на две скважины было использовано по 2 т тонкодисперсного цемента, а на одну – 1 т. После проведения РИР ОЗЦ составляло 24 ч. Результаты опрессовки показали герметичность на всех трех скважинах с первой попытки.

Стоит также отметить, что после проведения РИР дебит по нефти на скважинах возрос на 3 т и 2 т, а процент обводненности упал на 4.6 % и 16 %, что является прекрасным показателем эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ.

Касательно самого тонкодисперсного материала: при сравнении гранулометрии тонкодисперсного ПЦТ-III-О65-50 и других тампонажных портландцементов (рисунок 1) можно выделить тот факт, что размер частиц тонкодисперсного ПЦТ-III-О65-50 значительно меньше, чем у других тампонажных портландцементов. Например, у ПЦТ-I-G-CC-1 только 60 % частиц меньше 32 микрон и порядка 40 % частиц меньше 15 микрон, что кратно отличается от значений тонкодисперсного ПЦТ-III-О65-50.

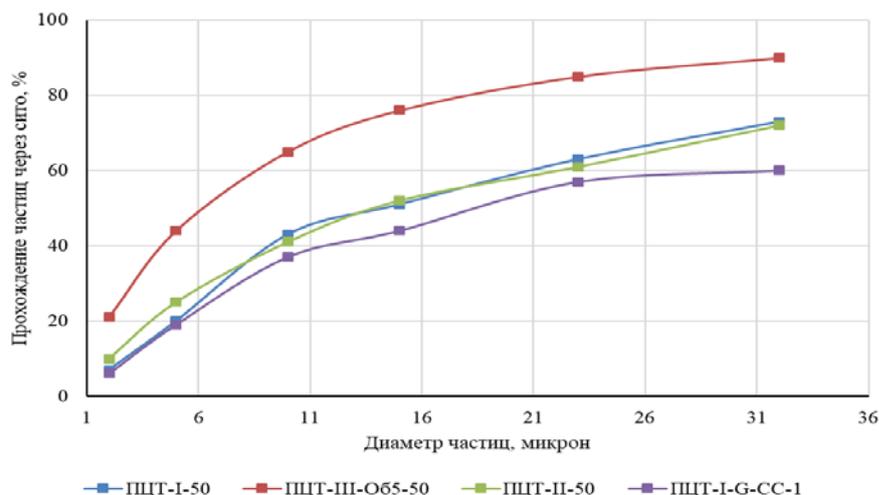


Рисунок 1. Сравнение гранулометрии тампонажных портландцементов

Таким образом, благодаря применению тонкодисперсного тампонажного цемента ПЦТ-III-О65-50 компании ЦЕМЕНТУМ, на скважинах месторождений в Оренбургской области были получены следующие результаты:

- 1) 3 опытные скважины герметичны после первого подхода – благодаря высокой стабильности, а также тонкому помолу частиц цемента обеспечивается высокая проникающая способность тампонажной суспензии и качественное заполнение трещин и пустот, что подтверждается положительными результатами РИР;
- 2) Повышение дебита скважин – после запуска скважин замеренные параметры дебита по нефти были выше, чем до проведения РИР, а обводненность в свою очередь также снизилась, что показывает положительный эффект использования тонкодисперсного тампонажного цемента ПЦТ-III-О65-50 компании ЦЕМЕНТУМ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «О ремонтно-изоляционных работах», URL: <http://synergytechnology.ru/on-repair-instrumental-works-riw> (дата обращения: 23.05.2023).

**Секция «Трубопроводный транспорт углеводородов:
инновационные технологии»**

УДК 699.822

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕОМАГНИТНО-ИНДУЦИРОВАННОГО ТОКА НА ПРОЦЕССЫ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА ТРУБ ПОДЗЕМНОГО ПРОТЯЖЕННОГО ТРУБОПРОВОДА

Александров О.Ю.¹, Алефиров И.А.²

1 – ООО «Газпром инвест»

2 – Ухтинский государственный технический университет

Ключевые слова: коррозия трубопроводов, подземный магистральный трубопровод, геомагнитные блуждающие токи.

Современные подземные трубопроводы, имеющие высокие значения переходного сопротивления изоляции в ряде случаев оказываются под негативным влиянием геомагнитно-индуцированных (далее – ГИТ) блуждающих токов [1]. В работе предложен способ проведения оценочного расчета средней скорости коррозии (при наличии дефектов изоляции), обусловленной воздействием на трубопровод изменяющегося во времени ГИТ. Получено аналитическое соотношение для оценки средней скорости коррозии при гармонической зависимости разности потенциала между трубопроводом и грунтом от времени.

Выполнена оценка средней скорости коррозии, обусловленной воздействием ГИТ. При удельном сопротивлении грунта 100 Ом·м, радиусе дефекта изоляционного покрытия 14 мм, амплитуде геомагнитно-индуцированных вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом 2,0 В, разности критического и защитного потенциалов 0,2 В, коэффициенте продолжительности действия геомагнитно-индуцированного тока 0,1 средняя скорость коррозии составляет 0,057 мм/год.

Показано, что для снижения опасности развития коррозионных процессов под влиянием ГИТ наиболее целесообразным представляется использование способов, позволяющих уменьшить амплитуду вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, обусловленных наличием геомагнитно-индуцированного тока в трубопроводе [2].

Отмечено, что ГИТ не только приводят к повышению скорости коррозии при наличии дефектов изоляционного покрытия (прямое влияние на коррозионные процессы), но и могут оказать существенное влияние на результаты измерений поляризационного потенциала (косвенное влияние на коррозионные процессы), что приводит к невозможности достоверной оценки степени защищенности трубопровода от коррозии в соответствии с отраслевыми критериями, к затруднениям при планировании превентивных мероприятий, к невозможности определения оптимальных параметров работы средств электрохимической защиты и, как следствие, к повышению риска аварийного разрушения трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Osella, A. Currents induced by geomagnetic storms on buried pipelines as a cause of corrosion / A. Osella, A. Favetto, E. Lopez // Journal of Applied Geophysics. – 1998. – № 38. – P. 219–233.
2. Gummow, R. A. GIC effects on pipeline corrosion and corrosion-control systems / R. A. Gummow, P. Eng // J. Atmos. Sol. Terr. Phys. – 2002.

УДК 62-1/-9

РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ЗАМЕНОЙ ИХ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ

Джемилёв Э.Р., Шаммазов И.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, ремонт, устройство, вырезка, лазерное сканирование, напряженно-деформированное состояние.

Одним из наиболее часто применяемых методов ремонта магистральных трубопроводов является вырезка дефектного участка и замена его на новый. При осуществлении данного метода ремонта возможно резкое смещение концов трубопровода после его резки, что является небезопасным для жизни и здоровья рабочих. При этом регламентом по вырезке дефектных участков трубопроводов РД-23.040.00-КТН-064-18 не предусматривается комплекс работ по устранению возможного смещения концов трубопровода перед его резкой [1]. В связи с этим для минимизации величины смещения концов трубопровода в производственных условиях его зачастую прижимают ковшем экскаватора, что противоречит технике безопасности ведения ремонтных работ. К тому же для дальнейшей приварки нового участка осуществляется центрирование концов трубопровода до положения соосности. Для этого применяются тяжелые и дорогостоящие трубоукладчики, транспортировка которых к месту производства ремонтных работ требует дополнительной оплаты разрешения на провоз негабаритной техники.

В результате данного исследования проведен патентный поиск и литературный обзор на предмет способов и устройств для ремонта магистральных трубопроводов с вырезкой дефектного участка. На основе выявленных достоинств и недостатков специалистами решены проблемы резкого смещения концов трубопровода была предложена конструкция устройств, позволяющих с помощью системы гидроцилиндров зафиксировать положение трубопровода перед его разрезанием, а также центрировать его концы перед приваркой нового участка. Для центрирования концов трубопровода устройствами в автоматическом режиме в качестве входных данных для расчета усилий, подаваемых на гидроцилиндры, используется уравнение, описывающее пространственное положение центральной оси трубопровода. Для точной и оперативной оценки пространственного положения трубопровода в ремонтном котловане разработаны технологии лазерного сканирования трубопровода, а также обработки данных сканирования [2].

Разработанные в рамках исследования техника и технологии позволяют существенно повысить как уровень производственной безопасности, так и экономическую и технологическую эффективность процесса ремонтных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД-23.040.00-КТН-064-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ.
2. Shammazov I., Dzhemilev E., Sidorkin D. Improving the Method of Replacing the Defective Sections of Main Oil and Gas Pipelines Using Laser Scanning Data //Applied Sciences. – 2022. – Т. 13. – №. 1. – С. 48.

ЛАЗЕРНАЯ ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

Журба Д.В.^{1,2}, Журба В.М.¹, Пуйша А.Э.¹

1 – ООО «НПП ВОЛО»

2 – Университет ИТМО

Ключевые слова: лазерная очистка, трубопроводный транспорт углеводородов, удаление окалины, лазерное газодинамическое напыление.

Перспективными направлениями применения лазерных технологий в области трубопроводного транспорта углеводородов являются: лазерная очистка [1] элементов конструкции от коррозионных и эксплуатационных отложений во время проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования, лазерная очистка прокатной окалины [2] с поверхности конструктивных элементов в процессе их стандартной антикоррозионной обработки, лазерная очистка поверхности с одновременным лазерным газодинамическим напылением антикоррозионных металлических покрытий на поверхность конструктивных элементов.

В инициативном порядке ООО «НПП ВОЛО» совместно с Университетом ИТМО был выполнен цикл работ по соответствующим направлениям. Создан лабораторно-экспериментальный стенд и выполнено исследование по лазерной очистке внутренней поверхности НКТ от эксплуатационных загрязнений. Продемонстрирована возможность удаления коррозионного слоя и солевых отложений толщиной 0,1-0,2 мм, обладающих высокой адгезией и механической прочностью.

Создан опытный образец установки, проведены исследования и показана возможность лазерной очистки металлопроката от прокатной окалины. Обоснованы и получены режимы лазерного воздействия, приводящие к термомеханическому разрушению окалины. Основными преимуществами данного подхода являются высокая эффективность очистки и минимизация термического воздействия на поверхность стали.

Создан экспериментальный стенд и продемонстрирована возможность лазерной очистки с одновременным лазерным газодинамическим напылением металлических антикоррозионных покрытий на поверхность стали. Показано, что рассматриваемый способ позволяет создавать высококачественные защитные покрытия толщиной 50-300 мкм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Журба В.М., Волков М.В., Орлов Н.Л., Пуйша А.Э. Инновационные технологии лазерной обработки металлов, направленные на улучшение свойств поверхности // Главный механик. 2020;2.
2. Журба Д.В. Исследование физических механизмов лазерной очистки поверхности горячекатаного металлопроката от окалины при воздействии непрерывного лазерного излучения с длиной волны 1,06 мкм // Сборник трудов XI Конгресса молодых ученых (Санкт-Петербург, 4-8 апреля 2022 г.) - 2022. - Т. 2. - С. 231-233.

УДК 620.164.3

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМУ ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЗОНЫ ОХРУПЧИВАНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «ЯМБУРГ – ЕЛЕЦ 2» НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ ЧЕРЕЗ РЕКУ ВОЛГА

Игнатова Н.С.¹, Садрудинов Р.Р.²

1 – Ухтинский государственный технический университет,

2 – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Ключевые слова: охрупчивание, твердость, собственные (остаточные) напряжения, коэрцитивная сила, ремонтная камера, темплеты, кессон.

В ходе исследования участка трубы магистрального газопровода «Ямбург – Елец 2» на подводном переходе через реку Волга проведена оценка состояния металла труб магистрального газопровода, а также возможных зон охрупчивания металла в месте обнаруженного дефекта непосредственно в кессоне, а также на темплетях определены соответствия магнитных характеристик трубным сталям, произведена оценка собственных (остаточных) напряжений [1] в металле на основе расчета анизотропии магнитных свойств, оценка остаточных ресурсов металла дефектной трубы по методике, предусматривающей измерение статистических показателей твердости металла. Доказано, твердость с малой нагрузкой является наиболее оптимальной для оценки состояния металла нефтегазопроводов в условиях эксплуатации [2]. Также произведены измерения коэрцитивной силы в металле дефектного участка трубы, который в ремонтной камере кессона разрезали на темплеты, размеры которых позволяли их извлечь из ремонтной камеры через шахту кессона непосредственно на платформу. Общеизвестно, что коэрцитивная сила - является одним из важнейших параметров, определяемых по полной петле магнитного гистерезиса и определяющих магнитные свойства ферромагнетиков [3].

Кроме того, положительный опыт применения методики исследования в кессоне и на платформе фрагментов аварийно-разрушившихся труб позволяет выработать наиболее рациональные рекомендации по методу проведения ремонта и протяженности ремонтируемого участка, при этом данные исследования имеют малую критичность к условиям измерения, в отличие от лабораторных. Стоит отметить, что применяемый метод измерения был реализован сетевым коэрцитиметром и портативным ультразвуковым твердомером, достоинством которого является малый вес, высокая скорость измерения, высокая точность измерения, вследствие определения величины отпечатка под нагрузкой, а не после извлечения индентора, что делает методику более применимой в усложненных условиях эксплуатации трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузьбожев А.С. Обоснование материаловедческих критериев повреждаемости металла труб магистральных газопроводов и прогнозирование остаточного ресурса: дис. канд. тех. наук. : 05.02.01 : защищена 28.06.2003 – М.: МГВМИ, 2013. – 124 с.
2. Михалев, А.Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металл труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Михалев Андрей Юрьевич. – Ухта: УГТУ, 2012. – 127 с
3. Бердник, М.М. Развитие метода оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Бердник Мария Михайловна. – Ухта: УГТУ, 2010. – 175 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ ВНУТРИТРУБНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ЗОНДА КАТОДНО-ПОЛЯРИЗУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА

*Косарев О.В., Катунцов Е.В., Лунтовская Я.А.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: математическое моделирование электрического поля, катодная электрохимическая защита магистрального трубопровода, внутритрубная диагностика, коррозия, метод фиктивных источников, градиент электрического поля, вычислительный эксперимент, электрическое зондирование.

Магистральные трубопроводы (МТ) подвержены коррозии, что является основной причиной их аварий и простоев [1,2]. Оценить качество внутритрубной изоляции снаружи трубы затруднительно в силу экранирующих возбуждаемое поле свойств металла трубы. Решением в таких случаях является использование внутритрубных приборов (зондов) [3]. Применение внутритрубного источника постоянного электрического тока в хорошо проводящих ток транспортируемых средах (соляные растворы, вода, некоторые продукты многотоннажных химических производств и пр.) и водонефтяных средах [4,5] делает возможным исследование взаимовлияния качества внутренней изоляции и градиента измеряемого зондом электрического поля.

Цель данной работы – разработка математической модели внутритрубного контроля состояния сопротивления изоляции катодно-поляризуемых МТ по данным электрометрии. В работе решены следующие задачи: построенная дифференциальная математическая модель электрического поля СКЗ и внутритрубного электрического зонда методом фиктивных источников сведена к дискретной модели в виде системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ); методом вычислительного эксперимента исследовано влияние нарушения внутренней изоляции на градиент электрического поля внутритрубного зонда.

Предложенная в работе математическая модель описывает распределение потенциала поля постоянного электрического тока в системе электрохимической защиты МТ. Отличительными особенностями модели являются: учет влияния электропроводности транспортируемой жидкости и переходного сопротивления внутреннего изоляционного покрытия на распределение электрических полей; использование электрического поля внутритрубного диагностического зонда для контроля качества внутренней изоляции. Практическая значимость заключается в развитии методов моделирования систем электрохимической защиты МТ от коррозии и разработке специального математического и алгоритмического обеспечения подсистем мониторинга и управления станций катодной защиты магистральных продуктопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нишкевич, Ю.А. Коррозия: способы борьбы с коррозией в нефтяной промышленности : монография / Ю.А. Нишкевич, А.Ю. Тропин, Ф.Ф. Насибуллин [и др.]. — Москва: ИНФРА-М, 2018. — 88 с. — (Научная мысль). — DOI: 10.12737/monography_59a018d0867c99.11635048.
2. Пассивная защита Трубопроводов от коррозии / Ф.М. Мустафин, Ц. Чэнь, О.Ф. Мустафин [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 2(98). – С. 86-90.

3. Makhutov, N.A., Neganov, D.A., Studenov, E.P., & Zorin, N.E. (2022). Development of status, strength and operating life diagnostics and monitoring methods for continuously operating oil trunk pipelines. In *Procedia Structural Integrity* (Vol. 40, pp. 283–295). Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.prostr.2022.04.038.
4. Голубев И.А., Голубев А.В., Лаптев А.Б. Практика применения аппаратов магнитной обработки для интенсификации процессов первичной подготовки нефти // *Записки Горного института*. 2020. Т. 245. С. 554-560. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.7.
5. Mayet, A.M., Alizadeh, S.M., Nurgalieva, K.S., et al. (2022). Extraction of Time-Domain Characteristics and Selection of Effective Features Using Correlation Analysis to Increase the Accuracy of Petroleum Fluid Monitoring Systems, *Energies*, Issue 62932, Vol. 15 DOI: 10.3390/en15061986.

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Нечаев Д.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Ключевые слова: нефтепровод, криолитозона, ГИС-технологии, карст.

Стратегически важные объекты транспорта углеводородов (природный газ, нефть и т.д.), трассы которых расположены на территориях со сложными геологическими условиями, в том числе и в зонах широкого распространения криолитозоны (Ямал, Якутия, Забайкальский край и т.д.), требуют особого внимания в вопросах, касающихся взаимодействия трубопровода с окружающим массивом грунта в условиях активации опасных геологических процессов. Одной из актуальных задач является разработка методов оценки общего состояния системы «грунт-трубопровод» для определения ресурса работы трубопроводных систем.

Наиболее перспективным на сегодняшний день методом однозначно является построение прогнозных карт с использованием ГИС-технологий [1]. Различные прогнозные карты разрабатываются как к оценке определённого инженерно-геологического фактора, так и к комплексным исследованиям [2]. Предлагается использовать различные подходы и методы оценки применительно к нефте- и газопроводам, обработку которых возможно реализовать в определённой среде ГИС. На основе общей совокупности всех данных определяются массивы данных для детальной обработки общей геотехнической картины трассы исследуемого трубопровода [3]. Оценка пространственного положения трубопровода и его изменение в массиве грунта позволит определить расчетные модели для получения значений напряженно-деформированного состояния трубы.

Предлагаемый методологический подход применен для оценки карстово-суффозионной опасности нефтепровода «Чаянда-ВСТО», расположенного в республике Саха (Якутия). В результате получена карта восприимчивости, которая идентифицирует конкретные границы участков и позволяет определить направления организации мониторинга за развитием экзогенного процесса и оптимизации процессов эксплуатации нефтепровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ НА РУССКОМ ЯЗЫКЕ

1. Nefros C., Loupasakis C. Introducing a geospatial database and GIS techniques as a decision-making tool for multicriteria decision analysis methods in landslides susceptibility assessment //Bulletin of the Geological Society of Greece. – 2022. – Т. 59. – №. 1. – p. 68-103. DOI: 10.12681/bgsg.29038.
2. Rasyid A. R., Bhandary N. P., Yatabe R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia //Geoenvironmental Disasters. – 2016. – Т. 3. – p. 1-16. DOI: 10.1186/s40677-016-0053-x.
3. Строкова Л. А., Нечаев Д. А. Роль опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода «Чаянда-ВСТО» //Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering. – 2022. – Т. 333. – №. 9. – с. 86-98. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3752.

УДК 621.317.311

АНАЛИЗ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ СИЛЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В СИСТЕМАХ ДИСТАНЦИОННОГО КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Савченков С.В.¹, Агиней Р.В.²

1 – ООО «Газпром проектирование»

2 – Ухтинский государственный технический университет

Ключевые слова: коррозионный мониторинг, сила тока в трубопроводе, измерение постоянного тока.

Важным параметром, определяющим эффективность работы катодной защиты трубопроводов, а также, например, стальных обсадных колонн скважин, является сила катодного тока, протекающего по сечению трубопровода. Параметр силы тока - один из важных показателей, обрабатываемых системой дистанционного коррозионного мониторинга.

Анализ применяемых на практике методов измерения силы тока показывает, что на практике наибольшее распространение получил метод измерения. Однако метод имеет существенную погрешность [1].

В настоящее время широкое распространение получили т.н. бесконтактные измерители силы тока. Такие устройства можно условно поделить на два класса: приборы для измерения переменного (синусоидального) тока и приборы для измерения квазипостоянного тока [2].

При измерении синусоидального тока проблем не возникает, т.к. прибор измеряет изменение переменного магнитного поля, частота которого идентична частоте поля.

При измерении постоянного тока необходимо измерять постоянные магнитные поля, при этом возникает существенная ошибка, связанная с влиянием других источников таких полей: например, магнитного поля Земли, намагниченностью самого проводника и др. Обычно такие приборы работают на эффекте Холла и обеспечивают заданную погрешность измерений благодаря минимизации расстояния от проводника до датчика, кроме этого, они предназначены для измерения больших токов, как правило, более 100 А.

Т.к. силы токов, протекающих по трубе составляют единицы и доли Ампер, близко расположить датчик к центру трубы затруднительно (минимальное расстояние между датчиком и проводником – радиус трубы), известные приборы не подходят для задач коррозионного мониторинга.

В работе сформулированы требования к прибору для измерения силы катодного квазипостоянного тока в трубопроводе, изложены идеи его конструктивного исполнения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карнавский Е.Л. Новое оборудование в системах коррозионного мониторинга // Коррозия территории нефтегаз. 2013. №6. С. 4-6.
2. Kawamura T., Haginomori E., Goda Y., Nakamoto T. Recent Developments on High Current Measurement Using Current Shunt // Transactions on electrical and electronic engineering. – 2007. – V. 2. – № 5. – P. 516–522.

Секция Круглый стол «Перспективы развития научных исследований в Антарктиде»

УДК 550.83

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РАЙОНЕ СТАНЦИИ ВОСТОК: ИСТОРИЯ, ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Адамович О.О., Горелик Г.Д., Грохотов Е.И.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, станция Восток, геофизические методы разведки.

Геофизические исследования в районе станции Восток были проведены в два этапа. На первом этапе в 60-90ые года двадцатого века на основании комплексной интерпретации данных полевых сейсмических, гравиметрических, радиолокационных и спутниковых наблюдений сделано предположение о наличии подледникового озера, которое в дальнейшем было подтверждено бурением. На втором этапе геофизических исследований в 90ых - 10ых годах за счет использования методов радиолокации и сейсморазведки на отраженных и преломленных волнах удалось уточнить геометрию поверхности озера, дна и его глубину. При этом стоит отметить, что геологическое строение озера Восток и вмещающих пород, модели история развития и генезиса озера имеет ряд существенных пробелов из-за недостатка информации о глубинном строении и динамике недр. В частности нет достоверных данных о донных отложениях озера Восток и глубинном геологическом строении и ряд других ограничений.

Ключевой особенностью проведения работ в районе станции Восток являются тяжелые условия проведения работ, короткий полевой сезон, сложная логистика работ и уникальные геолого-геофизические условия практически не имеющие аналогов на Земле, что не позволяет зачастую провести испытания в более простых условиях. С другой стороны развитие технологий не стоит на месте. Новые аппаратные решения и методики проведения геофизических работ позволяют запланировать проведение исследований, ранее не выполненных, таких как, например, сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОВ-ОГТ).

В качестве подхода к проведению дополнительных геофизических исследований можно использовать комплексный многоуровневый подход. Ни один из методов геофизики не позволит получить достоверную информацию о строении всех геологических этажей любого изучаемого объекта. При этом применение того или иного комплекса методов позволяет изучать различные структурные этажи объекта. Для станции Восток можно предложить следующий комплекс методов:

1. Ледник – Малоуглубленная радиолокация и сейсморазведка, глубинная радиолокация как в модификации совмещенный источник-приемник, так и с выносом источник-приемник. Сейсмоакустический поверхностный и скважинный мониторинг.

2. Донные отложения и вмещающие породы – Сейсморазведка методом МОВ-ОГТ.

3. Глубинное строение – Магнитотеллурическое зондирование, сейсморазведка ГСЗ и сейсмотомография, детальная магнито-гравиметрия.

Проведение предложенных исследований позволит уточнить геологическое строение озера Восток и представления о его происхождении, обосновать точки бурения скважин для отбора глубинных образцов вещества, а так же изучить геодинамические процессы, происходящие в леднике и недрах в районе станции Восток.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

УДК 551.32

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАМЕРЗАНИЯ ВОДЫ В ЛЕДНИКОВОЙ ТРЕЩИНЕ

Андреев М.М.

Санкт-Петербургский государственный университет

Ключевые слова: ледниковая трещина, численное моделирование, задача Стефана, метод выпрямления фронта.

Задачи теплопроводности, включающие в себя фазовые превращения, встречаются в различных областях прикладной науки. Одним из важных и актуальных направлений является моделирование гляциальных процессов. Так, изучение и мониторинг состояния ледникового покрова в районах полярных станций Антарктиды является одним из ключевых факторов для поддержания безопасности инфраструктуры и авиационного сообщения, что имеет важнейшее значение для обеспечения деятельности российской антарктической экспедиции (РАЭ). В представленной работе рассматривается процесс замерзания талой воды в ледниковых трещинах (т.н. «залечивание» трещин). Залеченные трещины наблюдались в районе взлётно-посадочной полос антарктических станций Новолазаревская, Прогресс, полевой базы Оазис Бангера и других. Исследование эволюции трещин востребовано и для района сопки Ветров на станции Мирный, где возможно создание новой авиационной площадки.

Целью настоящей работы является создание численной модели, описывающей процесс замерзания воды в ледниковой трещине, которая находится под тонким поверхностным слоем талой воды на леднике.

Для этого была сформулирована двухфазная двумерная краевая задача Стефана, численное решение которой было получено с применением метода выпрямления фронта и метода переменных направлений на неравномерной координатной сетке. Программная реализация выполнена на языке программирования Python с применением JIT-компилятора Numba для улучшения производительности. При моделировании замерзания воды в трещине с размерами, близкими к реальным, также были получены адекватные результаты. Созданная двумерная модель позволяет смоделировать процесс замерзания в изломе трещины, учесть распределение температуры льда по глубине и температурные колебания у поверхности льда, связанные с суточными или годовыми изменениями температуры воздуха. Кроме того, применение такой модели дает возможность оценить время, требуемое на «залечивание» трещин.

УДК 551.32

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ПОДЛЕДНИКОВЫХ ОЗЁР АНТАРКТИДЫ

Боронина А.С.^{1,2}

1 – Государственный гидрологический институт

2 – Санкт-Петербургский государственный университет

Ключевые слова: подледниковые озёра, математическое моделирование, Антарктида.

В настоящее время в Антарктиде насчитывается более 675 подледниковых озёр, около 140 из которых являются активными. Их существование главным образом возможно благодаря ледниковому покрову, толщина которого превышает критическое значение. Закономерности развития подледниковых озёр определяются сочетанием множества факторов, к основным из которых относятся: толщина ледника и снежно-фирнового слоя, аккумуляция, температура окружающего воздуха, геотермический поток и горизонтальные движения ледника (его растекание). Изучение развития подледниковых озёр, а также различных субгляциальных процессов возможно выполнить лишь посредством математического моделирования [1]. Современные модели, позволяющие описывать тепломассоперенос в теле ледника, а также его динамику, крайне сложны и ресурсоёмки. В этой связи оценка степени вклада каждого из факторов в процессы, протекающие на ложе ледника, позволяет не только выявить особенности образования и эволюции подледниковых озёр, но также оптимизировать процесс моделирования учётом именно основных факторов.

В настоящей работе выявлена степень вклада причисленных факторов на формирование и развитие подледниковых озёр Антарктиды. В основу положено численное решение одномерной задачи Стефана. Установлено, что для антарктического плато, склона и прибрежной зоны наибольшее влияние на процесс развития подледниковых озёр оказывает величина геотермического потока. Вторым по степени влияния при мощностях ледника менее 1500 м является температура окружающего воздуха, а на более мощных ледниках - сама толщина. Мощность снежно-фирновой толщи оказывает слабое влияние на обсуждаемые процессы для большей части Антарктиды. Аккумуляция вносит в процесс развития подледниковых озёр минимальный вклад, и при необходимости ей можно пренебречь при моделировании. Выполненные расчёты позволили также определить, изменение какого из факторов с большей долей вероятности спровоцирует прорыв активного подледникового водоёма v20, расположенного рядом с подледниковым озером Восток. Для озера v20 смоделированы сценарии его возможной эволюции.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФ № 22-27-00266.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Попов С.В., Пряхина Г.В., Боронина А.С., Кашкевич М.П. Математическое моделирование, как основной метод изучения процессов, протекающих в ледниках и подледниковых водоёмах Антарктиды // Сборник материалов IV-й Международной научно-практической конференции, посвященной 15-летию Государственного учреждения «Республиканский центр полярных исследований» – Минск: УО БГТУ. – 2022. – С. 192-195. EDN LWDNFA.

УДК 576.8(99)

ВОДА ПОДЛЕДНИКОВОГО АНТАРКТИЧЕСКОГО ОЗЕРА ВОСТОК МОЖЕТ НЕ СОДЕРЖАТЬ МИКРОБНЫЕ СООБЩЕСТВА, ЧТО ПОДТВЕРЖДЕНО ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫМ МЕТОДОМ OXFORD NANOPORE СЕКВЕНИРОВАНИЯ С КОНТРОЛЯМИ

Булат С.А.¹, Доронин М.В.¹, Сумбатян Д.А.², Швецов А.В.¹

1 – НИЦ КИ – Петербургский институт ядерной физики, Гатчина, Россия

2 – Azrieli Faculty of Medicine, Bar-Ilan-University, Israel

Ключевые слова: Антарктика, озеро Восток, глубокое бурение, вскрытие озера, замерзшая вода озера, микробные сообщества, нанопоровое секвенирование, контаминация.

Цель заключалась в поиске микробной жизни в подледниковом антарктическом озере Восток путем анализа верхнего слоя воды, поступившей в скважину после вскрытия озера. Образец представлял собой замерзшую воду с глубины 3721 м, вошедшую в скважину после вскрытия озера.

Озеро Восток – это гигантский (270 x 70 км, площадь 15800 км²), глубокий (до 1,3 км) пресноводный водный резервуар, погребенный в полу-грабене под 4-км толщей Восточно-Антарктического ледникового щита с температурой около температуры таяния льда (около -2,5° С) под давлением 400 атмосфер. Водоем исключительно олиготрофный и бедный по содержанию первичных химических ионов (сравнимый с поверхностным снегом), с высоким содержанием растворенного кислорода (в диапазоне 320–1300 мг/л) и закрытый от поверхностной биоты около 15 млн лет назад [1].

Лед был тщательно деконтаминирован и растоплен в холодном и «чистом» помещениях, а выделенная геномная ДНК амплифицирована с помощью вырожденных праймеров на область v3-v4 16S рРНК бактериальных генов. Ампликоны были секвенированы как по методу Сэнджера, так и высокопродуктивной технологией секвенирования Oxford Nanopore.

В результате анализа ДНК по методу Сэнджеру было получено в общей сложности 16 бактериальных флотипов. Из них только один флотип 3721v34-24 прошел все контроли на контаминацию. Он был доминирующим - состоящим из 41,4% клонов с тремя аллельными вариантами. Классифицировать его не удалось - 87,7% (ниже уровня семейства) сходства с *Mucilaginibacter daejeonensis* NR_041505 из Bacteroidetes (Sphingobacteriaceae).

Применив технологию Oxford Nanopore к тому же ампликону, было получено в общей сложности 20 535 прочтений. Из них, 92% чтений были классифицированы с точностью более 85%. В результате было идентифицировано 17 бактериальных флотипов с численностью выше 0,5%. Среди них 13 флотипов оказались общими с находками по Сэнджеру, а 4 оставшихся флотипа были уникальными, но присутствовали в нанопоровом контроле (негативная ПЦР и реагенты), т. е. являлись контаминантами. 13 общих с Сэнджером находок содержали 12 контаминантов и флотип, классифицированный как *Mucilaginibacter daejeonensis* – такой же, как и «истинная» находка по Сэнджеру. Однако он также присутствовал в нанопоровом контроле.

Таким образом, истинных находок методом нанопорового секвенирования выявлено не было, что свидетельствует, что верхний горизонт воды в озере Восток может быть свободен от микробной ДНК. В настоящее время изучаются дополнительные образцы замерзшей воды, чтобы прояснить этот вопрос.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bulat S., Petit JR. (2022) Vostok, Subglacial Lake. In: Gargaud M. et al. (eds) Encyclopedia of Astrobiology. Springer, Berlin, Heidelberg. Pp. 1-7. DOI: 10.1007/978-3-642-27833-4_1765-3.

УДК 550.822.7

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА УЛАВЛИВАНИЯ ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ ЛЕДНИКОВ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ

Васильев Д.А., Большунов А.В.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: продувка воздухом, снежно-фирновая толща, шламособорный фильтр, Антарктида.

Перспективным направлением в области бурения верхних проницаемых горизонтов ледников является разработка технологии бурения снарядами на грузонесущем кабеле с обратной призабойной циркуляцией сжатого воздуха. Предполагается, что при успешном внедрении данной технологии существенно повысится производительность, энергоэффективность и безаварийность бурения, по сравнению с методами шнекового и теплового колонкового бурения.

Одной из решаемых задач, в рамках разработки данной технологии, является создание эффективной системы улавливания ледяного шлама. За более чем полувековой опыт глубокого бурения ледников было опробовано множество систем шламоулавливания, отличающиеся разнообразием конструкций и физических процессов, лежащих в основе их работы. Однако в настоящее время не существует четкого представления об эффективности работы данных систем при использовании воздуха в качестве очистного агента.

В 68-й Антарктической экспедиции, в ходе сезонных работ на станции Восток, были проведены экспериментальные исследования процесса улавливания ледяного шлама из восходящего потока воздуха. Исследования проводились на экспериментальном стенде [1], в качестве транспортируемого материала выступал реальный ледяной шлам, полученный в результате бурения неглубокой скважины VK-23 (36 м). Шлам засыпался в основание стенда, служившее моделью забоя скважины, далее подбиралась такая скорость восходящего воздушного потока, при которой шлам без остатка транспортировался в шламособорный фильтр. Эксперименты проводились с различными по конструкции и принципу работы фильтрами, представляющими собой вариации сетчатых (аналогичны фильтрам снарядов КЭМС) и циклонных сепараторов.

В результате экспериментальных работ установлено, что циклонные фильтры, ранее не применявшиеся при бурении льда, значительно эффективнее сетчатых (количество уловленного шлама по массе 96,8% и 57,8% соответственно). Полученные экспериментальные данные обуславливают целесообразность применения циклонных шламоуловительных систем при бурении ледников с продувкой воздухом.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Игнатъев С.А., Васильев Д.А., Большунов А.В., Васильева М.А., Ожигин А.Ю. / Экспериментальные исследования переноса ледяного шлама воздухом при бурении снежно-фирновой толщи // Лёд и Снег. 2023. №63(1) . С. 141-152.

УДК 551.32

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АНТАРКТИДЕ

Воробьёв Д.М.¹, Попов С.В.^{1,2}, Егоров М.С.¹, Киселёв А.В.¹

1 – АО «Полярная морская геологоразведочная экспедиция» (ПМГРЭ)

2 – Санкт-Петербургский государственный университет (СПбГУ)

Ключевые слова: геолого-геофизические исследования, Антарктида.

Отечественные геолого-геофизические работы в Антарктиде проводятся на регулярной основе более шести десятилетий. Они являются наиболее важной частью научных исследований нашей страны в Южной полярной области. Их основные задачи сформулированы в Морской доктрине Российской Федерации, как осуществление государственной политики, направленной на сохранение и закрепление позиций России в этом регионе [1]. Текущие планы, связанные с его изучением и освоением Южной полярной области изложены в «*Стратегии развития деятельности Российской Федерации в Антарктике до 2030 года*», утверждённой Правительством РФ 19.08.2020.

Во исполнение этих планов, ПМГРЭ, на протяжении более полувека проводит планомерные геолого-геофизические исследования в Антарктике. Наиболее значимыми являются континентальные работы. Геологические и геоморфологические исследования последних лет сосредоточены на Землях Принцессы Елизаветы и Королевы Мэри. Их результатом стало составление геологических карт масштаба 1: 50 000 – 1: 200 000. Полученные данные позволили уточнить возраст и эволюцию геологических образований от докембрия до кайнозоя.

Комплексными аэрогеофизическими работами покрыто более трети территории Антарктиды. Они включают в себя гравимагнитные и радиолокационные исследования. Сейчас работы сосредоточены в обширной области Восточной Антарктиды в секторе 60° – 110° в.д., ключевым для понимания истории и этапов развития всего континента [1]. Здесь также выполнялись масштабные наземные работы, включая ГСЗ, МОВ, МОВЗ, МПВ и РЛП [1,2]. Наиболее важными из них является изучение подледникового озера Восток [2].

ПМГРЭ была и остаётся флагманом отечественных работ в Антарктиде, планомерно выполняя научные и прикладные исследования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Погорельский А.И., Масолов В.Н., Попов С.В., Воробьёв Д.М., Егоров М.С., Киселёв А.В. Основные этапы отечественных геолого-геофизических исследований в Антарктике: достижения и перспективы // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 8-6(66). – С. 381-385. – EDN РННТУТ.
2. Попов С.В., Лейченко Г.Л., Липенков В.Я., Мосолов В.Н., Лукин В.В., Екайкин А.А. Отечественные исследования района подледникового озера Восток, Восточная Антарктида // Комплексные исследования природной среды Арктики и Антарктики: Тезисы докладов международной научной конференции, Санкт-Петербург, 02–04 марта 2020 года. – Санкт-Петербург: АНИИ, 2020. – С. 191–193. – EDN MGYNSB.

УДК 621.382

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ МИКРОЭЛЕКТРОНИКИ В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Двойников В.М.^{1,3}, Бурылов Д.А.², Шпенст В.А.³,
Большунов А.В.³, Смирнов В.А.², Труфанов С.А.²*

1 – ООО «Новел СПб»

2 – ЗАО «Фортэкс»

3 – Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: бурение, Антарктида, Арктика, микроэлектроника, температурный датчик, низкие температуры.

На сегодняшний день электромеханическая буровая установка, используемая Российской экспедицией, не обладает достаточным количеством электронных измерительных средств, что приводит к снижению эффективности и скорости бурения. Использование современной микроэлектроники осложняется в первую очередь уникальными климатическими условиями [1], в частности низкой температурой и атмосферным давлением. Иностраные буровые установки имеют гораздо более современное электронное сопровождение, но которое также имеет ряд недостатков [2]. В работе освещена тема применения электронных измерительных устройств в процессе бурения скважин в условиях Антарктиды, а также проанализированы способы защиты электроники от воздействия низких температур. Получены результаты эксперимента над температурными датчиками различного типа и разным расположением относительно микрочипа с использованием охлаждающей камеры. Также проведен эксперимент с электроникой покрытой водонепроницаемым полимерным покрытием. Сделаны следующие выводы: выбранные серийные микроконтроллеры и температурные датчики не выходят из строя при температурах ниже заявленной разрешенной производителем на 10-15 градусов по Цельсию [3]; результаты температурных датчиков на устройствах с покрытием и без него отличаются незначительно; при запуске полупроводникового температурного датчика в условиях низких температур обнаружено среднее отклонение 5 градусов по Цельсию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Yu X.K., Tao Y.B. Получение и определение характеристик композитных материалов с фазовым переходом парафин/расширенный графит с высокой теплопроводностью, (2022) International Journal of Heat and Mass Transfer. DOI:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2022.123433.
2. Zhang N. et al. (2020). Антарктическая подледниковая буровая установка: Часть IV. Электрическая и электронная система управления. Annals of Glaciology 1–12. DOI: 10.1017/aog.2020.40.
3. Lakshminarayanan V., Sriraam N. Влияние температуры на надежность электронных компонентов. IEEE International Conference on Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT), 2014, pp. 1-6. DOI: 10.1109/CONECCT.2014.6740182.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ЦЕНТР АПРОБАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИЗУЧЕНИЯ ПОЛЯРНЫХ РЕГИОНОВ

Игнатъев С.А.¹, Воронов К.В.²

1 – Санкт-Петербургский горный университет

2 – Научно-производственная фирма «РЕОМ»

Ключевые слова: Антарктида, Арктика, озеро Восток, экспериментальный стенд, бурение.

В соответствии со Стратегией развития деятельности Российской Федерации в Антарктике до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства РФ от 30 июня 2021г. № 1767-р, будет реализовано 21 Мероприятие «Комплексное исследование подледникового озера Восток и палеоклимата Земли в районе российской антарктической станции Восток». Одной из основных задач 21 Мероприятия является разработка новых экологически безопасных технологий и технических средств бурения скважины доступа к озеру Восток, его вскрытия, отбора проб воды и донных отложений, для решения которой требуется проведение целого комплекса натуральных экспериментальных исследований. Однако, внутриконтинентальное расположение станции Восток и суровые климатические условия в районе станции диктуют свои требования к научно-исследовательским работам, затрудняя их проведение сложной транспортной логистикой и коротким летним сезон.

Аналогичная ситуация характерна и для научно-исследовательских работ, проводимых в удаленных арктических регионах Российской Федерации, объемы которых в последнее время значительно выросли, что связано с принятием Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, утвержденной Указом Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645.

Для эффективного решения указанных выше задач и апробации разрабатываемых технических средств возникла потребность в строительстве экспериментального центра.

В разработанном проекте экспериментального центра предусматривается строительство трёх стендов:

1. Экспериментальный стенд «скважина – ледовый массив (мерзлая порода)» с климатической камерой имитирующей массив ледника с возможностью заморозки до -70°C ;
2. Экспериментальный стенд «скважина – ледовый массив (мерзлая порода)» с климатической камерой позволяющей моделировать градиент температуры в пределах $+25^{\circ}\text{C} - 70^{\circ}\text{C}$;
3. Экспериментальный стенд «скважина – водоём» с бассейном для апробации технических средств отбора проб донных отложений подледниковых озёр.

Конструкции и технические параметры климатических камер для экспериментальных стендов были проработаны совместно с ООО «НПФ «РЕОМ».

Для проведения буровых операций экспериментальные стенды будут оборудованы буровой установкой с геофизической лебёдкой и каротажным регистрирующим комплексом, и имитатором скважины, заполненным технологической жидкостью.

УДК 551.324.24

**ПЕРВИЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЕТРОСТРУКТУРНЫХ
ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЧАСТИ ЛЕДОВОГО КУПОЛА
АНТАРКТИДЫ И ПЛАНЫ НА ПЕРСПЕКТИВУ**

*Крикун Н.С., Грохотов Е.И., Волкова В.И.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: станция Восток, фирн, Антарктида.

Расчленение верхней части Антарктического ледового купола необходимо, исследование границ и факторов перехода снег-фирн и фирн-лед, изучение особенностей физико-механических свойств среды [1] необходимо для подбора параметров разрабатываемых буровых технологий и оборудования. Кроме того, учет особенностей геологического строения района работ и динамического состояния среды при датировании позволит уточнить результаты, полученные с использованием изотопных методов, и необходим для избежания получения «кажущегося» возраста и геологически абсурдных результатов. Помимо этого, петроструктурные особенности, данные о вариации структурных и реологических характеристик несут информацию необходимую для исследования напряженного состояния ледника, построения палеодинамических и палеоклиматических реконструкций [2].

В ходе сезонных работ 68-й РАЭ в районе станции Восток была пробурена скважина VK-23 (глубиной 36 метров). По керну, поднятому из скважины, помимо стыковки, точного измерения длины и плотности производилось изучение петроструктурных особенностей фирна и льда с использованием микроскопа и светового стола. Изготовление и описание пришлифованных пластин выполнялось с интервалом в 5 м.

В результате выполнено расчленение верхней части разреза ледового купола Антарктиды. Установлено, что с глубиной происходит рост размера зерен фирновых отложений и увеличение доли кристаллов более крупных фракций, что обусловлено процессами перекристаллизации под действием направленного стресса и с течением времени. Кроме того, рост давления с глубиной обеспечивает улучшение прочностных свойств исследуемых пород и повышение их плотности, что объясняется эволюционным изменением в процессе уплотнения и динамометаморфизма. Важно отметить, что увеличение плотности ледовых пород можно также связать с уменьшением закрытой пористости. Чтобы качественно оценить этот показатель в дальнейшем необходимо привлечение компьютерной микротомографии, что также позволит изучить проницаемость и перколяцию снежно-фирновых и ледниковых отложений. Помимо этого, планируется провести аналогичные исследования на удалении от скважины VK-23 для корреляции полученных данных и построении структурных карт выделенных горизонтов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ekaykin A.A., Tchikhatchev K.B., Veres A.N., Lipenkov V.Ya., Tebenkova N.A., Turkeev A.V. Vertical profile of snow-firn density in the vicinity of Vostok station, Central Antarctica. *Led i Sneg. Ice and Snow*. 2022, 62 (4). P. 504–511. [In Russian]. DOI: 10.31857/S2076673422040147
2. Особенности строения антарктического ледникового покрова в районе станции Восток по результатам петроструктурных исследований ледяного керна / В. Я. Липенков, Е. В. Полякова, П. Дюваль, А. В. Преображенская // *Проблемы Арктики и Антарктики*. – 2007. – № 2(76). – С. 68-77.

УДК 622.243.5

КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТЕНДА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССА РЕЗАНИЯ ЛЬДА И МЕРЗЛЫХ ПОРОД ВЫСОКОСКОРОСТНЫМИ СТРУЯМИ ЖИДКОСТИ

Ожигин А.Ю., Климов В.Я., Игнатьев С.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: бурение льда, вращательное бурение, высокоскоростные струи жидкости, Антарктида.

Для дальнейшего углубленного изучения подледникового озера Восток требуется бурение новой скважины доступа. Ввиду суровых климатических условий, сложной логистики, а также короткого сезона ведения работ, существующие технологии бурения глубоких скважин во льду требуют значительных временных затрат. В связи с чем, существует необходимость разработки новой технологии, позволяющей существенно увеличить скорость бурения.

В различных отраслях промышленности получил распространение и хорошо себя зарекомендовал способ разрушения материалов высокоскоростными струями жидкости. В горной отрасли данный метод широко применяется на угольных шахтах при очистных и проходческих работах. Применение данной технологии позволило увеличить энерговооруженность выемочных машин без увеличения их габаритов и веса и уменьшить усилие резания на резце 1,5-1,8 раза, и увеличить скорость подачи более чем в 2 раза [1]. Предел прочности на сжатие угля находится в диапазоне от 5 до 50 МПа, что сопоставимо и даже больше того же показателя льда при различных температурах. Это позволяет предположить, что применение данной технологии в области бурения льда может иметь перспективу.

Ранее проведенные в Горном университете исследования показали, что оптимальное расстояние от среза сопла до поверхности забоя скважины находится в диапазоне от 3 до 10 мм, а предельное давление в гидронасосе не должно превышать 100 МПа, в противном случае температура жидкости превышает 60°C, что может приводить к наступлению необратимых процессов в структуре кремнийорганической жидкости [2], которую предполагается использовать при бурении скважины доступа.

Для дальнейшего изучения процессов разрушения льда высокоскоростными струями жидкости необходима разработка экспериментального стенда для определения влияния на процесс резания льда и мерзлых пород фактора затопления струи, взаимодействие струи и резца, их оптимальное взаимное положение, оптимальное количество форсунок и их диаметр, оценить энергоемкость и эффективность метода.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жабин А.Б. Обоснование параметров взаимодействия агрегированного механогидравлического инструмента с массивом для эффективного разрушения крепких горных пород: дис. канд. тех. наук: 05.05.06 / Жабин Александр Борисович. - М. - 1984.
2. Патент № 2779170 Российская Федерация МПК E21B7/18 Способ бурения скважин в ледниковом покрове / Литвиненко В.С., Трушко В.Л. – RU 2779170 C1 заявл. 23.03.2022г., опубл. 09.05.2022г.

УДК551.32

РЕЛЬЕФ ДНА ПОДЛЕДНИКОВОГО ОЗЕРА ВОСТОК В РАЙОНЕ ТОЧКИ ПЛАНИРУЕМОГО БУРЕНИЯ НОВОЙ СКВАЖИНЫ

Попов С.В.^{1,2}, Большунов А.В.³, Воробьев Д.М.¹

1 – АО «Полярная морская геологоразведочная экспедиция», Санкт-Петербург

2 – Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург

3 – Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Ключевые слова: Антарктида, геофизические исследования, подледниковое озеро Восток.

Открытие озера Восток является величайшим событием в истории антарктических исследований. Практически сразу после этого наша страна приступила к его планомерному изучению. На начальном этапе Полярная морская геологоразведочная экспедиция (ПМГРЭ) в тесном сотрудничестве с Российской антарктической экспедицией проводила комплексные геофизические исследования, направленные на создание всестороннего представления об этом уникальном объекте: картировалась его береговая линия, мощность ледникового покрова, глубины озера, рельеф дна, и подледный рельеф [1]. Данные работы, помимо чисто научных задач, оказывали существенную помощь при проведении буровых работ на станции Восток, особенно на этапе проникновения в озеро, поскольку давали важную информацию о мощности ледника в районе забоя скважины. В настоящее время Горный университет и ПМГРЭ планируют приступить к работам, направленным на подготовку к реализации следующего этапа изучения озера Восток – бурения новой скважины доступа к озеру, его вскрытие, отбор проб воды и донных отложений [2]. Работы будут включать проведение дополнительных геофизических исследований, которые с учетом сейсмических и радиолокационных данных, полученных ПМГРЭ на начальном этапе изучения озера Восток, позволят обоснованно выбрать точку заложения новой скважины доступа к озеру.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ № 22-27-00266 «Разработка математической модели развития ледникового покрова с последующим применением для описания субгляциальных гидрологических процессов в районе подледникового озера Восток, Восточная Антарктида».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Попов С.В., Лейченков Г.Л., Липенков В.Я., Мосолов В.Н., Лукин В.В., Екайкин А.А. Отечественные исследования района подледникового озера Восток, Восточная Антарктида // Комплексные исследования природной среды Арктики и Антарктики: Тезисы докладов международной научной конференции, Санкт-Петербург, 02–04 марта 2020 года. – Санкт-Петербург: ААНИИ, 2020. – С. 191–193. – EDN MGYNSB.
2. Большунов А.В., Васильев Н.И., Тимофеев И.П., Игнатьев С.А., Васильев Д.А., Лейченков Г.Л. Перспективное технологическое решение по отбору проб донных отложений подледникового озера Восток: актуальность и постановка задач исследований // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 779-787. – DOI: 10.31897/PMI.2021.6.1. – EDN VKPIKQ.

УДК 550.8.028

ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ КОМПОНОВКИ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОДЛЕДНИКОВЫХ ОЗЁР

Ракитин И.В., Шишкин Е.В., Ожигин А.Ю.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: полярные регионы, подледниковые озёра, донные отложения, отбор проб.

Одними из самых малоизученных сред на Земле являются подледниковые озёра, залегающие в полярных регионах. Их количество в настоящее время насчитывает более 700 объектов, около 80% из которых являются замкнутыми системами [1], изолированными от атмосферы на протяжении многих тысяч лет. Донные отложения подледниковых озёр содержат данные о формировании ледникового покрова и изменении климата планеты. Помимо этого, отложения могут содержать уникальные микроорганизмы, условия эволюции которых, сравнимы с подледниковыми водоёмами на других объектах Солнечной системы.

Получение подобного рода информации невозможно без прямых исследований с использованием пробоотборных устройств, конструкции которых должны соответствовать следующим условиям эксплуатации: градиент температуры (от -60°C до $+5^{\circ}\text{C}$) и давления (0,1-50 МПа); дорогостоящая логистика; ограниченные возможности ремонта; необходимость экологически чистого доступа к подледниковой среде; требование к ненарушению реликтовой системы озера [2].

Применение устройств пробоотбора, имеющих механизм перемещения по донной поверхности, позволяет расширить область отбора проб осадочных отложений, что особенно важно для неглубоких озёр, залегающих под мощными ледниками. Наиболее подходящей под требуемые условия эксплуатации является конструкция пробоотборного устройства с двигателем шагающего типа, представленным в работе [3]. В зависимости от вида донных отложений, устройство с данным типом двигателя может оснащаться соответствующими приспособлениями для отбора проб.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Livingstone, S.J., Li, Y., Rutishauser, A. et al. Subglacial lakes and their changing role in a warming climate. *Nat Rev Earth Environ* 3, 106–124 (2022). DOI:10.1038/s43017-021-00246-9
2. Litvinenko V. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic subglacial lake exploration and Arctic natural resource development // *Chemie der Erde*. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125652. DOI: 10.1016/j.chemer.2020.125652.
3. Шишкин Е.В., Большунов А.В., Тимофеев И.П., Авдеев А.М., Ракитин И.В. Модель шагающего пробоотборника для исследования донной поверхности подледникового озера Восток // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 257. – С. 853-864.

УДК 622.243.94

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ В ТЕРМОГИДРАВЛИЧЕСКОМ БУРОВОМ СНАРЯДЕ – РАСШИРИТЕЛЕ ПРИ ПРОКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Сербин Д.В., Дмитриев А.Н.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, станция Восток, гидравлические потери, местные сопротивления, бурение.

Технология бурения плавлением сплошным забоем с одновременным расширением скважин в ледовом массиве объединяет два технологических процесса: контактное бурение плавлением и конвективное расширение скважин подогреваемым теплоносителем. Данная технология реализуется при помощи термогидравлического бурового снаряда – расширителя (ТБСР), разработанного специалистами Санкт – Петербургского горного университета. При использовании ТБСР расширение скважины в ледовом массиве достигается за счет призабойной кольцевой циркуляции теплоносителя, которая обеспечивается направленной ориентацией гидравлических каналов пенетратора и прокачкой рабочей жидкости в устройстве с постоянным ее подогревом. Теплоноситель прокачивается насосом, который установлен в корпусе насосного отсека. Давление, развиваемое забойным насосом, должно быть достаточным для преодоления гидравлических сопротивлений в циркуляционном отсеке, гидравлических каналах и коллекторе пенетратора ТБСР.

Общее давление P_n прокачиваемого теплоносителя, которое должен развивать насос, определяется как сумма частных гидравлических сопротивлений трения и местных сопротивлений с запасом в 20-50% и находится из выражения (1) [1, 2]:

$$P_n = \kappa_3 \left(\sum_{n=1}^N P_n^T + \sum_{m=1}^M P_m^M \right) \quad (1)$$

где, P_n^T – потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений трения на различных участках циркуляционной системы и пенетратора, Па; P_m^M - потери давления на преодоление местных гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе и пенетраторе, Па; κ_3 – коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления насоса.

Анализ гидравлических потерь циркуляционной системы и пенетратора позволил выявить экстремумы значений для их последующего учета в проектной документации, а также сделать правильный выбор насосного оборудования для включения его в конструкцию реального ТБСР.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маковей, Н. Гидравлика бурения. / Маковей Н. - Пер. с РУМ.- М.: Недра, 1986.- 536 с.
2. Талалай, П.Г. Научно-практические основы эффективной и экологически чистой технологии бурения глубоких скважин в ледниках / Талалай П. Г. // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук.- Санкт-Петербург, 2007.- 304 с.

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ КАК ПРОБЛЕМА ДЛЯ РАЗВИТИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АНТАРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

Суетнова Е.И.

ИФЗ РАН

Ключевые слова: эволюция газовых гидратов, математическое моделирование.

В дне акваторий и в зонах распространения вечной мерзлоты широко распространены термобарические условия благоприятные для образования газовых гидратов. Газовые гидраты это соединения газа и воды которые образуются и стабильные при определённых термобарических условиях и наличии необходимого газа и флюида как для роста гидратонасыщенности так и соблюдения локальных условий термодинамического равновесия гидрата с насыщающим коровым флюидом [1,2]. Геофизическими наблюдениями в различных научных экспедициях в последние годы было обнаружено большое количество скоплений газовых гидратов в земной коре различных регионов и в том числе в Антарктических. Но газовые гидраты рассматриваются не только как возможный источник углеводородов в будущем, но и как источник геологической опасности для проведения полевых работ или научных исследований в зонах потенциального наличия газовых гидратов в среде земной коры. Геологическая опасность включает неконтролируемые выбросы газа при производстве геофизических исследований или работ в зонах существования газовых гидратов потенциально приводящих к изменению термобарических условий в структурах земной коры. Очень важно что гидратонасыщенность осадков может косвенно указывать на историю и характер фильтрационного режима осадков в морском дне в зоне гидратонасыщенности [3,4] что существенно для предварительных прогнозов газонасыщенности. По этому представляется необходимым изучение различных сценариев эволюции гидратных скоплений в Антарктическом регионе вызванных различными природными процессами как экспериментального в лабораторных условиях и в течение морских экспедиционных исследований, так и теоретического с помощью математического моделирования. Таким образом, научные исследования геологических и геофизических процессов Антарктического региона тесно связаны с исследованиями газовых гидратов в Антарктическом регионе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Суетнова Е.И Моделирование аккумуляции газгидратов при осадконакоплении и уплотнении осадков субаквальных условиях. // Физика Земли. 2007. №9. С. 87-93.
2. Суетнова Е.И Влияние флюйодинамических и реологических свойств осадков на процесс вязкоупругого уплотнения при различных скоростях осадконакопления. // Физика Земли. 2010. №6. С. 72-79.
3. Суетнова Е.И. Математическое моделирование процессов аккумуляции газовых гидратов для различных геофизических условий в морском дне //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2018. № 11. С. 31-35
4. Собисевич А.Л., Суетнова Е.И., Жостков Р.А. Влияние слоистых структур морского дна на формирование газовых гидратов в окрестности глубоководных грязевых вулканов: математическая модель // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле, 2022. Том 503, № 1, С. 36-40.

УДК 551.324.85

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛЯЦИО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ЛЕДОВЫХ АЭРОДРОМОВ В АНТАРКТИДЕ

Суханова А.А.¹, Кашкевич М.П.², Попов С.В.^{3,2}, Поляков С.П.⁴

1 – ООО «Первая Геотехническая Компания», г. Санкт-Петербург

2 – Санкт-Петербургский Государственный университет, г. Санкт-Петербург

3 – АО «Полярная Морская Геологоразведочная Экспедиция», г. Санкт-Петербург

4 – Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт

Ключевые слова: георадиолокация, выводные ледники, ледниковые трещины.

Одним из основных и наиболее быстрых способов снабжения круглогодичных станций в Антарктиде является воздушное сообщение. В большинстве случаев организация аэродромов осуществляется на участках ледников вблизи оазисов либо на акваториях водоемов, покрытых многолетним льдом. Не исключением является и Российская антарктическая экспедиция (РАЭ), в рамках инфраструктуры которой вблизи станций Прогресс, Мирный, Новолазореvская и Молодежная аэродромы располагаются на участках ледников.

Ледники в краевой части материка подвержены процессам формирования обширных систем трещин, поэтому крайне важным является своевременное изучение приповерхностного строения и динамики ледников для оценки возможного их влияния на жизнедеятельность станций. Прием самолетов на акваториях водоемов также ставит задачу получения информации о мощности и сплошности покровного льда в целях обеспечения безопасности выполнения воздушных операций.

В настоящей работе приводятся примеры успешной реализации комплексных гляцио-геофизических работ в период 2018-2023 гг. в районах российских антарктических станций Мирный, Прогресс, Русская и полевой базы Оазис Бангера. Исследования на станции Русская в сезон 65-й РАЭ (2018/19 г.) были направлены на поиск новой площадки для строительства аэродрома в условиях расконсервации станции. Работы в районе базы Оазис Бангера в сезон 64-й РАЭ (2018/19 г.) позволили определить безопасное место для строительства ВПП на льду залива. В ходе работ в сезон 64-й РАЭ (2018/19 г.) на станции Мирный был выполнен мониторинг состояния существующей ВПП и поиск участка для запасного аэродрома с целью приема самолетов как на лыжных, так и на колесных шасси. Исследования в районе станции Прогресс в сезон 68-й РАЭ (2022/23 г.) проводились в районе действующей ВПП «Зенит» для оценки трещиноватости ледника и динамической ситуации в его пределах.

Основой комплекса гляцио-геофизических работ является метод георадиолокации, с 2014 г. успешно применяющийся для изучения ледниковых трещин и покровного льда водоемов в рамках сезонных работ РАЭ. Георадиолокационное профилирование дополняется керновым бурением для проведения структурного, плотностного и температурного анализа приповерхностного льда. Высокоточные геодезические GNSS измерения положения гляциологических вех дают возможность оценить скорости и направление течения льда в различных его областях. Комплексная интерпретация полученных результатов позволяет охарактеризовать динамику и строение ледниковой толщи вблизи дневной поверхности и дать оценку степени безопасности проведения логистических операций в пределах ледников.

УДК 551.32

ЧИСЛЕННАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ ПОДЛЕДНИКОВОГО ВОДОЁМА НА ОСНОВЕ ОДНОМЕРНОЙ МУЛЬТИФАЗНОЙ ЗАДАЧИ СТЕФАНА

Тарасов А.А., Степанова М.М.

Санкт-Петербургский государственный университет

Ключевые слова: задача Стефана, метод конечных разностей, Антарктида, MATLAB, донное таяние, ледник.

В последние годы возросло количество исследований, направленных на оценку баланса массы ледниковых покровов и подледного таяния. Вода в ледниках и под ними занимает сравнительно небольшой объем относительно льда (1-2%), но именно она влияет на динамику изменения климата. Согласно современным представлениям, антарктический ледниковый покров скрывает около пятисот подледных водоёмов. Изучение жизненного цикла подледниковых водоёмов, включающего их формирование и последующее развитие вплоть до прорыва, либо замерзания, становится особенно актуальным в свете наблюдаемых глобальных климатических изменений и повышения уровня моря. Кроме того, исследование субгляциальных гидрологических процессов дает понимание не только состояния и динамики ледника, но и формирования современного подледного рельефа.

Наряду с данными полевых исследований все большее значение приобретают результаты численного моделирования. Чаще всего в качестве математической модели используются либо уравнение Навье-Стокса, либо его приближения [1]. Однако, данные модели не учитывают фазовый переход «лёд-вода».

В данной работе представлена модель донного таяния ледников Антарктиды, с учётом фазового перехода «лёд-вода» на основе задачи Стефана. Топографические данные взяты из проекта Bedmap2 [2]. В каждой доступной точке континента вдоль вертикального направления решается одномерная трёхфазная задача Стефана, где первая и третья фазы вещества – подледниковая и надледниковая вода соответственно, а вторая фаза – ледник.

Для дискретизации уравнений использовался метод конечных разностей. Написана неявная разностная схема на неоднородной сетке первого порядка точности по времени и по координате. Неоднородная сетка сгущается возле границ фаз вещества.

Численное моделирование реализовано в пакете MATLAB в параллельном режиме. Получено распределение скоростей донного таяния. Средняя скорость донного таяния в пересчёте на массу в единицу времени составила 29 Гт/год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Greve, G. Dynamics of Ice Sheets and Glaciers / G. Greve, H. Blatter. – Berlin: Springer, 2009. – 300 p.
2. Fretwell P., Pritchard H.D., Vaughan D.G., et al. Bedmap2: improved ice bed, surface and thickness datasets for Antarctica // Cryosphere, 2013, vol. 7, p. 375–393.

УДК 622.243

БУРЕНИЕ ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ 5Г-5 В ИНТЕРВАЛАХ ГЛУБИН 3300-3535 МЕТРОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КЕРНА ДРЕВНЕГО ЛЬДА НА СТАНЦИИ ВОСТОК, АНТАРКТИДА

*Туркеев А.В.¹, Большунов А.В.², Сербин Д.В.², Игнатьев С.А.², Дмитриев А.Н.²,
Кадочников В.Г.², Васильев Д.А.², Шадрин В.С.²*

1 – Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт

2 – Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, станция Восток, глубокое бурение ледника, древний лед, кристаллическая структура льда.

Проведенные исследования показали, что атмосферный лед, залегающий на станции Восток в интервале глубин 3318 – 3538 м, датируется возрастом более 1,2 млн. лет [1]. В рамках инициативы VOICE (Vostok Oldest Ice Challenge) в сезоне 2018/19 года на глубинах 3266-3291 метров было проведено отклонение от основного ствола скважины 5Г с целью забурирования нового ствола 5Г-5 для получения параллельного керна древнего льда. Операция отклонения выполнена с использованием стандартного электромеханического снаряда КЭМС-135, предназначенного для бурения глубоких скважин в леднике, без существенных изменений в его конструкции. Технология отклонения и электромеханический снаряд были разработаны специалистами Санкт-Петербургского горного университета.

В сезонах 2021/22 и 2022/23 годов бурение нового ствола 5Г-5 было продолжено и по результатам окончания сезонных работ 68-ой Российской антарктической экспедиции глубина скважины составила 3535 метров. Таким образом, забой скважины находится в непосредственной близости к границе «древний (атмосферный) лед – конгеляционный (озерный) лед».

В докладе рассмотрены метод и алгоритм выполнения буровых работ для получения керна в интервале глубин 3300 – 3535 метров, отмечены их особенности, а также мероприятия по поддержанию непрерывного процесса бурения ледника при резком увеличении размеров кристаллов древнего льда. Представлен опыт бурения бокового ствола скважины 5Г-5 и описаны конструкции буровых коронок, используемых при выполнении отклонения и бурения скважины в леднике.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липенков В.Я., Екайкин А.А. В поисках древнейшего льда Антарктиды. Лёд и Снег. 2018; 58 (2): 255-260. DOI: 10.15356/2076-6734-2018-2-255-260.

ВОЗВРАТНО-ВРАЩАТЕЛЬНЫЙ СПОСОБ БУРЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В АНТАРКТИДЕ

*Шадрин В.С., Большунов А.В., Климов В.Я.
Санкт-Петербургский горный университет*

Ключевые слова: Антарктида, бурение скважин, возвратно-вращательный способ, экспериментальный стенд.

Одним из основных методов комплексного исследования Антарктиды является изучение кернового материала льда и подледниковых пород, а также проб донных отложений. В реализованных проектах для отбора кернового материала из скважин и проб донных отложений использовались технологии, основанные на различных физических процессах разрушения горных пород [1].

В Горном университете под руководством Э. А. Загривного был разработан способ разрушения горных пород, основанный на возвратно-вращательном движении породоразрушающего инструмента. Основными преимуществами данного способа являются компенсация реактивного момента бурового снаряда при его взаимодействии с горной породой, позволяющая отказаться от распорного устройства, и вибрационное воздействие породоразрушающего инструмента на горную породу, интенсифицирующее процесс бурения [2].

С целью исследования процесса разрушения льда возвратно-вращательным способом в НЦ «Арктика» был разработан экспериментальный стенд, прошедший апробацию в условиях станции Восток в рамках сезонных работ в 68-й Российской Антарктической экспедиции. С учетом полученных результатов планируется модернизация стенда, которая позволит расширить область применения возвратно-вращательного способа при бурении подледниковых горных пород, многолетнемерзлых пород и донных отложений.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

СПИСОК ИПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Gong, D.; Fan, X.; Li, Y.; Li, B.; Zhang, N.; Gromig, R.; Smith, E.C.; Dummann, W.; Berger, S.; Eisen, O.; Tell, J.; Biskaborn, B.K.; Koglin, N.; Wilhelms, F.; Broy, B.; Liu, Y.; Yang, Y.; Li, X.; Liu, A.; Talalay, P. Coring of Antarctic Subglacial Sediments. *J. Mar. Sci. Eng.* 2019, 7, 194. DOI: 10.3390/jmse7060194.
2. Поддубный, Д.А. Лабораторные экспериментальные исследования динамически уравновешенного бурового снаряда на грузонесущем кабеле с авторезонансным электроприводом возвратно – вращательного движения. / Э.А. Загривный, Н.С. Губарь, Д.А. Поддубный. // «Народное хозяйство республики Коми» // г. Воркута, №1, 2013г. - С.39-44.

Секция «Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин»

УДК 622.245.4; 622.245.69

ПРОБЛЕМА ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ (ЗКЦ) НА СКВАЖИНАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Алешкин С.В.

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

Ключевые слова: заколонная циркуляция, комплексный подход, анализ причин ЗКЦ, специальные цементные составы, комплексный подход, стабильность ствола скважины.

Одной из острых проблем при строительстве скважин в Волго-Уральском регионе является заколонная циркуляция (ЗКЦ). Важное значение при этом занимает качество сцепления цементного камня за обсадной колонной. В интервалах плохого или отсутствия сцепления цемента с породой и колонной наиболее высоки риски возникновения ЗКЦ.

Для снижения рисков возникновения ЗКЦ на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова был применен комплексный подход: анализ технологических и геологических факторов, влияющих на возникновение ЗКЦ; корректирующие мероприятия процесса бурения, технологии цементирования, освоения; лабораторные исследования буровых растворов, цементных составов и буферных жидкостей; компьютерное моделирование процесса бурения и цементирования на специализированном программном обеспечении.

По результатам проведенного анализа были выявлены основные причины, влияющих на возникновение ЗКЦ: низкое качество сцепления цементного камня (условия высокой кавернозности, влияние толстой фильтрационной корки, влияние межпластовых и внутривпластовых перетоков, особенности терригенных отложений Визейского яруса); образование газом каналов в цементном камне во время ожидания затвердевания цемента; разрушение цементного камня при освоении; отклонения от проектных требований при выполнении работ (при бурении, креплении, освоении); перемешивание цементного раствора с пластовым флюидом в условиях разницы пластовых давлений техногенного характера (влияние скважин поддержания пластового давления и добычи).

Для снижения случаев возникновения ЗКЦ необходимо следовать следующим рекомендациям: применять специальные цементные составы или добавки к цементам исходя из горно-геологических условий месторождения, увеличить объем и подобрать состав отмывающих буферных жидкостей с целью улучшения качества крепления скважин; соблюдать проектные решения при выполнении работ (при бурении, креплении, освоении); применять щадящие методы вторичного вскрытия продуктивного пласта; обеспечивать стабильность стенок ствола скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 303 с.
2. Комплексный подход для повышения качества цементирования на месторождениях Удмуртской республики. Алешкин С.В., Белослудцев А.В. // Нефть. Газ. Новации. 2021. №11 (252). С. 26-30.

УДК 665.725

ON THE NECESSITY TO LIMIT EMISSION OF METHANE DURING PRODUCTION, TRANSPORT AND USE OF LNG

Gudmestad O.T.

Western Norway University of Applied Science, Haugesund, Norway

Keywords: LNG, permafrost, emission of methane, greenhouse gas, transport of LNG.

Methane is a very potent greenhouse gas. Emission of methane gas is of high relevance to the climate objectives; to limit methane emission is necessary to ensure that the average temperature of the globe is kept under control. The warming is of particular concern for Arctic facilities that are supported on permafrost. Also, the warming and dry summers causes extensive forest fires, is limiting the freezing season when transport on frozen ground is possible and do increase the erosion of the shoreline along the Arctic coasts. The EC1 states that «on a 100-year timescale, methane has 28 times greater global warming potential than carbon dioxide and is 84 times more potent on a 20-year timescale». Therefore, EU has an agreed methane strategy [1]. In order to reduce the emission of greenhouse gasses, the use of Liquefied Natural Gas (LNG) to replace coal is a very important move. There is a reduction in greenhouse gas emissions of 40% when LNG is used in power plants, as compared with burning coal. However, production of gas, processing the gas to LNG, transporting the gas as LNG, degasification and burning of the LNG result in considerable emission of the greenhouse gas. It is, therefore important to ensure that this emission is limited to maintain the positive effect of the use of LNG. During the production of gas from the field, excess gas or released gas due to safety considerations should not be vented but burned to avoid direct release of methane. Furthermore, for pipeline transport to the LNG processing facility and for the cooling of the gas to LNG, the release of methane is limited by ensuring that pipes and valves [2] are designed and maintained properly and not leaking. During the shipping of the gas in liquid form, some of the LNG will evaporate, this boil-off gas should be used to power the ship. Work is ongoing to develop the technology and this research should be encouraged by all involved in the LNG industry. Finally, at the receiving station, at the degasification plant, as well as in the power plant, the quality and tightness of the piping system, including valves and actuators must be ensured. In this way, the use of LNG is representing an important contribution to reducing the emission of greenhouse gasses.

LIST OF USED LITERATURE

1. EU, European Commission. Methane emissions». URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gasand-coal/methane-emissions_en (дата обращения: 25.05.2023).
2. Sotoodeh, K. and Gudmestad, O.T. Safety and reliability improvements of valves and actuators for the offshore oil and gas industry, Life Cycle Reliability and Safety Engineering, 11, 293- 302, August 2022.

УДК 550.832.5

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГЕОФИЗИЧЕСКОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ДОБЫЧИ УВБ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Бабкин И.В.¹, Егурцов С.А.¹, Иванов Ю.В.¹, Ахмедсафин С.К.², Кирсанов С.А.²

1 – ООО «Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр»

2 – ПАО «Газпром»

Ключевые слова: технологическая платформа, мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж, газонефтенасыщенность, галитизация, рапа, литий, цементный камень.

Существенное усложнение горно-геологических условий разработки месторождений УВБ повышает требования к информативности геофизических исследований скважин (ГИС). В связи с этим был проведен комплекс теоретических и опытно-экспериментальных исследований, математического и натурального моделирования, направленный на совершенствование научного, методического, программно-интерпретационного и аппаратного обеспечения проведения и обработки материалов ГИС. Исследования учитывали специфические особенности геологического строения и литологического состава пород месторождений, разрабатываемых ПАО «Газпром».

В результате создана инновационная технологическая платформа мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ТП ММНК), предназначенная для решения актуальных задач геолого-геофизического сопровождения разработки как вновь вводимых, так и находящихся на поздних стадиях освоения месторождений. Применение платформенных подходов в геофизических исследованиях скважин относится к перспективным направлениям инновационного развития ПАО «Газпром». Базой платформы стала технология ММНК, прошедшая экспертизу и рекомендованная к использованию ЭТС ФБУ «ГКЗ».

Разработанные в рамках ТП ММНК технологии позволяют решать следующие актуальные задачи:

1. Оценка газонефтенасыщенности и коллекторских свойств сложных литологически неоднородных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

2. Оценка газонасыщенности галитизированных коллекторов газовых скважин, скелет которых содержит галит (соль).

3. Выделение насыщенных рапой интервалов в геологическом разрезе скважин, являющихся перспективными коллекторами для добычи литийсодержащих растворов. Наличие межсолевых рапопроявляющих (высоконапорных) и рапопоглощающих пластов (зон) является одним из основных горно-геологических факторов, способных вызвать осложнения в процессе бурения скважин в соленосных отложениях, негативно влияющим на их техническое состояние при последующей эксплуатации. С другой стороны, рапа является источником ценного минерального сырья, в том числе лития.

4. Оценка технического состояния цементной крепи действующих газовых скважин с применением инновационной технологии НК-Ц.

ОЦЕНКА УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНО-ЭПОКСИДНЫХ СИСТЕМ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

*Блинов П.А.¹, Садыков М.И.¹, Яковлева А.А.¹,
Морозова А.В.², Дьяченко Е.В.², Иващенко А.Н.²*

1 – Санкт-Петербургский горный университет

2 – ООО «БурСервис»

Ключевые слова: цементный камень, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, время переходного периода.

Работа посвящена исследованиям упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидного камня. Упругие свойства определены с помощью разрушающих и ультразвуковых методов оценки, прочностные свойства определены разрушающими методами контроля по стандартам API 10B-2/ISO 10426-2, технологические свойства оценены по методикам API 10B-2 и API 10B-6. Проведено сравнение упруго-прочностных свойств разработанных составов с существующими отраслевыми решениями подрядчиков по цементированию скважин. Для экспериментов использовались химические реагенты российских производителей [1,2].

К выводам работы можно отнести:

1. эпоксидная смола эффективно улучшает упругие свойства цементного камня, при этом увеличивая прочность образца на сжатие и изгиб, до концентрации 10% (ЦР-2, ЦР-3, ЦР-5);

2. наилучшими показателями обладает ЦР-5, в котором прослеживается совместное действие смолы и диспергируемого латекса в минимальных концентрациях, так динамический модуль Юнга снижен на 14%, коэффициент Пуассона незначительно снижен на 7,5%, относительно существующего отраслевого решения (ЦР-6); относительно базового цементного раствора без эластификаторов (ЦР-1) можно отметить снижение динамического модуля Юнга на 51,65% и увеличение динамического коэффициента Пуассона на 53,57;

3. использование смолы в составе цементного раствора снижает также и проницаемость цементного камня, благоприятно сказываясь на герметичности крепи [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 2009.
2. Агзамов Ф.А., Белоусов А.О., Комлев Я.К. Применение упругого цементного камня для повышения устойчивости крепи скважин при ударных и динамических нагрузках // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 2 (124). С. 9-19.
3. Садыков М.И., Блинов П.А. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. С. 97-105. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3925.

УДК 65.050

IPM-ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ КАК ИНСТРУМЕНТ НИВЕЛИРОВАНИЯ СУБЪЕКТИВНЫХ РИСКОВ КОМПАНИЙ

Бобров В.А.

ООО «РусГазБурение»

Ключевые слова: ИСУП, неопределённость, риск, управление рисками, нефтегазовые компании, стейкхолдеры, факторы риска.

Управление рисками является одним из важнейших факторов повышения конкурентоспособности предприятия.

Проекты нефтегазовой отрасли характеризуются повышенной сложностью реализации ввиду уникальности географических условий, сложности, сроков и инвестиционных затрат.

Риски реализации нефтегазовых проектов нуждаются в качественном управлении, в том числе с учётом неопределённости намерений заинтересованных сторон.

Дефицит информации о внешней среде и намерениях заинтересованных сторон является существенным фактором субъективного риска.

Субъективный риск – риск реализации оппортунистического интереса заинтересованной стороны, который приводит к потерям объекта реализации риска.

Управление рисками, в том числе субъективными, является важным условием повышения устойчивости стратегического развития компании [1-3].

Нефтегазовые проекты включают в себя множество заинтересованных сторон, отношениями с которыми необходимо управлять в целях минимизации субъективных рисков.

IPM-инструменты реализации проектов предполагают использование информационной системы, включающей в себя ключевые параметры проекта, функции его участников и планируемый к достижению результат [4-5].

IPM-подходы к управлению проектами обеспечивают прозрачность всех параметров проекта и участия его непосредственных участников в соответствии с их заданной ролью в проекте.

IPM-подходы позволяют снизить фактор неопределённости во взаимодействии с непосредственными участниками проекта и снизить возможность реализации субъективных рисков.

IPM-системы являются эффективным инструментом учёта интересов заинтересованных сторон проекта и средством организации прозрачного управления отношениями со стейкхолдерами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пак В.Д., Нужина Н.И. Что такое проект? Определение и признаки // МНИЖ. 2013. №8-3 (15). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/chto-takoe-proekt-opredelenie-i-priznaki> (дата обращения: 23.05.2023).
2. Локк Д.. Основы Управления Проектами : [пер. с англ.] / Дэннис Локк. - Москва : НИРРО, 2004 (ОАО Тип. Новости). - 239 с.
3. Власов А.В. Классификация проектов в нефтегазодобывающей отрасли // Вестник МГИМО. 2015. №5 (44). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/klassifikatsiya-proektov-v-neftegazodobyvayuschey-otrasli> (дата обращения: 23.05.2023).

4. ГОСТ Р ИСО 31000-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент риска. Принципы и руководство : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 декабря 2019 г. N 1379-ст : дата введения 2020- 03-01 – М.: Стандартиформ, 2021.
5. Бобров В.А. Об особенностях оценки субъективных рисков проектной деятельности нефтегазовых компаний / В. А. Бобров // Развивая энергетическую повестку будущего : Сборник докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК, Санкт-Петербург, 10–11 декабря 2021 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина), 2021. – С. 305-309.

УДК 622.245

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ ОТМЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУФЕРНЫХ СОСТАВОВ

Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Миронов Д.А.

*Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина*

Ключевые слова: качество крепления, цементный раствор, буферная жидкость, отмывающая способность, цементирование колонн.

В настоящее время буровые растворы на углеводородной основе (РУО) активно применяются при бурении скважин. Одним из основных недостатков применения РУО является низкое качество крепления из-за невозможности полноценно вытеснить и отмыть фильтрационную и масляную пленки традиционными методами.

Есть несколько общепринятых методик: оценка отмывающей способности по изменению масс цилиндра вискозиметра, по изменению масс цилиндра вискозиметра с установленной сеткой от вибросита на цилиндр [1], по изменению масс синтетического образца горной породы [2]. Данные методики просты в применении, однако имеют высокую погрешность.

В лаборатории крепления скважин был разработан комплексный подход к изучению отмывающей способности различных буферных составов: дизельное топливо (ДТ), раствор нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФК), раствор сульфонола, растворитель «Нефрас» С2 80/120.

Проведены исследования отмывающей способности буферных составов следующими методами: классический метод на ротационном вискозиметре; отмыв РУО с искусственного и натурального керна; отмыв РУО с металлических патрубков (высота 100 мм, диаметр 50 мм) и измерение адгезии цементный камень – металл; измерение адгезии горная порода цементный камень (выдавливание образца натурального керна из цементного кольца).

Разработанная комплексная методика позволяет в полной мере оценить отмывающую способность буферных жидкостей и ее влияние на качество цементирования. Наибольшую отмывающую способность по всем способам показали: ДТ, ДТ + 5% раствор сульфонола, растворитель «Нефрас» С2 80/120.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Воронкова Н.В. и др. Разработка буферной жидкости для повышения качества крепления скважин, пробуренных с применением растворов на углеводородной основе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – №10. – С. 32-36.
2. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И. Разработка буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – №7. – С. 32-34.

УДК 622.24.001

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ 3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Клыков П.И.¹, Мелехин А.А.²

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Ключевые слова: геомеханическое моделирование, поровое давление, напряженное состояние, метод конечных элементов.

Проблема устойчивости стенок наклонно-направленных и горизонтальных скважин, проектируемых в сложных горно-геологических условиях, является актуальной, в том числе для месторождений Тимано-Печорской НПП. Риски возникновения осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважин, наряду с катастрофическими поглощениями бурового раствора, ведут к увеличению непроизводительного времени бурения, ухудшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора и в крайних случаях приводят к ликвидации скважины. Для минимизации рисков возникновения осложнений предлагается проводить комплексное 3D геомеханическое моделирование на стадии планирования скважин, с опорой на данные лабораторно-аналитических исследований керна, специальные геофизические исследования и данные 3D сейсморазведки. Общие подходы к геомеханическому моделированию описаны в работах российских и зарубежных авторов [1-3].

В статье рассмотрен процесс построения 3D геомеханической модели. Рассчитаны упруго-прочностные свойства горных пород, оценено поровое давление и распределение напряжений. Результаты моделирования в дальнейшем применены для целей оптимизации траекторий эксплуатационных скважин и минимизации рисков бурения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mark D. Zoback (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, pp. 423-443.
2. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / М.: Недра, 2007. – 467 с.
3. Лядова Н.А., Клыков П.И., Предеин А.А. Численное решение задач геомеханики (на примере месторождения шельфа Балтийского моря) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, № 2.

УДК 622.245

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ФАКТОРОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ДЛЯ ПРАВИЛЬНОГО ИХ ПОД ОПРЕДЕЛЕННЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Крук П.Е., Голубев И.А.

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Ключевые слова: устройство контроля притока, прорыв газа и воды к скважине, горизонтальная скважина, функциональные испытания.

Увеличение потребности в нефти и нефтепродуктах ставит задачи по увеличению добычи нефти и применению для этих целей новых технологий добычи нефти. Одной из таких технологий в 1980-х годах стало бурное развитие технологии строительства горизонтальных скважин. Одним из существенных проблем при эксплуатации горизонтальных скважин является прорывы вводы из подстилающего слоя и прорывы газа из газовой шапки.

Одним из эффективных способ борьбы с прорывами воды и газа в горизонтальной скважине является технология контроля притока при помощи устройств контроля притока (УКП). Одними из первых подобную технологию применила компания Norsk Hydro в начале 1990-х годов на своем оффшорном месторождении Troll в Норвегии [1]. На данный момент различными производителями разработан ряд УКП различного типа.

Для успешной работы УКП в скважинных условиях необходимо предварительно определить рабочие характеристики устройства и его функциональную пригодность для работы в осложненных внутрискважинных условиях. Для определения рабочих характеристик и функциональной пригодности существует ряд зарубежных стандартов: API SPEC 19ICD, TR2385, AWES RP 3362-78. При этом учет ряда факторов, влияющих на работу компоновки заканчивания скважины с УКП не предусмотрен данными стандартами. Так совершенно не учитывается взаимное влияние УКП и другого внутрискважинного оборудования для заканчивания скважин. Примером подобного воздействия УКП на внутрискважинное оборудование может служить влияние работы УКП на коррозию стенки НКТ хвостовика заканчивания скважины с установленным в нее УКП [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Brekke, K. and Lien, S. // New and Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improved Production Performance in High-Permeability Thin Oil Zones.- SPE 24762 presented at the 67th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, U.S.A., October 4-7, 1992.
2. Kruk P., Golubev I., Shaposhnikov N., Shinder J., Kotov D. The Effect of the Operation of Downhole Equipment on the Processes of Corrosive Wear (by the Example Inflow Control Devices of Nozzle Type). Materials. 2022. 15(19):6731. DOI: 10.3390/ma15196731.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПРИ РЕВИЗИИ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

Мацко А.В.

ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

Ключевые слова: концентрические лифтовые колонны, обводнение скважин, центральная лифтовая колонна, боковые силы, запирающие пакер-пробка, ГНКТ.

В связи с большим количеством скважин, находящихся на поздней стадии разработки месторождений, в которых добыча газа осложнена скоплением воды и разрушением призабойной зоны, существует потребность в применении специальных технологий, позволяющих снизить данный эффект. Одним из самых инновационных способов является использование концентрических лифтовых колонн (КЛК). Кроме положительных аспектов применения технологии КЛК существует ряд ограничений и осложнений.

В статье приведены основные ограничения и осложнения, возникающие при использовании технологии КЛК на основе производственного опыта ООО «Газпром подземремонт Уренгой». Основное внимание уделено процессу извлечения центральной лифтовой колонны (ЦЛК) при ревизии с применением изолирующих устройств. Технология ревизии подразумевает спуск и установку специальной пакер-пробки на ГНКТ с последующей ее активацией и деактивацией созданием дополнительных растягивающих усилий на башмаке ЦЛК. Сложное нагруженное состояние ГНКТ и ЦЛК при этом подразумевает применение нестандартных расчетных подходов.

В данной работе предлагается расчетная схема для моделирования процесса ревизии ЦЛК с использованием актуальных аналитических моделей. Приводятся результаты расчета критических нагрузок для ЦЛК и ГНКТ, в том числе оценка боковых сил, возникающих между ГНКТ и ЦЛК и дополнительных усилий необходимых для активации/деактивации изолирующего устройства.

В заключении статьи демонстрируется методологический подход для моделирования условий комплексного нагружения ЦЛК-ГНКТ, обозначены пути минимизации рисков и перспективы дальнейших исследований сложно нагруженного состояния ГНКТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ragimov T. T., Yushin E. S. The calculation algorithm of the operating mode of production wells for concentric lift columns with accumulation of liquid at the bottom // Journal of Mines, Metals and Fuels. - 2020. - Vol. 68. - № 6. - P. 205-213.
2. Turner R. G. Liquid Removal from Gas Wells // 1970 European Gas Seminar. - 28 p.
3. Рагимов Т.Т. Ретроспективный анализ и опыт применения технологии эксплуатации газодобывающих скважин по концентрическим лифтовым колоннам / Т.Т. Рагимов, Е.С. Юшин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 12. - С. 46-51.

УДК 622.244.5

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВСКРЫТИИ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ

Никитин В.И.

Самарский государственный технический университет

Ключевые слова: математическое моделирование, вскрытие продуктивных пластов, фильтрация, буровой раствор, буровые промывочные жидкости, фильтрат, реология, программное обеспечение.

Работа посвящена математическому моделированию фильтрационных процессов при вскрытии нефтенасыщенных пластов. При вскрытии пластов фильтрат буровых промывочных систем на водной основе проникает в поровое пространство пласта за счет репрессии и естественной фильтрации. Математическое моделирование данного процесса позволяет прогнозировать изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны. Расчетные данные могут быть использованы в процессе проектирования жидкостей вскрытия с целью сохранения фазовой проницаемости для нефти. Показатели глубины проникновения и насыщенности призабойной зоны фильтратом бурового раствора также полезны при планировании процесса обработки призабойной зоны и добычи с учетом скин-фактора. Автором представлены расчетные методики, реализованные в авторском программном обеспечении [1,2]. Расчетные алгоритмы учитывают фильтрационные характеристики породы, скважинные условия, свойства пластовых жидкостей, в том числе с учётом неньютоновских свойств высоковязкой нефти [3,4].

Представленные программы являются частью разработок кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского государственного технического университета. Результаты расчетов отражают физическую сущность процессов фильтрации, протрекающих в призабойной зоне пласта. Использование экспериментальных данных испытаний жидкостей вскрытия пластов на натуральном керне позволяют применить расчетные методики к условиям месторождений. Язык Wolfram Language зарекомендовал себя в качестве эффективного программного средства для решения научно-технических задач.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никитин, В.И. Программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости / Реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021664846 от 14.09.2021.
2. Никитин, В.И. Программа для расчета объема фильтрата, проникающего в пласт при бурении скважин / Реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021665538 от 28.09.2021.
3. Никитин В.И. Математическое моделирование проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учетом вязкопластичных свойств нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 130-137.
4. Nikitin, V.I. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottom-hole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources, Volume 2, 2019. P 558-562.

УДК 624.196

ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЛАТЕКСНОГО ГАЗОБЛОКАТОРА

Нурсканов В.Д.¹, Егоров А.О.²

1 – ООО «Химпром», Пермь

2 – ООО «Интеко ТС», Тюмень

Ключевые слова: заколонные перетоки, снижение обводненности продукции, качество цементной крепи, латексный газоблокатор, снижение флюидопроницаемости цементного камня, тампонажные растворы, первичное цементирование.

Обводненность добываемой продукции на месторождениях РФ увеличивается с каждым годом. На многих месторождениях показатель обводненности достигает 98%, то есть на каждые 2 тонны нефти добывается 98 тонн воды, при этом снижаются дебиты скважин. В конечном итоге это приводит к нецелесообразности дальнейшей эксплуатации скважин и выводу их в бездействующий фонд, который в настоящее время составляет более 35%.

Основная причина высокой обводненности продукции заключается в образовании каналов фильтрации между скважинами, которые нагнетают, и скважинами, из которых добывают нефть и газ.

В докладе будут представлены причины и методы предупреждения образования заколонных перетоков как основного фактора, влияющего на резкий рост обводненности продукции, а также результаты лабораторных и промысловых испытаний.

Применение технологий, основанных на расширяющихся, самозалечивающихся цементах, не всегда позволяет добиться высокого результата по причине сильной зависимости технологий от барометрического профиля скважины, поступающего флюида.

Применение латексного газоблокатора позволяет добиться надежного результата вне зависимости от скважинных условий и является мерой превентивной.

Вместе с тем, применение жидких латексов, как правило, ограничено не высокой технологичностью материала (замерзанием жидкого раствора, ограниченной температурой применения). Подобранный химический состав описываемого материала позволяет существенно повысить технологичность: увеличить температуру применения до 170°C и количество циклов заморозки водного раствора до четырех без потери свойств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология РИР – отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // Бурение и нефть. — 2010 г.
2. Федоров К.М., Печёрин Т.Н. Математическая модель формирования и развития заколонных перетоков // Вестник государственного университета. – 2008 - № 6 – с. 73-80.
3. Анализ причин и мероприятия по предотвращению заколонных перетоков (в условиях Восточно-Сургутского месторождения) НГДУ «Сургутнефть» НГДУ «СУРГУТНЕФТЬ» [Электронный ресурс], URL: <http://www.myshared.ru/slide/1350589/?ysclid=li48hev4gz842843788> (дата обращения: 25.05.2023).
4. Николаев Н.И., Хаоя Лю, Результаты исследования зоны контакта «цементный камень — горная порода // Интернет журнал Нефтегазовое дело. — 2016.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ООО «ГАЗПРОМ ПОДЗЕМРЕМОНТ УРЕНГОЙ»

Петров П.В.

ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

Ключевые слова: технологический менеджмент, цифровизация, инжиниринг.

В современных условиях производства на скважинах, с растущей сложностью геолого-технических условий, цифровой инжиниринг становится неотъемлемым инструментом для эффективного управления и развития технологических процессов. Одним из важных аспектов его применения является капитальный ремонт скважин, который требует высокой точности и индивидуального подхода в каждом конкретном случае. В данной статье рассматривается опыт развития цифрового инжиниринга в ООО «Газпром подземремонт Уренгой» (далее – Общество) и его влияние на повышение эффективности процессов ремонта скважин.

Одним из ключевых направлений развития цифрового инжиниринга в Обществе является визуализация скважин до и в процессе ремонта. С учетом большого объема ремонтных работ и их географического разнообразия, каждая скважина требует индивидуального подхода с точки зрения технологических и геологических особенностей. Для обеспечения эффективного принятия решений специалисты отдела инженерно-технических расчетов разработали специальные «конструкторы» скважин, которые позволяют визуализировать данные и сократить время, затрачиваемое на принятие качественных решений.

Еще одним важным направлением развития цифрового инжиниринга в Обществе является создание «мини-калькуляторов». Эти программы позволяют шаблонизировать типовые решения при производстве работ, снижая вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором, и улучшая эффективность процесса разработки геолого-технических планов. Мини-калькуляторы предоставляют специалистам возможность быстрого доступа к типовым решениям, что значительно сокращает время и ресурсы, затрачиваемые на разработку планов работ.

Эффективное управление большим объемом документов - важная задача в капитальном ремонте скважин. Общество использует специальные программные решения для документооборота, такие как 1С: Документооборот КОРП, которые позволяют хранить все необходимые данные для расчетов и геолого-технического анализа в удобных каталогах. Это упрощает процесс обработки и анализа данных, улучшает доступность информации и способствует более эффективному взаимодействию между различными отделами и специалистами.

Общество активно развивает цифровой инжиниринг в области капитального ремонта скважин. Внедрение визуализации скважин, создание «мини-калькуляторов» и оптимизация документооборота позволяют значительно повысить эффективность процессов ремонта и снизить вероятность ошибок. Это позволяет Обществу достичь нового уровня развития в области капитального ремонта скважин и эффективного управления геолого-техническими процессами.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ СШИВАЮЩИМСЯ ТАМПОНАЖНЫМ МАТЕРИАЛОМ

Предеин А.А.^{1,2}, Мустаев Р.М.², Мелехин А.А.²

1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Ключевые слова: строительство скважин, катастрофическое поглощение, ликвидация поглощений, сшивающийся тампонажный материал.

При строительстве скважин одним из осложняющих факторов могут являться катастрофические поглощения бурового раствора. Катастрофические поглощения характерны для пород с наличием карстовых пустот, каверн, осложнённых тектоническими дислокациями. Как правило при вскрытии таких зон фиксируется увеличение механической скорости, вплоть до провалов бурового инструмента, с последующей потерей циркуляции. Потеря циркуляции при вскрытии интервалов трещиноватых пород в значительной мере увеличивает время строительства скважин по причине отсутствия эффективных тампонажных изоляционных составов.

Существует большое количество методов и рекомендаций по предупреждению поглощений, разработанных отечественными и зарубежными исследователями [1]. При этом проблемы с отсутствием технологических решений для ряда геолого-технических условий актуальны.

Применяемые технологии ликвидации поглощений и рецептуры изоляционных составов не всегда обеспечивают высокую эффективность проводимых работ. Низкая эффективность изоляционных работ обусловлена тем, что в условиях высокой раскрытости поглощающих каналов, цементный раствор растекается под действием гравитационных сил, что приводит к «оголению» изолируемых каналов.

Для изоляции зон катастрофических поглощений в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» разработан сшивающийся тампонажный изоляционный материал (СТИМ) [2]. Предлагаемый состав представляет собой комбинацию цементной суспензии и сшитого геля. Считаем, что объединение свойств сшитого геля и цементного раствора позволит получить синергетический эффект и предотвратить негативные последствия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов // Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
2. Тампонажный изоляционный состав для ликвидации зон интенсивного поглощения: [разработка отнесена к объекту «ноу-хау» по приказу № 1038 от 24.12.2012] / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, 2012.

УДК 624.24.06

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХКОМПОНЕНТНОГО КОЛЬМАТАЦИОННОГО СОСТАВА

Цаплин Д.В., Нечаева О.А.

Самарский государственный технический университет

Ключевые слова: кольматационный состав, ликвидация поглощений, реология, проницаемость, эффективность, осложнения при бурении, интенсивность, пласты, изолирующий материал, кольматант.

В процессе строительства скважин возникают различного рода осложнения и аварии, которые приводят к увеличению стоимости бурения. Одним из таких осложнений является потеря циркуляции бурового раствора, связанная с его поглощением в проницаемые породы. Существуют различные способы по борьбе с поглощениями, но единого решения нет [1].

В настоящее время ассортимент решений по борьбе с поглощениями огромен, но универсального подхода не существует. Решающим фактором при выборе методики ликвидации поглощения является характер данного осложнения. По различной степени интенсивности поглощения промывочной жидкости можно судить о применяемой технологии для ликвидации осложнения. Анализ современного состояния исследований в данной области показывает, что на сегодняшний день порядка 80% поглощений бурового раствора интенсивностью до 15 м³/ч ликвидируются с помощью кольматационных материалов [3].

Неправильный выбор способа ликвидации частичного поглощения или его игнорирование может привести к полному поглощению, что значительно усложнит процесс проводки скважины. Данная работа направлена на разработку метода ликвидации поглощения промывочной жидкости частичной и средней интенсивности с применением двухкомпонентного кольматационного состава с последовательной доставкой двух пачек по бурильным трубам, их предварительного перемешивания и дальнейшей прокачки в интервал поглощения [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Живаева В.В., Нечаева О.А., Жижина С.О., Харитонов А.Д. Разработка технологических жидкостей для изоляции зон поглощений бурового раствора// Нефть. Газ. Новации. 2014.№ 9 (188).
2. Кадыров Р. Р., Андреев В. А., Сахапова А. К., Зиятдинов Р. З. - Патент на изобретение №: 2506409 Способ изоляции поглощающих пластов, ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, 2012.
3. Цаплин Д. В., Нечаева О. А., Разработка кольматирующего материала для ликвидации поглощений бурового раствора // Нефть. Газ. Новации. 2020. 67-68 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ЗА СЧЕТ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВЫХ ТИПОВ СКВАЖИН

Ядрин А.А., Пронин Е.П., Мардаганиев Т.Р.

ООО «РН-БашНИПИнефть»

Ключевые слова: Снижение капитальных затрат, многофункциональная скважина, горизонтальный ствол, отдельно-раздельная эксплуатация, байпасный электроцентробежный насос.

Одной из основных задач всех нефтяных компаний является снижение капитальных затрат на добычу одного барреля нефти. Большой объем капитальных затрат расходуется при строительстве добывающих скважин и инфраструктуры для них. Внедрение новых подходов к строительству скважин дает возможность сократить затраты в данном сегменте.

В настоящее время для добычи нефти и поддержания пластового давления строятся две отдельные скважины с одинаковой конструкцией и технологией бурения при разработке месторождения горизонтальными скважинами. Возможность объединить в одной скважине две функции: добычи и закачки, представлена в предлагаемой многофункциональной скважине. Строительство многофункциональных скважин позволит сократить часть скважин на кустовой площадке, вследствие чего уменьшается ее размер, и как результат, снижаются затраты на строительство, обустройство кустовой площадки и бурение скважин.

Многофункциональная скважина представляет собой обычную горизонтальную скважину с изменённой формой горизонтального ствола в одном продуктивном пласте – бурится подковообразный профиль с двумя прямолинейными горизонтальными участками, расположенными параллельно навстречу друг другу (рис. 1).

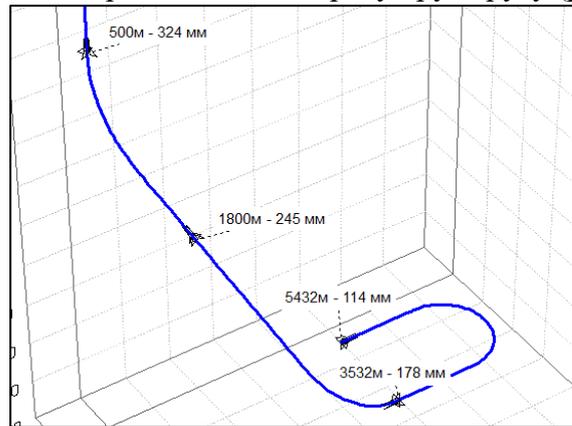


Рисунок 1 – Многофункциональная скважина

При такой форме горизонтального профиля, в первом горизонтальном участке происходит добыча нефти, во втором горизонтальном участке, расположенном параллельно добывающему, проводится закачка вытесняющего агента. Горизонтальный ствол обсажен комбинированным фильтрами-хвостовиками: первый добывающий $\text{Ø}127\text{мм}$, второй нагнетательным $\text{Ø}114\text{мм}$, дугообразный переход между двумя стволами представлен глухими трубами $\text{Ø}114\text{мм}$. Дугообразный интервал, обсаженный глухой трубой, может быть зацементирован (манжетное цементирование) или оснащен заколонными гидравлическими пакерами. Данное требование необходимо для разделения горизонтальных участков для предотвращения заколонного перетока между ними.

Проведенный технологический расчет параметров бурения показал возможность строительства скважин с таким профилем, подобраны компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для каждой секции конструкции скважины. Для качественной очистки ствола скважины и снижения коэффициента трения на разных участках подобраны оптимальные режимы и буровые растворы. Для спуска хвостовика до проектного забоя и избежание синусоидального изгиба (баклинг-эффекта) выбран комбинированный хвостовик $\text{Ø}127\text{мм} \times 114\text{мм}$.

Для отдельно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ) подобрана компоновка: НКТ 102мм, внутри которой находится НКТ60мм, соединенные с байпасным ЭЦН, ниже которого, через стыковочный узел, спущено НКТ73мм во второй горизонтальный участок. Башмачная часть НКТ73мм оснащена пакером-отсекателем для разделения горизонтальных стволов (рис. 2).

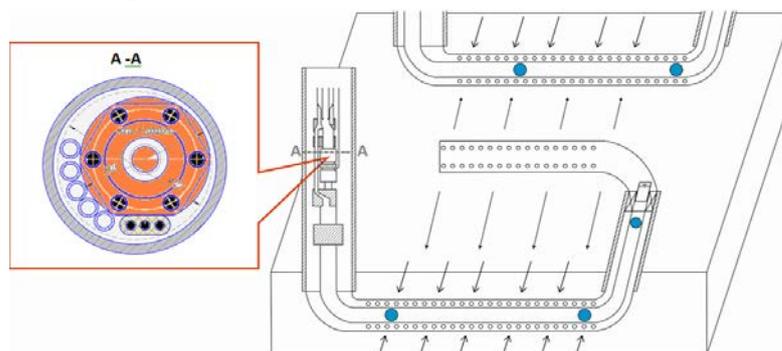


Рисунок 2 – Схема компоновки скважины

В результате можно сократить капитальные затраты на этапе планирования схемы разработки месторождения. Данный подход имеет ряд геологических, технологических, эксплуатационных и др. ограничений. Однако его можно использовать в ряде случаев, где вышеперечисленные ограничения несущественные, и строительство многофункциональных скважин даст наилучший эффект.

Секция «Инновационные технологии разработки и повышения коэффициента извлечения углеводородов при эксплуатации месторождений»

УДК 622.276.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В СМОДЕЛИРОВАННЫХ УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Абиров Ж.Ж.¹, Абиров Р.Ж.²

1 – SNF Vostok

*2 – Казахстанско-Британский технический университет, Алматы,
Республика Казахстан*

Ключевые слова: полимерное заводнение, подбор полимера, долгосрочная стабильность полимерного заводнения, термическая стабильность.

Полимерное заводнение – является проверенным и одним из самых широко применяемых методом химического повышения нефтеотдачи, который может применяться как третичный метод на поздней стадиях разработки, так и как вторичный метод на новых месторождениях, в широких диапазонах применения в пластах как с вязкими нефтями, так и в пластах с низковязкими нефтями.

Эффективность полимерного заводнения зависит от подбора правильного полимера с учетом условий и характеристик объекта. Поэтому очень важной задачей является подбор правильного полимера с нужным составом, чтобы сохранить эффективность в течение длительного времени, чтобы полимер не только имел хорошую эффективность не только в моменте, но и мог ее сохранять в течение длительного времени. Это очень актуально так как полимер проникает глубоко в пласт и находится там обычно длительное время подвергаясь влиянию условиям пласта, особенно температуру и воздействию химических компонентов.

Это исследование основано на проекте полимерного заводнения на реальном месторождении. Для проверки долгосрочной эффективности и стойкости было решено провести длительное испытание с использованием раствора, приготовленного на основе состава воды с месторождения, и сохранить в течение длительного времени в пластовой температуре порядка этого месторождения. Температура пласта составляет порядка 80 °С, что является достаточно высокой температурой. Полимер был протестирован в течение 6 месяцев в смоделированных условиях пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. R.S. Seright and D. Wang, Polymer flooding: Current status and future directions, Petroleum Science. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.02.002.
2. Seright, R.S., Brattekas, B., 2021. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. Petrol. Sci. 18 (1), 450e478. DOI: 10.1007/s12182-021.
3. S. Antignard, B. Giovannetti, T. Divers, G. Dupuis, N. Gaillard, C. Favero, Thermal Stability Evaluation of EOR Polymer: Best Practices & Guidelines, IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery 8-11 April 2019, Pau, France.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАВЛОВСКОЙ ГРУППЫ)

Баканеев В.С., Лекомцев А.В., Степаненко И.Б., Лусин В.А.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Ключевые слова: добыча нефти, струйный насос, система поддержания пластового давления, Ansys CFX, опытно-промысловые испытания.

Повышение эффективности добычи нефти и газа – одна из ключевых задач, стоящих перед предприятиями добычи нефти [1,2]. Струйные аппараты показывают высокую эффективность в нефтегазовой отрасли и за последние два десятилетия получили широкое распространение во всей технологической цепочке добычи углеводородного сырья. Авторы работы разработали и опробовали технологию по повышению эффективности добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления. В ходе выполнения работы проведен обширный обзор научной литературы по тематике исследования, описана технология и разработана технологическая схема, сформированы критерии для подбора объекта внедрения, проведены лабораторные исследования для предотвращения осложнений при реализации технологии, проведено математическое и программное моделирование в программном продукте Ansys CFX и , как результат, проведены комплексные опытно-промысловые испытания разработанной технологии, которые показали высокую эффективность.

Реализуемые на месторождениях системы заводнения имеют высокий энергетический потенциал за счет высокого давления в системе трубопроводов. Авторами работы предлагается рационально использовать энергию системы заводнения путем использования ее в качестве в комбинации с поверхностным струйным аппаратом. Преимущества предложенной авторами технологии – отсутствие существенных капитальных затрат, использование действующей инфраструктуры кустовой площадки и скважины.

Авторами работы проведены опытно-промысловые испытания разработанной технологии на одной из кустовой площадок Пермского края. Принципиальная технологическая схема разработанной технологии показана на рис. 1.

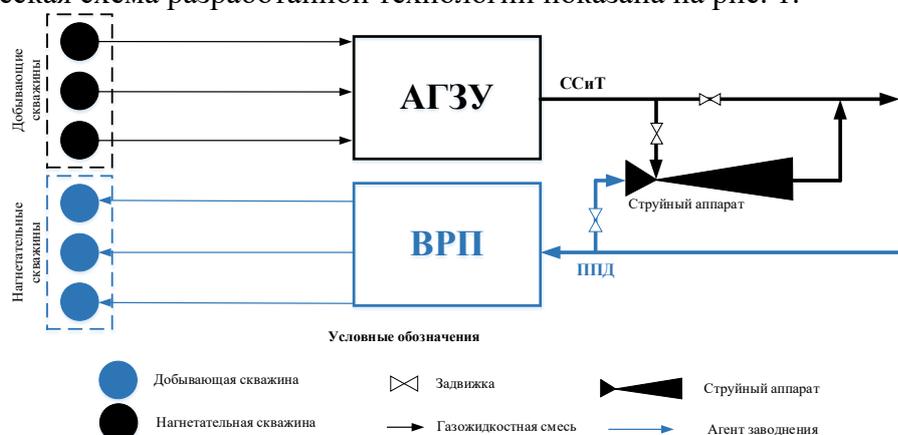


Рисунок 1 – Принципиальная схема технологии повышения эффективности добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления

В ходе проведения опытно-промысловых работ воспроизведены несколько условий работы насосно-эжекторной системы с разными диаметрами сопла струйного аппарата. В результате получено снижение линейных давлений добывающих скважин, расположенных на кустовой площадке, до 3 атмосфер при незначительном возрастании агрегативной устойчивости эмульсии. Снижение линейного давления создает условия для снижения затрубного и буферного давления и увеличения глубины погружения глубинно-насосного оборудования под динамический уровень, что повышает надежность работы погружного оборудования, снижает количество его отказов и способствует увеличению отбора жидкости из скважины. Проведенные опытно-промысловые работы показали практическую значимость разработанной технологии и позволит оптимизировать добычу углеводородного сырья на месторождении с минимальным воздействием на систему сбора скважинной продукции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lekomtsev A., Bakaneev V., Stepanenko I., Maximov P., Rozhkova Yu., Dengaev A., Kang W. An Integrated Oil Production Enhancement Technology Based on Waterflooding Energy Recovery / FDMP-Fluid Dynamics & Materials Processing. - 2023. – V. 19. – № 2. – P. 285-301.
2. Sarshar S., Beg N. A cost effective way to boost production from tight oil and gas fields using surface jet pump systems // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – 2013. – P. 1–22. DOI: 10.2118/164032-MS.

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЗОВАНИЕМ ТЕХНОГЕННЫХ И СУЩЕСТВОВАНИЕМ ПРИРОДНЫХ ГАЗОГИДРАТОВ, НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ

Васильева З.А.¹, Буслаев Г.В.²

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

2 – Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: низкотемпературные газовые месторождения, газогидратные залежи, диссоциация, аварийный выброс, образование каверн.

Известно, что процессы вскрытия, исследования и разработки газовых месторождений связаны между собой. Но при освоении низкотемпературных газовых и газогидратных месторождений эти процессы сопровождаются изменением температуры и давления, что является причиной фазовых превращений различной природы на всех стадиях жизненного цикла скважины и каждый цикл зависит от предыдущих. Поэтому возникает необходимость комплексного исследования проблем, связанных с образованием техногенных и существованием природных газогидратов, на различных этапах жизненного цикла скважины

В процессе бурения скважин диссоциации газогидратов в шламе может значительно газировать буровой раствор и снизить его плотность, что может привести к аварийным выбросам. Опасность аварийных выбросов наиболее велика при неглубоком залегании газогидратосодержащих пластов.

Присутствие природных газовых гидратов в толще многолетнемерзлых пород и в подмерзлотном слое могут усугублять известные осложнения при бурении в криолитозоне. Таяние льда и термическая диссоциация газогидрата способствуют созданию в породе термодинамических условий для интенсивного образования каверн. В свою очередь кавернообразование является причиной ряда осложнений при бурении: поглощения бурового раствора, некачественного цементирования, неучтенные объемы протаявших каверн служат причиной недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве. Пузырьки газа, попадая в цементный раствор, снижают его качество. В результате неплотного сцепления цементного камня с мерзлыми породами появляется трещина вдоль ствола скважины, которая может достигать область стабильности газогидратов и спровоцировать эндотермическую диссоциацию газогидратов и, как следствие, смерзание бурового оборудования.

Характерные осложнения при строительстве скважин в зоне многолетнемерзлых пород, влияют впоследствии на взаимодействие нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки. Растепление многолетнемерзлых пород и диссоциация газогидратов являются причиной обрушения отдельных интервалов ствола скважины и перераспределением напряжений по обсадной колонне.

При разрушении гидрата во время бурения невозможно провести полноценные исследования скважин. Если не контролировать образование и диссоциацию гидратов во время исследования скважин, то можно «загидратить» или разрушить призабойный коллектор и не получить притока газа во время разработки.

УДК 622.324.5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАСТОЙНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Воронков Д.И., Хисматулин Р.Р.

АО «Газпром Промгаз»

Ключевые слова: определение неоднородности, экранирование, взаимодействие между скважинами, ранговая корреляция, ранжирование дебитов, гидродинамическое моделирование.

При создании гидродинамической модели требуется представление о структуре течения флюида в продуктивной залежи в межскважинном пространстве, что позволяет выполнить качественную адаптацию ГДМ по историческим данным.

Основную часть картины течения флюида получают по результатам сейсмических работ, по результатам газодинамических исследований, а также при выполнении гидропрослушивания.

Но не всегда данные методы позволяют составить корректную картину течения флюида, что часто встречается на месторождениях сложного геологического строения с маломощными непроницаемыми границами.

В таких случаях необходим комплексный анализ технологического режима, либо проведение большого числа расчетов с небольшими изменениями параметров ГДМ (пористость, проницаемость, проводимость, размещение экранов) до достижения требуемого схождения.

При комплексном анализе технологического режима возможно применение методов математической статистики, а именно, коэффициента ранговой корреляции Спирмена.

Использование корреляции Спирмена позволяет определить степень взаимодействия между скважинами, что может указывать на наличие зон с пониженной проницаемостью или на присутствие непроводимых / полупроводимых литологических экранов.

Для изучения данной проблемы и нахождения пути решения предлагается нахождение возможных блоков, отличающихся по ФЕС, для внесения их в гидродинамическую модель.

Настоящая публикация посвящена теме выделения зон с пониженной проницаемостью и определения степени взаимодействия между скважинами.

Все расчёты выполнены на примере одного из месторождений Камчатского края.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недрa 2003. – 880 с.
2. Большев Л.Н., Смирнов Н.В. Таблицы математической статистики, М: Недрa, 1982. – 416 с.
3. Котлярова Е.М. Прогнозирование застойных зон Оренбургского месторождения и определение степени взаимодействия скважин // Оренбургский газохимический комплекс. Современное состояние, проблемы и перспективы развития. – 2004. – С.21.

УДК 622.276.63

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Гавриленко А.И., Кобец А.Н., Прохоренко С.В.

РУП «ПО «Белоруснефть», Беларусь

Ключевые слова: интенсификация притока, направленная кислотная обработка, нефте-кислотная эмульсия, поверхностно-активное вещество, самоотклоняющийся кислотный состав, смеситель гидродинамический кавитационный.

Карбонатные нефтяные коллекторы Беларуси характеризуются наличием участков продуктивных горизонтов, весьма неоднородных по своим фильтрационным свойствам, в которых имеются как высокопроницаемые, так и низкопроницаемые прослойки. В этих условиях обычные кислотные обработки, как правило, являются неэффективными, поскольку кислотный состав при закачке поступает преимущественно в высокопроницаемые интервалы, делая пласт еще более неоднородным. В связи с этим при обработках данных коллекторов нашли широкое применение направленные кислотные обработки (НКО), суть которых состоит в поочередной порционной закачке в пласт временно-блокирующих составов и интенсифицирующей кислотной композиции.

В результате серии лабораторных, модельных и опытно-промысловых работ, выполненных в БелНИПИнефть, в производство внедрены и успешно применяется ряд технологий направленного кислотного воздействия на неоднородные пласты месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» [1-3]:

- НКО с использованием в качестве временно-блокирующего состава нефте-кислотных эмульсий (НКЭ) на основе раствора соляной кислоты и раствора ПАВ гидрофобизатора АБР на углеводородной основе, приготовленной через смеситель гидродинамический кавитационный конструкции БелНИПИнефть;
- НКО с использованием самоотклоняющегося кислотного состава (СКС);
- НКО по технологии интенсификации с предварительной изоляцией (ИПИ) с использованием водоизолирующих составов селективного действия.

Анализ эффективности применения данных технологий на объектах РУП «ПО «Белоруснефть» показал их высокую успешность и возможность в условиях ухудшающейся структуры запасов (снижения пластового давления, роста обводненности продукции) достигать планируемых показателей эффективности (прирост дебита и дополнительная добыча нефти).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гавриленко А.И. Анализ факторов, формирующих эффективность ГТМ по интенсификации притока на месторождениях ПО «Белоруснефть»//Материалы научно-технической конференции молодых специалистов (26 ноября 1999 года, г. Речица). – Гомель: БелНИПИнефть. - 2000. – С. 55-70.
2. Гидрофобизатор АБР. ТУ 2483-081-17197708-03. – ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ».
3. Разработка и совершенствование технических средств и технологий воздействия на нефтяной пласт: Отчет о НИР / БелНИПИнефть; Руководитель Н.А. Демяненко. – дог. 2000.71.2000.– № ГР 20001818; Инв. № 1538. – Гомель, 2000. – 286 с.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КАШИРО-ПОДОЛЬСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Исламов Я.Р., Гареев А.Т., Кашанов Б.А.

ООО «РН-БашНИПИнефть»

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, гидроразрыв пласта, кратное увеличение массы проппанта, гидropескоструйная перфорация.

Арланское нефтяное месторождение – уникальное по запасам нефти, расположено на северо-западе Республики Башкортостан в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Месторождение введено в разработку в 1958 г. и в настоящее время является основным по запасам, обеспечивая до 35% годовой добычи и объема геолого-технических мероприятий ООО Башнефть-Добыча».

Геологическое строение месторождения отличается высокой неоднородностью распределения запасов нефти по продуктивному разрезу. В разрезе по запасам преобладают два объекта разработки – терригенная толща нижнего карбона (ТТНК), находящаяся на заключительной стадии и каширо-подольские отложения (КПО).

Объект КПО находится на начальной стадии разработки и является драйвером роста добычи нефти за счет проведения ГТМ на действующем фонде и бурения горизонтальных скважин. В разрезе объекта выделено четыре пачки с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами, насыщенными нефтью повышенной вязкости. Коллектора характеризуются низкой выдержанностью по площади и разрезу, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пачки составляет 3 м, при общей этажности пачек до 20 м.

Основным видом ГТМ, обеспечивающим наибольшую дополнительную добычу нефти является проведение гидроразрыва пласта (ГРП).

Активное проведение ГРП на наклонно-направленных скважинах объекта началось в 2015г, ежегодно выполняется до 150 операций. Опробованы различные технологии: проппантный ГРП без кислоты (ПГРП), кислотный ГРП без проппанта (КГРП), проппантный ГРП на кислотном геле, кислотно-проппантный ГРП (КПГРП). Наибольшая экономическая и технологическая эффективность отмечается по КПГРП.

На горизонтальных скважинах в 2020г апробирована технология ГРП с инициацией трещин с применением гидropескоструйной перфорации (ГПП). ГРП с ГПП как правило выполняется через 1-2 года после ввода скважины из бурения после снижения коэффициента продуктивности. По эффективности ГРП с ГПП показал более высокие запускные приросты в сравнении с КПГРП на ННС (на 29%) и меньшие темпы падения (40% против 55%).

Одним из подходов в повышении эффективности ГРП на наклонно-направленных скважинах является внедрение технологии высокотоннажного КПГРП (кратное увеличение массы проппанта) с увеличением коэффициента охвата по разрезу.

Данная технология апробирована в конце 2022г, масса закачанного проппанта в пласт была увеличена в 10 раз по сравнению со стандартными КПГРП (до 40т). Запускной дебит превысил показатели стандартных ПКГРП на 70%.

Планируется дальнейшее доизучение геологического строения объекта, тиражирование и совершенствование технологий ГРП с целью повышения эффективности разработки месторождения.

РАЗРАБОТКА ГИДРОУДАРНИКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН НА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Каракозов А.А.

Донецкий национальный технический университет, Донецк

Ключевые слова: освоение нефтегазовых месторождений, инженерно-геологические изыскания, шельф, бурение инженерно-геологических скважин, гидроударник.

При разработке математической модели рабочего цикла гидроударника с учётом особенностей параметров всей системы используются известные уравнения неустановившегося течения жидкости. Поскольку сложность системы затрудняет получение аналитического решения, то проще получить численное решение, определяемое на прямоугольной сетке характеристик [1]. Неустановившееся движение жидкости на каждом участке трубопровода описывается системой уравнений движения и неразрывности потока:

$$\frac{\partial p_i(x_i, t)}{\partial x_i} + m_i \cdot \frac{\partial Q_i(x_i, t)}{\partial t} + n_i \cdot Q_i(x_i, t) \cdot |Q_i(x_i, t)| + \sin_i \cdot \rho \cdot g = 0$$

$$\frac{\partial p_i(x_i, t)}{\partial t} + m_i \cdot \frac{\partial Q_i(x_i, t)}{\partial x_i}, \quad (1)$$

где $p_i(x_i, t)$ – давление в сечении i -го участка с координатой x_i в момент времени t ; $Q_i(x_i, t)$ – расход в сечении i -го участка с координатой x_i в момент времени t ; $0 \leq x_i \leq L_i$; L_i – длина i -го участка; m_i – коэффициент повышения давления при гидравлическом ударе; \sin_i – синус угла наклона i -го участка к горизонту; ρ – плотность жидкости; n_i – удельные потери давления на i -м участке; c – скорость распространения ударной волны; S_i – площадь сечения i -го участка; d_i – его диаметр; λ_i – коэффициент Дарси на i -м участке.

Для анализа условий работы гидроударника с учетом распределённых параметров потока жидкости и возможности быстрых изменений мгновенных значения давления и расхода по длине трубопровода, систему уравнений (1) рассматриваем в характеристической форме. После перехода от дифференциалов к конечным приращениям, с соблюдением необходимого условия формирования сетки характеристик для численных расчетов $\Delta x = \pm \Delta t \cdot c$, где Δx – шаг по пространственной координате сетки, Δt – шаг по временной координате сетки, получим:

$$\Delta p_i(x_i, t) + m_i \cdot \Delta Q_i(x_i, t) + (f(x_i, t) + k_i) \cdot \Delta x = 0, \quad (2)$$

$$\Delta p_i(x_i, t) - m_i \cdot \Delta Q_i(x_i, t) - (f(x_i, t) + k_i) \cdot \Delta x = 0, \quad (3)$$

где $k_i = \sin_i \cdot \rho \cdot g$. Уравнение (2) отображает соотношения между приращениями давления и расхода на прямых (C^+), а уравнение (3) – на обратных (C^-) характеристиках. В начале трубопровода формируется граничное условие $Q_i(0, t) = Q_n$, где Q_n – подача насоса. Аналогично получают описания граничных условий для всех участков трубопровода.

Для решения системы уравнений (1) использовался пакет SciLab, позволяющий не только рассчитать параметры рабочего цикла, но и визуализировать полученные результаты в виде графиков рабочего процесса гидроударников.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фокс. Д. Гидравлический анализ неустановившегося течения жидкости в трубопроводах. – М.: Энергоиздат, 1981. – 247 с.

УДК. 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

Крылов В.Е.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: нефтяная оторочка, конусообразование, прорыв газа, смещение газонефтяного контакта.

На сегодняшний день в России становится все меньше месторождений углеводородов, разработка которых не представляет особых трудностей. К одному из видов трудноизвлекаемых запасов относятся нефтегазоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками.

К основным проблемам, возникающим при разработке нефтяных оторочек, относятся конусообразование и, как следствие, прорыв газа и смещение газонефтяного контакта. Это приводит к уменьшению нефтеотдачи, преждевременному обводнению продукции, а также к заземлению нефти в залежи (добыча таких запасов невозможна) [1].

Вышеуказанные проблемы возникают из-за неверной последовательности разработки залежей с нефтяными оторочками, а также из-за разницы в объеме нефтяной оторочки и газовой шапки над ней.

Проблему конусообразования и прорыва газа можно решить следующими способами: барьерным заводнением, что малоэффективно из-за высокой пропускающей способности воды, созданием гелевых экранов, однако гель может не успеть расположиться на уровне ГНК полностью в виду своей способности к застыванию, созданием экранов из пенообразующих агентов, что является дешевым и доступным способом [2].

Проблему смещения газонефтяного контакта можно решить следующими способами: с помощью акустического скважинного каротажа, с помощью специальных датчиков и манометров, а также с помощью моделирования процесса движения ГНК [3,4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. (2013). Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубобинской залежи Чайядинского НГКМ). Вести газовой науки, 5(16), pp. 124-133.
2. Olabode, O. A., Ogbemor, V. O., Onyeka, E. O., & Felix, B. C. (2021). The effect of chemically enhanced oil recovery on thin oil rim reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11(3). DOI: 10.1007/s13202-021-01090-9.
3. Nagimov, V., Virt, V., Kosolapov, V., Bakhitov, D., Maslennikova, Y., Spirina, L., & Shigapov, I. (2019). Efficiency analysis of 30-stage fracturing in a horizontal well to oil rims based on through-barrier diagnostics. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019*. DOI: 10.2118/196834-MS.
4. Zhang, A., Fan, Z., Zhao, L., & Xu, A. (2020). An integrated model for moving distance of oil-gas contact of oil-rim reservoir with condensate gas cap. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, pp. 1-13. DOI: 10.1080/15567036.2020.1783394.

УДК 532.542, 622.279.6

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОСХОДЯЩЕГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ

Мусакаев Н.Г.^{1,2}, Огай В.А.¹, Юшков А.Ю.¹

1 – Тюменский индустриальный университет

*2 – Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики
им. С.А. Христиановича СО РАН*

Ключевые слова: газожидкостное течение, поверхностно-активные вещества, экспериментальная установка.

В работе рассматривается один из эффективных способов борьбы с проблемой «самозадавливания» газовой скважины, суть которого состоит в подаче на забой скважины поверхностно-активных веществ (ПАВ) [1]. При взаимодействии ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходит снижение плотности газожидкостной смеси и поверхностного натяжения жидкости, что в итоге приводит к улучшению условий её выноса из скважины. Так как технология эксплуатации газовых скважин с применением ПАВ становится все более распространенной, то актуальным является экспериментальное исследование восходящего газожидкостного потока, которое позволяет получить более детальную информацию о таком двухфазном течении в широком диапазоне режимных параметров.

Для изучения восходящего газожидкостного потока с растворами ПАВ был разработан специализированный стенд и представлена методика экспериментального исследования при различных значениях давления [2]. Получены данные о стационарном вспененном газожидкостном потоке при давлении до 1 МПа, расходе жидкости до 5 л/мин и объемнорасходной скорости газа до 10 м/с. Для определения объемных содержаний фаз в газожидкостном потоке производилось отсечение участка трубы длиной 1 м в верхней части лифтовой колонны. После отсечения потока и стекания воды и пены в нижнюю часть участка осуществлялось измерение начальной высоты столба жидкости и высоты столба пены. После распада пены измерялась высота столба жидкости. С учетом измеренных величин рассчитаны объемные содержания фаз. В ходе проведения экспериментов была оценено влияние давления на входе в экспериментальную установку на параметры изучаемого течения газожидкостной смеси в вертикальном канале.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Тюменской области в рамках научного проекта № 20-41-720002.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 85-89.
2. Мусакаев Н.Г., Огай В.А., Юшков А.Ю., Бородин С.Л. Восходящее течение газожидкостной смеси в скважине в присутствии поверхностно-активных веществ. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 160 с.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ МОНЕТИЗАЦИИ – ПРОЦЕСС ЧИСТОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ РЕТОРТЫ БИТУМИНОЗНЫХ ПОРОД

Сукху Г.Мс.Д.М.¹, Яраханова Д.Г.²

1 – Geotipex «Инжиниринг», Канада

2 – Казанский федеральный университет, Россия

Ключевые слова: разработка, битумы, первичная переработка, процесс чистой термической реторты, экологичная технология.

Истощение месторождений с традиционными углеводородами породило интерес к разработке тяжелой, сверхтяжелой нефти и природным битумам. Запасы битуминозных пород сравнимы с мировыми запасами традиционных нефтей.

В России запасы и ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов, по данным Геологической службы США (2007), оцениваются в 82 миллиарда тонн.

Запасы и перспективные ресурсы тяжелой высоковязкой нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, по данным Татарского геологоразведочного управления - геологоразведки, составляют около 4 млрд тонн. Более половины из них сосредоточено в недрах Республики Татарстан.

Надо отметить, что углеводородное сырье пермских отложений Татарстана и меловых отложений Атабаски (Канада) и плиоценовых отложений Тринидада близки по своим свойствам и средние значения основных параметров, определяющих класс углеводородов, соответственно: плотность 0,931- 1,046 и 0,970-1,000 г / см³, вязкость в пластовых условиях до 3500 (редко до 44000) и до 10000 мПа * с (иногда до 50 000 мПа * с) [1].

Предлагается наилучшая и наиболее рентабельная технология для такой монетизации «процесс чистой термической реторты», который может извлекать всю органическую фракцию из руды битуминозных песков и одновременно выполнять первичную очистку битума для получения перекачиваемого дистиллята. От 30 000 до 100 000 баррелей синтетической сырой нефти в день можно производить на участках открытой разработки, извлекая пригодные для использования битуминозные пески и закладывая отходы, не содержащие углеводородов в выработку. Это устойчивая экологически чистая технология без использования химикатов или фракций растворителей [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сукху Г., Яраханова Д.Г. Новый подход к добыче и первичной переработке природных битумов / Г. Сукху, Д.Г. Яраханова // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во «Ихлас», 2021. - С. 66-68.
2. Сукху Г.Мс.Д.М., Яраханова Д.Г. Альтернативный проект по добыче и первичной переработке битума / Г.Мс.Д.М. Сукху, Д.Г. Яраханова // Энергетическая политика. - 2022. – №8 (174). - С.70-81.

УДК 622.279.23

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ УЧЕТ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДЕПРЕССИЙ ПО ФОНДУ
ДОБЫВАЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА ВЕСЬ
ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ
ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Шарипов Р.И.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

Ключевые слова: туронские газовые залежи, индивидуальное обоснование предельной депрессии, цифровизация проектирования разработки, термогидродинамическое моделирование.

Процесс добычи природного газа сопряжен с снижением пластового давления в целом по залежи и пластовой температуры в областях расположения забоев скважин, вследствие эффекта Джоуля-Томпсона [1]. Наиболее подверженными к образованию гидратов являются скважины, пробуренные в газовые пласты с низкой начальной пластовой температурой и аномально высоким пластовым давлением. Удовлетворяющими условиями залегания под вышеприведенные критерии обладают залежи туронского яруса, расположенные на севере Западной Сибири.

Для компонентного состава туронского газа температура гидратообразования может вычисляться по следующей формуле:

$$T_g = \frac{\ln \frac{P}{27,388}}{0,102}, \quad (1)$$

где T_g – температура гидратообразования, °С; P – давление, МПа.

На основе результатов термогидродинамического моделирования для каждой добывающей скважины был рассчитан параметр, характеризующий изменение температуры на единицу изменения давления при притоке газа из пласта к забоям скважин. Далее на основании данного параметра для скважин была выявлены функциональные зависимости от величины пластового давления. Построение такого вида зависимости позволило учесть результаты термогидродинамического моделирования при расчете двухфазной изотермической гидродинамической модели туронской залежи и рассчитать термобарические условия углеводородного сырья на весь период разработки, во всем диапазоне изменения энергетического состояния залежи. Применяя формулу (1), а также учитывая результаты расчета забойной температуры для каждой эксплуатационной скважины была рассчитана и составлена таблица температурного запаса от расчетной величины температуры гидратообразования при различных термобарических условиях в процессе разработки туронской залежи. Данная таблица позволяет определить предельную величину депрессии с различным запасом по температуре для обеспечения эффективной эксплуатации скважин в прогнозный период с точки зрения образования гидратов в системе заканчивания и околоскважинном пространстве.

С учетом повышения востребованности освоения трудноизвлекаемых запасов газа применение описанного в данной работе подхода имеет полезную научную и практическую значимость.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа: монография / Истомин В.А., Квон В.Г. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 509 с. – Текст: непосредственный.

УДК 622.279

АЛГОРИТМ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Щекин А.И., Вержбицкий В.В., Хандзель А.В.

Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

Ключевые слова: факторный анализ, узловой анализ, газовые скважины, подземное хранилище газа, газовое месторождение.

С целью эффективного управления технологическими процессами в системе «пласт–скважина–шлейф» требуется проводить исследование влияния факторов, а также определять взаимосвязи, которые могут проявляться в процессе эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Решение таких задач возможно с использованием методов детерминированного факторного анализа [1,2]. Методы факторного анализа позволяют количественно оценить степень влияния отдельных факторов на отклонение исследуемого показателя.

В данной работе рассмотрен методологический подход по проведению факторного анализа в системе «пласт–скважина–шлейф» с применением интегрального метода. Использование методов факторного анализа, показателей работы газовых скважин с учетом наземной инфраструктуры позволяет системно подойти к решению вопросов, возникающих при управлении процессами эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа.

Рассматриваемый алгоритм проведения факторного анализа предполагает расчет дебита газовой скважины в системе «пласт–скважина–шлейф» при условии, что заданы пластовое давление, давление на выходе из шлейфа и все параметры гидравлических сопротивлений рассматриваемой системы. Для решения задачи был применён интегральный метод, основанный на нахождении полного дифференциала функции с последующим интегрированием его по линии изменения аргументов функции. Для обоснования применимости полученных рабочих формул расчета количественной оценки влияния факторов в работе выполнено тестирование по параметрам синтетических скважин, имитирующих работу в различных геолого-технологических условиях. По результатам расчетов установлено, что фактическое отклонение дебита скважины имеет близкое значение к расчетному, что характеризует достаточно высокую точность применённого подхода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Применение факторного анализа при управлении технологическими процессами эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа / А. И. Щекин, В. В. Вержбицкий, Т. А. Гунькина и др. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Сборник трудов II Международной научно-практической конференции (09-10 декабря 2021 г.). – Ставрополь: ООО Бюро новостей, 2021. – С. 320-325.
2. Щекин А.И., Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Хандзель А.В. (2022). Факторный анализ параметров работы газовых скважин. Георесурсы, 24(3), с. 139–148. DOI: 10.18599/grs.2022.3.12.

**Секция «Инновационное нефтегазовое оборудование:
в бурении, добыче, подготовке и переработке углеводородов»**

УДК 622.692.4.053

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НАДЗЕМНЫХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ СПЛОШНОГО
РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

Батыров А.М., Шаммазов И.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Большая часть нефтегазовых месторождений России расположена в арктических регионах. Поэтому основные трассы магистральных трубопроводов проложены в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Подземная прокладка трубопроводов в таких районах осложнена многими факторами, поэтому практичнее сооружать магистральные трубопроводы надземным способом. Повреждение даже коротких участков трубопроводов, часто влечет за собой серьезные последствия, связанные с потерей сырья, дорогостоящим ремонтом, загрязнению экосистемы и прочим негативным эффектам. [1-2].

На данный момент трассы магистральных трубопроводов в России насчитывают более 500 км, которые проходят по участку преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых пород [3].

Территории многолетнемерзлых пород охватывают около 60 % всей площади Российской Федерации, что составляет порядка 10 млн км² [4].

Целью данного исследования является повышение технологической эффективности, а также безопасной эксплуатации надземных магистральных трубопроводов путем разработки конструкции опоры, включающий этапы надежной фиксации трубопровода при воздействии сил морозного пучения, а также дальнейшую сохранность проектного положения трубопровода [5].

Для достижения поставленной цели первым шагом является анализ преимуществ и недостатков существующих конструкций опор магистральных трубопроводов, включающих фиксацию трубопровода во время эксплуатации в осложненно-климатических условиях. Далее, с учетом выявленных преимуществ и недостатков, необходимо предложить конструкцию опоры, которая бы отвечала требованиям высокого уровня промышленной безопасности, а также технологической эффективности, за счет реализации надежной фиксации трубопровода при воздействии сил морозного пучения, а также дальнейшую сохранность проектного положения трубопровода. В заключение необходимо провести верификацию предложенной технологии на основе экспериментальных данных и конечно-элементного моделирования процесса эксплуатации при морозном пучении грунтов.

Получены различные значения напряжений разрушения и физические характеристики грунта морозного пучения. Предложена опорная конструкция, защищающая надземные магистральные трубопроводы от действий сил морозного пучения.

В рамках работы проведен патентный поиск известных опор надземных магистральных трубопроводов.

Представленные в работе результаты, численных и экспериментальных исследований показали хорошую сходимость результатов испытаний, что говорит об эффективности предложенной конструкция опоры надземного магистрального трубопровода, с использованием стендовой установки, для защиты надземных

магистральных трубопроводов от криогенного процесса пучения мерзлого грунта, а разработанная для ее расчета численная модель позволяет получить корректные выходные данные.

Применение предложенной конструкции опоры для защиты надземных магистральных трубопроводов повышает устойчивость трубопроводов при надземной прокладке в тех случаях, когда участки мерзлоты носят сплошной характер, а также позволяет исключить необходимость дополнительных обследований и геомониторингов при эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кондратов, Д. И. Вызовы для России на мировом рынке природного газа / Д. И. Кондратов // Экономика. Налоги. Право. – 2022. – Т. 15. – № 1. – С. 35-44. – DOI 10.26794/1999-849X-2022-15-1-35-44. – EDN TYVAOQ.
2. Литвиненко В.С. Цифровая экономика как фактор технологического развития минерально-сырьевой отрасли. Нат. Ресур. 2020, 29, 1521–1541.
3. Shammazov I. A. , Dzhemilev E. R., Sidorkin D. I. Improving the Method of Replacing the Defective Sections of Main Oil and Gas Pipelines Using Laser Scanning Data Applied Sciences (Switzerland). 2023. №13. pp. 48-75.
4. Buslaev G, Tsvetkov P, Lavrik A, Kunshin A, Loseva E, Sidorov D. Ensuring the Sustainability of Arctic Industrial Facilities under Conditions of Global Climate Change. Resources. 2021; 10(12):128. <https://doi.org/10.3390/resources10120128>
5. Череповицын, А. Е. Критический анализ методических подходов к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов / А. Е. Череповицын, П. С. Цветков, О. О. Евсева // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – № 3. – С. 463-478. – DOI 10.31897/PMI.2021.3.15. – EDN BOFHSN.

УДК 621.671

ДИАГНОСТИКА И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УСТАНОВКИ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СИГНАЛАМ

Королёв Н.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: асинхронный двигатель, погружная насосная станция, диагностика, техническое обслуживание.

Электротехнические комплексы приводного механического оборудования нефтедобывающей промышленности являются основным узлом на всех стадиях добычи углеводородов (бурение, добыча, транспортировка). Добычные комплексы реализованы в виде погружных насосных станций (ЭЦН, УЭЦН) и наземных станций таких как штанговые глубинные насосы (ШГН). Транспортировка либо перекачка связана насосными станциями различных конфигураций и мощности.

Электродвигатели переменного тока являются наиболее распространенным видом привода. Применение асинхронных двигателей (АД) непрерывно растет и, по прогнозу специалистов достигает 85-90% [1]. Значительную часть затрат от общих эксплуатационных затрат предприятий составляют техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) электроприводного оборудования (ЭПО). Общая доля затрат в процессе эксплуатации возрастает по мере выработки ресурса ЭПО [2].

Необходим переход к прогностическому обслуживанию, направленного на то, чтобы планировать ТОиР, прогнозируя состояние оборудования с помощью анализа его работы. Наряду с технологиями прогнозного технического обслуживания совершенствуются технологии автоматизации, в результате чего развиваются технологии автоматической настройки процессов и реконфигурации производства. То есть, если система прогностического обслуживания предсказывает время простоя или ухудшение производительности, этот процесс можно отрегулировать с помощью новой архитектуры автоматизации [3].

При этом, зачастую причины раннего выхода из строя остаются не раскрытыми, а при значительном превышении срока службы встает вопрос об энергетической эффективности работы машины, реальном остаточном ресурсе и времени выхода из строя при фактических эксплуатационных параметрах и нагрузке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жуковский Ю.Л. Оценка технического состояния и остаточного ресурса электромеханического агрегата с асинхронным двигателем / Жуковский Ю.Л. // Горное оборудование и электромеханика. – М. – 2017. – № 6 (133). – С. 20-25.
2. Korolev N., Kozyaruk A., Morenov V. Efficiency increase of energy systems in oil and gas industry by evaluation of electric drive lifecycle //Energies. – 2021. – Т. 14. – №. 19. – С. 6074.
3. Dogaru L. The main goals of the fourth industrial revolution. renewable energy perspectives //Procedia Manufacturing. – 2020. – Т. 46. – С. 397-401.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Кочарян Е.В., Балала М.А., Кочарян П.Е.

Кубанский государственный технологический университет

Ключевые слова: газ, транспорт, трубопровод, гидравлические потери, энергоэффективность, внутреннее покрытие газопроводов.

Добываемый в России природный газ поступает в магистральные газопроводы, объединенные в Единую системы газоснабжения. Система газоснабжения России является крупнейшей в мире системой транспортировки газа. Протяженность ее составляет более 160 тысяч километров. При этом в ходе транспортировки газа по магистральным трубопроводам около 10 % от объема перекачиваемых энергоносителей расходуется на собственные нужды, а именно на привод газоперекачивающих агрегатов, т.е. фактически используется на преодоление гидравлических потерь при движении газа в трубопроводах. Оператор системы газоснабжения ПАО «Газпром» проводит последовательную энергосберегающую политику, с учетом требований Энергетической стратегии России. Одним из направлений внедрения энергосберегающих технологий является снижение расходов на собственные технологические нужды, около 80 % которых приходится на магистральный транспорт.

Одним из перспективных направлений повышения энергоэффективности транспорта газа является применение трубопроводов с внутренним гладкостным покрытием для уменьшения гидравлических потерь [1]. Сдерживающим фактором применения таких решений является значительно более высокая стоимость таких трубопроводов, при подтвержденной технической эффективности. Однако, с учетом того, что распределение гидравлических потерь по длине трубопровода не является равномерным [2], из-за изменения плотности газа при снижении давления, перспективным решением по внедрению инновационных трубопроводов является их монтаж не по всей длине трассы, а только на наиболее гидравлически неблагоприятных участках. Ввиду того, что потери давления на 1 км трубы будут увеличиваться по длине газопровода пропорционально квадрату увеличения скорости потока, гидравлические потери, последней четверти газопровода могут превышать потери на первой четверти более чем 2 раза [2]. Таким образом, необходимо на основании технико-экономических расчетов определить какую часть магистрального трубопровода – последнюю треть или четверть, целесообразно выполнять с внутренним гладкостным покрытием.

Предлагаемое техническое решение позволяет повысить энергетическую эффективность транспорта газа в трубопроводах за счет снижения эксплуатационных расходов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ретроспективный анализ развития и перспективы применения трубопроводов с внутренним гладкостным покрытием / А. Б. Васенин, С. Е. Степанов, А. М. Зюзев [и др.] // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2022. – № 3(49). – С. 46-56.
2. Кочарян, Е. В. Пути повышения эффективности транспорта газа в магистральных газопроводах / Е. В. Кочарян, Е. Д. Скиба // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2018. – № 4. – С. 32-35.

УДК 621.65.03

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ «ЭЛКАМ» ПОД ОСЛОЖНЕННЫЙ ФОНД ЗАКАЗЧИКА

Лихарев В.В.
ООО «ЭЛКАМ»

Ключевые слова: импортозамещение, линейный наземный привод, скважины малого диаметра, штанговый насос прямой промывки, поддержание пластового давления, сепаратор механических примесей, автоматизация процесса добычи нефти, сервисное обслуживание.

Компания «ЭЛКАМ» (основана в 1993 году) является отечественным разработчиком и производителем оборудования для нужд нефтяной отрасли, поставки производимой продукции осуществляются на территории РФ, в СНГ, ближнее и дальнее зарубежье. Цель компании – подобрать наиболее эффективное технологическое решение (комплекс оборудования, услугу) для осложненного фонда заказчика с целью повышения эффективности его работы и сокращения эксплуатационных затрат. Линейка выпускаемого оборудования включает не только штанговые глубинные насосы, их части и дополнительное защитное оборудование к ним, но и наземные приводы, а также комплексы для одновременно-раздельной добычи, поддержания пластового давления, бесштанговой добычи.

За несколько лет до введения санкций компания уже начала разработку решений отечественного производства для замещения зарубежных аналогов в нефтяной отрасли. Среди них — приводы, которые приводят в движение скважинный штанговый насос. Наземный линейный привод ПШСН-Л приводит в действие погружной насос, преобразуя вращательное движение вала двигателя в возвратно-поступательное движение плунжера скважинного насоса при помощи реечной передачи. Работа привода осуществляется с помощью станции управления, оснащенной ЧРП и контроллером, а также блоком тормозных резисторов. С целью интеллектуализации процесса добычи нефти было разработано специализированное ПО ELKAM-RM, с помощью которого осуществляется удаленный мониторинг и управление приводом. Первый опытный образец с длиной хода 1,5 метра был изготовлен в ноябре 2017 года и успешно прошел заводские испытания на стенд-скважине. Спустя 3 года опытный образец был внедрен на скважине в Самарской области. Опытно-промысловые испытания длились 180 суток и были признаны успешными, технология доказала свою работоспособность и энергоэффективность – было достигнуто снижение электропотребления на 40% по сравнению со станком-качалкой. В настоящее время идет разработка привода с длиной хода 3 метра, проект продлится до 2024 года.

Целью любой нефтяной компании является сокращение затрат на строительство скважин и их эксплуатацию, в связи с чем тенденция на бурение скважин малого диаметра (СМД) растет, так как по сравнению с традиционной скважиной они более рентабельны. Так например, до 60% затрат от общего объема затрат на строительство скважины зависит от её диаметра. Но эксплуатация СМД сопряжена с рядом осложнений технологического характера и требует тщательного анализа и подбора необходимого глубинно-насосного оборудования. Кроме того, стандартное ГНО не всегда может обеспечить необходимый уровень добычи. Для эффективной эксплуатации СМД ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» поставили перед нами задачу разработать малогабаритное насосное оборудование, таким образом, в рамках НИОКР, была разработана и запатентована скважинная насосная установка СНУ-СМД, где в качестве приводной и лифтовой колонны используется

колонна полых насосных штанг. Технология успешно прошла опытно-промышленные испытания, доказав свою работоспособность и надежность.

Нефть становится все более труднодоступной и сложной, а добыча нефти требует все более совершенных и новых методов. Принимая во внимание эту тенденцию, специалисты компании «ЭЛКАМ» регулярно работают над усовершенствованием конструкций серийного оборудования, а также разрабатывают новое, которое бы решало задачи, стоящие перед нефтяными компаниями. Так в качестве решения для эффективного прогрева колонн малого диаметра от 102мм был разработан греющий кабель (ГКЛ) плоского сечения, который прокладывается по наружной стенке НКТ. Во время работы кабельная линия прогревает наружную стенку колонны НКТ. Тепловой расчет Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета показал, что на НКТ 73 в 146 колонне при одинаковой удельной мощности нагрева 23,4 Вт/м площадь нагрева с применением стандартного кабеля составляет всего лишь 8%, в то время как площадь прогрева с применением кабеля плоского сечения достигает 69%. В настоящее время опытный образец проходит испытания в скважине с наработкой более 200 суток и обеспечивает эффективный прогрев.

Для эксплуатации малодебитного и периодического фондов, наклонно-направленных стволов и объектов с большой глубиной спуска насосной установки специалисты компании «ЭЛКАМ» разработали установку с погружным линейным приводом и бесштанговым плунжерным насосом. Опытно-промышленные испытания подтвердили работоспособность данного оборудования. Кроме того, в процессе испытаний было отмечено сокращение потребления электроэнергии до 73% в сравнении с УЭЦН.

Ввиду того, что компания «ЭЛКАМ» поставляет не только стандартное оборудование, но и уникальное, разработанное под конкретные условия эксплуатации, она располагает всеми необходимыми ресурсами для осуществления гарантийного и сервисного обслуживания как наземной, так и подземной части скважины.

УДК 622.276

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Середенко В.А.¹, Агиней Р.В.², Игнатова Н.С.²

1 – ПАО «Газпром»

2 – Ухтинский государственный технический университет

Ключевые слова: обсадная колонна; скважина; защита от коррозии.

Обсадные трубы газовых, нефтяных и водяных скважин обычно цементируются для закрепления труб в скважине и изоляции различных геологических слоев друг от друга [1]. Общеизвестно, что стали, контактирующие с цементом, находятся в пассивном состоянии и, таким образом, защищены от любого вида внешней коррозии, за исключением случаев, когда цемент содержит ионы хлорида [2]. В работе проанализирована зарубежная нормативная документация, нормативная документация РФ, включая отраслевые локальные нормативные документы и нормативно-техническая документация, введенная во времена бывшего СССР, которая регламентирует подходы проектирования систем катодной защиты обсадных колонн скважин.

Установлено, что в современных отечественных документах отсутствует информация об особенностях проектирования катодной защиты обсадных колонн скважин, считается что она существенно не отличается от проектирования катодной защиты других подземных сооружений, например, трубопроводов.

Приведен перечень отличий трубопровода от обсадной колонны скважин как объекта катодной защиты, который определяет существенные отличия в подходах применяемых при проектировании таких систем.

В зарубежных документах информация приведена в общем виде [3]. Показан пример определения требуемой силы тока, если есть возможность провести натурные исследования на скважине.

Предложен алгоритм проектирования катодной защиты обсадных колонн скважин, составленный на основании анализа имеющихся документов, регламентирующих вопросы проектирования систем противокоррозионной защиты обсадных колонн скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 281 с.
2. Долгих С. А. Катодная защита обсадных колонн скважин: оценка эффективности и оптимизация параметров: специальность 05.17.03 - Технология электрохимических процессов и защита от коррозии : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Долгих С. А. ; «Казанский национальный исследовательский технологический университет» – Казань, 2014. – 144 с.
3. Hamberg, A. Well Casing Cathodic Protection Current Requirement Tests / A. Hamberg // COFRC, Report TM88000494. (Apr. 2006). – 2006.

РАЗРАБОТКА ГИБРИДНОГО ДОЛОТА

Третьяк А.Я.

*Южно-Российский государственный политехнический университет
(НИ) имени М.И. Платова*

Ключевые слова: гибридное, двухъярусное долото, резцы PDC, оптимальная конструкция долота.

В настоящее время технологи по бурению скважин хотели бы иметь буровое долото, способное бурить горные породы от I до XII категории по буримости. Над созданием такого долота работают многие специалисты всего мира.

В ЮРГПУ (НПИ) разработано гибридное двухъярусное долото, состоящее из хвостовика с резьбовой частью, нижнего забуривающего и верхнего разбуривающего яруса с шестью режущими лопастями, армированными резцами PDC и имеющее следующие конструктивные опции: возможность замены любой из трех частей и любой из шести лопастей долота; наличие на режущих лопастях гибридных резцов PDC обычных и вращающихся на 360°, которые расположены в тех областях бурового долота, где наблюдается наибольший износ; установка конусного резца PDC в центре долота; сменные гидромониторные насадки изготовлены в виде эжекционных форсунок, струя которых направлена строго на режущие лопасти; возможность замены износившихся резцов; лопасти установлены в виде спирали, расположенной по эвольвенте; углы установки резцов увеличиваются от периферии к центру долота; расположение резцов PDC по схеме – три резца в одной паре обеспечивает устойчивый зубчатый профиль забоя; несимметричные режущие лопасти предотвращают повторное генерирование вибраций.

Наличие оригинальной конструкции, двух ярусов у долота, параболического профиля, комбинированных резцов, высокой ремонтпригодности дает возможность бурить мягкие, средние и твердые породы.

Предложена оптимальная конструкция гибридного долота, не имеющая аналогов в мире, с «агрессивным» вооружением режущей части. Разработанное гибридное двухъярусное, антивибрационное долото, армированное резцами PDC, при экспериментальных исследованиях позволило установить, что обладает большой работоспособностью при разбуривании мягких, средних и крепких горных пород и может с успехом заменить известные долота.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Третьяк А.Я., Сидорова Е.В., Литкевич Ю.Ф., Лубянова С.И., Бурцев А.А., Мохов А.В. Контроль ресурса PDC-пластин бурового долота // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. –2021. – Т. 332. – № 8. – С. 28–35.
2. Третьяк А.Я., Попов В.В., Борисов К.А., Гроссу А.Н., Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента // Горные информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.

П 819 **Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов:**
Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2023. 86 с.
(II Международная научно-практическая конференция. 7-9 июня 2023 г.)

ISBN 978-5-94211-980-5

УДК 622.24+544.35(061.3)
ББК 33.36+33.13

Научное издание

**ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ**

II МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

7-9 июня 2023 г.

Тезисы докладов

Материалы публикуются в авторской редакции

Оригинал-макет подготовлен
кафедрой бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета

Сборник включен в базу данных
Российского индекса научного цитирования (РИНЦ)
Научной электронной библиотеки <http://elibrary.ru>

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 22.06.2023. Тираж 30 экз.
Уч.-изд.л. 8. Заказ 418.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

Санкт-Петербургский горный университет
Россия, 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, д. 2
www.spmi.ru