

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



**МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ,**
посвященная памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде

Сборник тезисов

16–18 ноября 2016 года

Уфа
Издательство УГНТУ
2016

УДК 622.276
ББК 33.36
М 43

Редакционная коллегия:

Р. Н. Бахтизин (отв. редактор)
А. С. Гаязов
А. Р. Латыпов
Ибрагим Саид оглы Гулиев
Мустафа Баба оглы Бабанлы
Ты Тхань Нгия
Н. Д. Цхадая
Фахраддин Саттыр оглы Исмагилов
Эльхан Бахадур оглы Гусейнов
Азизага Ханбаба оглы Шахвердиев
Р. А. Соловьев (отв. секретарь)

Рецензент

Директор дирекции по технологиям
«Газпром нефти», генеральный директор НТЦ «Газпром нефти»,
доктор технических наук, профессор М. М. Хасанов

М 43 Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде: сб. тезисов / редкол.: Р.Н. Бахтизин и др.; под общ. ред. проф. Бахтизина Р.Н. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 314 с.

ISBN 978-5-7831-1404-5

В сборнике опубликованы тезисы статей Международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде. Материалы конференции отражают актуальные проблемы разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, транспорта и хранения нефти и газа.

Сборник предназначен для научных работников, преподавателей, аспирантов, студентов нефтегазовых вузов, специалистов организаций нефтегазового профиля.

УДК 622.276
ББК 33.36

ISBN 978-5-7831-1404-5

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2016
© Коллектив авторов, 2016

Содержание

СЕКЦИЯ «ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА».....	13
Hoftätter H., Pavlov M. ENHANCED OIL RECOVERY WITH ULTRASOUND TECHNOLOGIES.....	13
<i>Spenger P., Spenger O. P.</i> FIELD APPLICATIONS OF RADIAL NEAR WELLBORE STIMULATION BY ACOUSTIC WAVES.....	13
<i>Eichlseder W.</i> LIGHT WEIGHT DESIGN AND FATIGUE ANALYSIS.....	14
Аграров В.В., Сапсай А.Н., Брондз В.А., Кожаева К.В., Минибаев В.Р. ВЫБОР И ОПТИМИЗАЦИЯ СПОСОБОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ.....	15
Аралов О.В., Бережанский Н.В., Былинкин Д.В. КОРРЕЛЯЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ.....	17
Аралов О.В., Бережанский Н.В., Былинкин Д.В. МЕТОДИЧЕСКИЙ АППАРАТ ПО ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКЕ АВАРИЙНОСТИ СИКН.....	20
Ахмадеев А.Г., Авдеев А.С., Лайбольд С.А., Иванов С.А. ТЕХНОЛОГИИ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ МОРСКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	22
Бакулин И.Н., Муфтахов Е.М. ИННОВАЦИИ ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ В БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТОННЕЛЕЙ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	32
Бахтегареева А.Н., Гаррис Н.А. СНИЖЕНИЕ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ГРУНТА В ЗОНЕ АКТИВНОГО ТЕПЛОВОГО ВЛИЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА.....	34
Бикинеев В.А., Годовский Д.А., Тамеш М.М. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТЕПРОВОДА «МАРИБ-АЛЬ САЛИФ» В ЙЕМЕНЕ.....	37
Будкевич Р.Л., Григорьева О.С., Вдовина С.В. ПОДБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДАХ.....	40
Валеев А. Р. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ВИБРАЦИИ И ШУМА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	42
Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Суховой М.В. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ НЕФТИ.....	44
Вафин Д.Р., Капаев Р.А. ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГРУНТАХ.....	46
Гайсин Э.Ш. ПРИЛОЖЕНИЕ МЕТОДА ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК ПРИ ОБРАБОТКЕ АНКЕТ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	48

Галикеев А. Р., Китаев С. В., Гадельшина А. Р. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБА РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ГАЗА НА ПРОДУВКЕ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ РЕМОНТА.....	49
Гаррис Н. А., Закирова Э.А. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ВЫПУЧИВАНИЯ ОПОР НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЙОНАХ ПУЧИНИСТЫХ ГРУНТОВ.....	52
Гахраманов Ф.С., Нуруллаев В.Х., Усубалиев Б.Т., Рамазанова Э.Э., Гасанова М.М. ОЧИСТКА НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ	55
Гильмутдинов Н. Р., Дмитриев М. Е., Макаренко О. А. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЛОЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ.....	58
Гимаева А.Р. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МЕТАНОЛА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА.....	59
Голофаст С.Л., Лободенко И.Ю., Владова А.Ю. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ГЕОТЕХНИЧЕСКОМ МОНИТОРИНГЕ ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙСЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ.....	61
Горбунов А.О., Дмитриева Т.В. СПОСОБ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ СЕГМЕНТОВ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ	65
Гулин Д.А., Шамилов Х.Ш., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов С.М. СПОСОБ ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЕКТНЫХ ОТМЕТКАХ ВАКУУМНЫМИ АНКЕРНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ.....	66
Давыдов А.Н., Голофаст С.Л. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ВЫСОКОПРОЧНЫХ НИТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ С ПОВЕРХНОСТИ ГАЗОПРОВОДА.....	69
Дубовой Е.С., Хафизов Н.Н. ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ СМЕСИ МИНЕРАЛЬНОЙ И СИНТЕТИЧЕСКОЙ НЕФТИ.....	71
Закирова Э.А., Гаррис Н. А. УЧЕТ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩЕГО ЭФФЕКТА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАДИУСА ПРОТАИВАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД ВОКРУГ СКВАЖИНЫ.....	73
Зубаиров Т.А., Мастобаев Б.Н. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ.....	76
Зубаиров Т.А., Хасанов И.И. ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ПЛЕНОК ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ НА СУШЕ И В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ.....	78
Исламов И.М. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.....	79
Исламов М.К., Рахимов М.Н. РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ УДАЛИТЕЛЕЙ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	81

Каримов Р.М., Бахтизин Р.Н., Мастобаев Б.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ЗАДАЧИ О МАКСИМАЛЬНОМ ПОТОКЕ МИНИМАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУЗОПОТОКОВ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	83
Каримов Р.М., Галямов В.М. РАСЧЕТНЫЙ АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ САМОТЕЧНОГО ОПОРОЖНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА.....	87
Каримов Р.М., Денисов Е.Ф., Макаренко О.А. К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ОТ АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ....	89
Каримова Г.И., Байкова Л.Р. МЕТОДЫ И ФОРМУЛЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СМЕСИ НЕФТЕЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	91
Колчин А.В., Коробков Г.Е. МЕТОДЫ СОКРАЩЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ МЕТАНОЛА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К ТРАНСПОРТУ.....	95
Коноплёв Н.Г., Коробков Г.Е. О НОВОМ ВЗГЛЯДЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СУЩНОСТЬ ПОТОКА ЖИДКОСТИ.....	97
Корзинин В.Ю., Замятин А.В., Гончаров А.В., Валюшок А.В., Владимиров Л.В. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ПРИЧАЛЬНЫХ И ПОРТОВЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ОРГАНИЗАЦИЙ СИСТЕМЫ «ТРАНСНЕФТЬ».....	99
Корзинин В.Ю., Гончаров А.В., Валюшок А.В., Замятин А.В., Владимиров Л.В. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СРЕДСТВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ В МОРСКОЙ ВОДЕ.....	102
Кускильдин Т. Р., Дмитриев М. Е. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ.....	103
Лисин Ю.В., Могильнер Л.Ю. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И МЕХАНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ.....	105
Машин А.Ю., Халиков Р.Р., Кунакбаев Ф.Г., Шайбаков Б.Р. ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА С УЧЕТОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ.....	107
Миронова О.Н., Гаррис Н.А. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА БИО- И ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКУЮ КОРРОЗИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА.....	111
Могильнер Л.Ю., Панкратов А.Н., Власов Н.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ.....	114
Мустафин Ф.М., Машин А.Ю., Тухфатуллина А.И., Давлетьяров Р.М., Сапсай А.Н. РАСЧЕТЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА.....	116

Мустафин Ф.М., Файзуллин С.М., Гайсина Г.Р., Басырова А.М., Шайбаков Б.Р. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА	117
Некучаев В. О., Кырнышева П. А. ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА СМЕСИ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ, ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ «УСА-УХТА» И «УХТА-ЯРОСЛАВЛЬ»	120
Некучаев В.О., Некрасова Л.А., Попова К.Н. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРНЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРОЦЕССА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ В АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЯХ, ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ «УСА-УХТА» И «УХТА-ЯРОСЛАВЛЬ»	120
Низамов Р.Ш., Мустафин Ф.М., Халиков Р.Р., Басырова А.М. СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИИ НА ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКАХ ГАЗОПРОВОДОВ	121
Николаев Б. М., Мастобаев Б. Н. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОМАССОБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАДИАЛЬНОГО ТИПА НА УКПГ	123
Нуруллаев В.Х., Усубалиев Б.Т., Гахраманов Ф.С., Гасанова М. М., Рзаева А.К. ПРОМЫВАНИЕ КАВИТАЦИОННЫХ ЗОН, ОБРАЗУЮЩИХСЯ В ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ	127
Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Исмаилов Ш.З., Гусейнов В.Г. РЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ СТРУКТУРООБРАЗУЮЩИХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ ПРИ ТЕЧЕНИИ В ТРУБАХ	129
Пашковская А.В., Фролов Ю.А. К ВОПРОСУ О РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ	131
Петр Крижанек, Лубош Новак ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕМБРАННЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕХНОЛОГИЯХ НЕФТИ И ГАЗА	132
Половков С.А., Гончар А.Э., Шестаков Р.Ю., Айсатуллин И.Р., Слепнёв В.Н. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТЕРРИТОРИЙ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИВА	134
Рамазанова Э.Э., Усубалиев Б.Т., Нуруллаев В.Х., Гахраманов Ф.С., Гасанова М.М., Рзаева А.К. СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ТЯЖЕЛЫХ ТОВАРНЫХ НЕФТЕЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ	137
Сайфутдинов А.М., Коробков Г.Е. ОСОБЕННОСТИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНОГО ИСТЕЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ ТАНКЕРА	139
Саттаров Р.М., Дуликравич Д.С., Саттарзада И.Р. НАНОМОДЕЛИРОВАНИЕ НЕКОТОРЫХ НЕГОМОГЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА	141
Саубанов О.М., Валеев А.Р. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	146

Сунагатуллин Р.З., Жолобов В.В., Гольянов А.И.	
О ФОРМЕ МЕЖФАЗНОЙ ПОВЕРХНОСТИ И СТРУКТУРЕ ВОЛНЫ ГИДРОУДАРА НА САМОТЕЧНОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА.....	147
Тарновский Е.И.	
ЧИСЛЕННЫЙ РАСЧЕТ ДВУХФАЗНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ТЕЧЕНИЙ В СИСТЕМЕ ДОБЫЧИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	150
Ташбулатов Р.Р., Мугаллимов Ф.М.	
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССА СКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ ПЕРЕД ОЧИСТНЫМ УСТРОЙСТВОМ НА ПАРАМЕТРЫ ЕГО ДВИЖЕНИЯ В ПОТОКЕ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ.....	153
Ташбулатов Р.Р., Мугаллимов Ф.М.	
О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВНУТРИТРУБНОГО РЕГИСТРАТОРА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	154
Токарев А.П.	
СНИЖЕНИЕ ВИБРАЦИИ ОБВЯЗКИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПРИМЕНЕНИЕМ ВИБРОЗАЩИТНЫХ СИСТЕМ С ПЕТЛЯМИ ГИСТЕРЕЗИСА ПРЯМОУГОЛЬНОЙ ФОРМЫ.....	155
Фарухшина Р.Р.	
ВЫБОР СХЕМ КОМПОНОВКИ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ.....	158
Филатов А.А.	
ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПРОВОДА ИСХОДЯ ИЗ УСЛОВИЙ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	161
Фролов Ю.А., Афанасьев И.А., Габдрахманов Т.Ф.	
МИГРАЦИЯ НЕФТИ В ПОЧВЕННОМ СЛОЕ ПРИ УТЕЧКАХ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	164
Хасанов И.И., Кускильдин Т. Р.	
ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА НА СУДАХ-ГАЗОВОЗАХ.....	166
Хасанов Р.Р.	
О НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМНЫХ АСПЕКТАХ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ.....	168
Шаталов Д.А., Комаров А.И.	
ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	170
Шоцкий С.А., Голофаст С.Л.	
ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	171
Ле Вьет Хай, Велиев М.М., Нгуен Куок Зунг, Тхань Ву Вьет	
ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ НА ЗАБОЕ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО» МЕТОДОМ ОБРАЗОВАНИЯ ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТЫ ВНУТРИ ПЛАСТА.....	175
Ты Тхань Нгиа, Велиев М.М., Чан Куок Хой, Иванов А.Н.	
УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ЗАЛЕЖИ НИЖНЕГО МИОЦЕНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ.....	180

Дмитриева Т.В. РАЗВИТИЕ СЕТИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ В РАЗЛИЧНЫХ СТРАНАХ МИРА	185
Иванов А.И., Хусаинов Р.М. ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН	186
Иванов А.И., Никишин А.А. ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ США В ПЕРИОД СТАНОВЛЕНИЯ ОТРАСЛИ	188
Шарипов Ш. Г., Тимохин А. Л., Смирнов О. Е., Мастобаев Б. Н., Китаев С. В. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОБУЧЕНИИ СТУДЕНТОВ НА БАЗОВОЙ КАФЕДРЕ «ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА»	189
Ефимов В.М., Зорин Е.Е. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ ЯКУТИИ	192
Шагиев Р.Г. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ С ПОЛИМЕРНЫМИ ДОБАВКАМИ	194
Мусаллямов Р.Р., Фархетдинов И.Р., Харисов Р.А. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ БАНДАЖЕЙ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ	197
Мухаметзянов А.Н., Харисов Р.А., Зайнуллин Р.С. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ДИАГРАММ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ НИЗКОУГЛЕРОДИСТЫХ И НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ	198
СЕКЦИЯ «МОЛОДЕЖНОГО ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ SPE»	200
Орлов Н.Н., Зейгман Ю.В. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПРИЧИН ПОЯВЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА НА ИГРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	200
Аюпова Л.Р. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АСПО В КАЧЕСТВЕ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ НА НЕФТЕПРОВОДАХ	202
Шерстобитова А.К., Гилязитдинова Э.А. МЕТОДЫ НАЗОР И АВПО ПРИ АНАЛИЗЕ РИСКОВ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	204
Петров Р. А. ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ	205
Аль-Хандариш Юсиф Аме, Куряшов Д.А. САМОРАСПАДАЮЩИЙСЯ ОТКЛОНИТЕЛЬ ДЛЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК	206
Islamova K.R. ANALYSING THE MODERN TECHNOLOGIES OF SURFACE DETECTION AND MONITORING OF HC SPILLS	207
Yafaev B. AUTOMATED FLUID LEVEL MONITORING	208

Gafarova D.	
CORROSION PROTECTION OF EQUIPMENT	209
Zhanazhanova A., Balginova A.M.	
FEATURES OF PRODUCTION, PREPARATION BOTH TRANSPORTATION OF OIL AND GAS ON A KASHAGAN FIELD	209
Sabitov R., Dolomatov M., Telin A.	
INFLUENCE OF ELECTROMAGNETIC FIELD WITH LOW FREQUENCY ON STABILITY OF HYDROCARBON EMULSION	210
Khaibullin T.F.	
INFLUENCE OF LITHOLOGY AND FLUID FILLING TYPE ON THE ELASTIC PROPERTIES	212
Al-Yusufi M.A.A., Mingazov R.R.	
KILLING FLUIDS THICKENED BY POLYMER-SURFACTANT SYSTEM	213
Fayzullin N.	
MATHEMATICAL MODEL OF NONISOTHERMAL GAS FLOW IN THE WELLBORE	214
Nikulin V. Yu., Zeygman Yu. V.	
MATHEMATICAL MODELS OF THERMAL MODE RESEARCH OF EXPLOITATION WELLS FOR R. TREBS FIELD CONDITIONS	215
Sagingaliyev T. B.	
MEASUREMENTS AND DEMODULATION OF SIGNALS WHILE DRILLING	218
Muratov Is., Denislamov Il.	
PRECIPITATION DEPOSITS VOLUMETRIC CONTROL IN TUBING	218
Volkova P.V.	
QUANTIFICATION OF PETROPHYSICAL UNCERTAINTIES BY MONTE CARLO SIMULATION	219
Sankina E.	
PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE ELECTROHYDRAULIC CALIPER	220
Yusupov R.R., Beshir M.A.	
STUDYING INFLUENCE OF VIBRATION ON WELL STABILITY	221
СЕКЦИЯ «РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»	225
Абельхаеров И. И.	
ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ	225
Агзамов Ф.А., Галимов И.М, Аль-Сельви М.А.	
ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ	227
Агзамов Ф.А., Каримов И.Н.	
ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ КРЕПИ СКВАЖИН В СКВАЖИНАХ, ДОБЫВАЮЩИХ ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ И БИТУМЫ	228
Агзамов Ф.А., Исмагилова Э.Р., Кузнецов М.А.	
ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ САМОЗАЛЕЧИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТА ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА	230
Ашахети А.И., Исламов М.К.	
ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕР-КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	232

Аюпов Д.А. ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ЛЕТУЧЕЙ НЕФТИ С ВЫСОКИМ НАЧАЛЬНЫМ ГАЗСОДЕРЖАНИЕМ ОТ ВРЕМЕНИ ВВОДА СИСТЕМЫ ППД.....	233
Байтенов Н.А. РАЗРАБОТКА ДОБАВКИ ДЛЯ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ.....	236
Бекбаев А.А., Агзамов Ф.А. ИССЛЕДОВАНИЕ АРМИРОВАННЫХ ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ.....	238
Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ В КОЛЛЕКТОРЫ, НАСЫЩЕННЫЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ.....	240
Владимиров И.В., Велиев Э.М. ИТОГИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА УЧАСТКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ.....	242
Ишбаев Г.Г., Ложкин С.С., Милейко А.А., Петров Д.В. ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ПРОДУКТИВНОЙ ЗОНЫ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ.....	244
Ишбаев Г.Г., Габдрафиков Р.В., Поляков В.Н., Дильмиев М.Р., Милейко А.А., Мамаева О.Г., Гараев А.В. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЬЦЕМЕНТНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ» ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ НА ТАТЫШЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	246
Коранев А. THE DEVELOPMENT OF THE ADVANCED RUSSIAN ELECTRO HYDRAULIC ROTARY SIDEWALL CORING TOOL.....	248
Галимов И.М., Платицын И.Е., Кузин В. УМЕНЬШЕНИЕ УСАДОЧНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ЗА СЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ КОНТРАКЦИИ.....	249
Гатауллин А.М., Ризванов Ш.З., Коток А.А. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПЕРИОД ОЗЦ РЕАГЕНТОМ ГАЗОБЛОКАТОРОМ ПАК.....	250
Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. К ТЕОРИИ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В КУПОЛЕ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕМСЯ ПРИ ГЛУБОКОВОДНЫХ РАЗЛИВАХ.....	252
Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕЧЕНИЯ МНОГОФАЗНОЙ СТРУИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ГЛУБОКОВОДНЫХ РАЗЛИВАХ НЕФТИ.....	254
Кязимов Э.А., Алиев Н.М., Сулейманов А.Б., Сулейманова Н.Э. О МЕХАНИЗМЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРНЫХ ПОРОД.....	257
Кязимов Э.А., Ашурова А.М. ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ КОМПОЗИЦИЙ В БУРЕНИИ.....	261
Кузнецов М.А., Искандаров Н.Х. МОДЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ КРЕПИ СКВАЖИН.....	265

Латыпов А.Г., Пономарев А.И. СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СОЗДАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ИСТОЩЕННЫХ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	267
Латыпов Д.Д., Нафиков Д.Л. РЕНТГЕНОФАЗОВЫЙ И ТЕРМОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ПРОДУКТОВ ИХ ТВЕРДЕНИЯ.....	268
Мамедов А.С., Татлыев Х.С., Зейналов Н.Э. МИКРОСФЕРООБРАЗУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ЗОНАХ УХОДА РАСТВОРА.....	271
Надыров А.И. ВЛИЯНИЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ СТВОЛАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КОНЕЧНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ.....	272
Насибуллина А.А., Владимиров И.В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЛЕКУЛЯРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕАГЕНТА ПВВ.....	274
Николаев А.И., Шайбеков М.С., Мусин В.С. ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКО-УПРУГИХ СИСТЕМ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН.....	276
Никулин В.Ю., Зейгман Ю.В. ИССЛЕДОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Р.ТРЕБСА.....	278
Рамазанова Э.Э., Меликов Г.Х., Зейналов А.Н. РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ В ПРАКТИКУ ЛИКВИДАЦИИ ВОДО- И ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ.....	281
Рамазанова Э.Э., Мурватов Ф.Т., Усубалиев Б.Т. КОМПОЗИТ НАНОСТРУКТУРНЫХ ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ПОРОШКОВ ВАФ-1 ВАФ-2 – СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ.....	283
Рамазанова Э.Э., Гурбанов Р.С., Мамедова М.А. МИКРОТРЕЩИННЫЙ ЭФФЕКТ И КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ.....	285
Рамазанова Е.Е., Гурбанов Р.С., Гурбанова Т.Г. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОЙ И УСТОЙЧИВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДРЕНАЖНОЙ ЗОНЫ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ.....	291
Расулов С.Р., Рзаев Аб.Г., Нуриева И.А., Бабаев С.Ф. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ЭМУЛЬСИОННОГО СЛОЯ ПРИ ДИНАМИЧЕСКОМ ОТСТОЕ НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.....	293
Расулов С.Р., Келбалиев Г.И., Мустафаева Г.Р. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ АНОМАЛЬНЫХ СТРУКТУРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ.....	295
Рогачев М.К. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ.....	297

Рузин Л. М., Дуркин С. М., Морозюк О. А., Полишвайко Д. В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	298
Сагингалиев Т. Б. ИЗМЕРЕНИЕ И ДЕМОДУЛЯЦИЯ СИГНАЛОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ОБОРУДОВАНИЯ И СЕНСОРОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ SPT	300
Тептерева Г.А., Бадикова А.Д., Четвертнева И.А., Конесев В.Г. ОСОБЕННОСТИ НЕЙТРАЛЬНО-СУЛЬФИТНЫХ ЩЕЛОКОВ В ПОЛУЧЕНИИ БУРОВЫХ РЕАГЕНТОВ	301
Коваленко Ю.С., Кузнецов М.А., Тюлькин О.П. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ	302
Исмаков Р.А., Рахматуллин Д.В., Мухаметгалиев И.Д. АТТЕСТАЦИЯ, ОБУЧЕНИЕ, ПЕРЕКВАЛИФИКАЦИЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРСОНАЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВИРТУАЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ-ТРЕНАЖЕРА ДЛЯ ЭВМ «СЛАЙД МАСТЕР 1.18»	305
Хабабутдинова Н.Б. О ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ЭТТРИНГИТА В СКВАЖИНАХ С СЕРОВОДОРОДНЫМИ ПРОЯВЛЕНИЯМИ	309
<i>Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Абдул Насер Омрани</i> ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	310
Эгву С.Б. ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН	313

СЕКЦИЯ «ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА»

*Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr .mont. Herbert Hoftätter, Dipl.-Ing. Mikhail Pavlov
Montanuniversität Leoben in Cooperation with
Ufa State Petrloeam Technological University*

ENHANCED OIL RECOVERY WITH ULTRASOUND TECHNOLOGIES

Ultrasound effect is well-known and has a wide use in different industries such as Medical, Metallurgy, Car industry, etc. Now days In Petroleum industry Ultrasound is been used basically for measurements. But a high potential of Ultrasound technics could be also applied for other processes in Petroleum Industry, like stimulation, process acceleration or cleaning.

In petroleum industry we have a lot of problems with different kind of deposits during production, transportation and storage. Deposits are decreasing diameter of pipes, what causes decreasing of production rate and decreasing energy (cost) efficiency. Sometimes deposits could stop production.

In this study presented some results of Ultrasound application in petroleum Industry. There are also results of Laboratory experiments presented to improve current technologies and development of new ideas and concepts for solving depositions problems in petroleum industry.

*Peter Spenger, President, Rexonic Ultrasonics AG, Switzerland,
Oliver Peter Spenger, Montanuniversitaet Leoben, Austria*

FIELD APPLICATIONS OF RADIAL NEAR WELLBORE STIMULATION BY ACOUSTIC WAVES

Near-wellbore formation damage can reduce the productivity of oil wells.

This damage can consist of heavy muds used during drilling, deposition of organic components such as waxes and asphaltenes, hard inorganic scale, fines migration and other damage such as emulsion forming. In many producing oil wells, near-wellbore formation damage reduces the effective formation permeability and hinders the oil flow towards the well resulting in a significantly reduced oil production and financial loss for the oil producer.

Conventional technologies to treat near-wellbore formation damage are either chemical or mechanical. In a chemical treatment,individually designed fluid mixtures consisting many times of strong acids are pumped into the well. Exact placement of the pumped fluid is usually challenging and the required amount of chemicals can be significant. Mechanical treatments can consist of steel brushes, scrapers or knives. Both, chemical treatments and mechanical treatments can be harmful to the casing, production tubing, downhole tools and installations.

A new, promising technology to remove certain types of near-wellboredamage is high-frequency / high power acoustic stimulation.This patented

technology was developed by Rexonic Ultrasonics AG based in Wil, Switzerland. To conduct a well treatment with ultrasonic, an acoustic tool is lowered on a wireline into the well and to the target zone where the near-wellbore damage is observed or assumed. The acoustic tool is then operated and can precisely treat only the required intervals of the well. Cavitation and micro – acoustic streaming as a result of the ultrasound emitted by the downhole tool remove organic deposits and other near-wellbore damages. Ultrasound does not harm downhole installations, nor production tubing or casing.

Manyfield test's were conducted to investigate the feasibility and performance of using ultrasonic waves to reduce near-wellbore damage caused by fine migration, wax, paraffin and other organic components. As a result of the ultrasonic treatment, undamaged formation permeability was re-established due to ultrasonic cleaning and significant increase in oil production was observed during several weeks after treatment. Ultrasonic treatment was applied on wells with various completion and production designs such as pumps, gas lift and self producing wells. Treatment success of the Rexonics technology along with the production increase was certified by major international oil companies.

The ultrasonic treatment technology developed by Rexonic Ultrasonics AG is a fully accepted product (in USA since 2016) and not a prototype anymore. The technology is now being implemented with major operators around the globe. Near-wellbore damage treatment with ultrasound can replace chemical treatments with better results at lower cost. Self producing wells or gas lift wells can be kept in full production during treatment with ultrasonic. The treatment with ultrasonic causes neither an environmental impact nor damage to downhole installations.

Univ. Prof. DI Dr. techn. Dr.h.c. Wilfried Eichlseder

Montanuniversität Leoben, Austria

LIGHT WEIGHT DESIGN AND FATIGUE ANALYSIS

Light Weight Design is required in many areas:

- vehicles;
- aerospace;
- electronics;
- buildings;
- production facilities;
- etc.

This presentation is focused on motivation, Simulation of Fatigue Lifetime, Influences on Fatigue of Heat Treated Steels, such as:

- Type of Loading;
- Multiaxial Loading;
- Geometry, Notches;
- Mean Stress;
- Surface;
- Size;

- Forging Process;
- Heat Treatment;
- Machining.

Light weight design, fatigue life analysis and reliability of components require increasingly simulation methods. Local fatigue strength has to be known:

- can only be determined by test and only for a limited number;
- transfer to real components by simulation; models required (RSG-concept).

Interdisciplinary applications enhance essentially the knowledge and possibilities:

- simulation of solidification;
- simulation of structure;
- simulation of forming;
- stress- and fracture based methods;
- etc.

УДК 622.692.4.07

Аграров В.В.¹, Сапсай А.Н.², Брондз В.А.¹, Кожаева К.В.¹, Минибаев В.Р.¹
¹ Уфимский государственный нефтяной
 технический университет, г. Уфа, Россия
² ПАО «Транснефть», г. Москва, Россия

ВЫБОР И ОПТИМИЗАЦИЯ СПОСОБОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

При строительстве магистральных трубопроводов ввиду наличия развитой системы водных путей-сообщений, возникает необходимость в сооружении переходов через естественные и искусственные препятствия.

Выборспособа строительства перехода трубопровода должен основываться на рассмотрении совокупности условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др. Правильный выбор способа строительства способствует сокращению затрат и более качественному выполнению всех видов работ.

Оптимизация способа строительства перехода трубопровода приводит к повышению надежности и эффективности выполнения земляных, строительно-монтажных и других работ, при этом уменьшаются затраты на выполнение этих работ.

В работе были рассмотрены все современные способы строительства переходов трубопровода через водные препятствия, существующие расчеты подводных переходов [1], а также изучены новые технологические решения по строительству подводных переходов [2, 3, 4, 5].

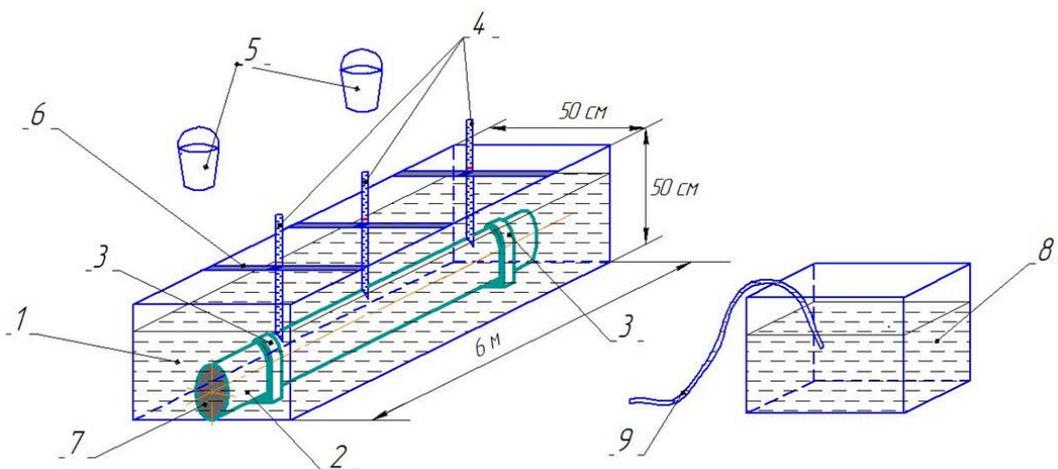
В ходе выполнения данной работы была проведена разработка и оптимизация способов засыпки подводного трубопровода: с использованием металлических или железобетонных пригрузов или грунтовых перемычек.

Была составлена программа в САПР Mathcad для расчета параметров засыпки подводного трубопровода: расстояния между пригрузами, их массы, расстояния между перемычками и длины этих перемычек.

Областью применения результатов исследования являются организации, занимающиеся трубопроводным строительством, которые, используя разработанную программу в Mathcad и конкретные исходные данные, могут решать задачу на определение параметров засыпки подводного трубопровода.

В процессе изучения данной тематики был проведен эксперимент, доказывающий возможность выхода трубы из проектного положения при последовательной ее засыпке. Эксперимент проводился с двумя трубами разного диаметра, при этом засыпка трубы осуществлялась двумя видами грунта: песком или суглинком. Спроектированная экспериментальная установка с основными ее элементами представлена на рисунке.

В результате данного эксперимента была составлена таблица значений перемещения трубы в начале, середине и на конце участка трубы (таблица).



- 1 – имитированная подводная траншея; 2 – труба;
 3 – пригрузы; 4 – линейки (с отметкой); 5 – ведро с грунтом;
 6 – опоры; 7 – заглушки; 8 – емкость с водой; 9 – шланг

Экспериментальная установка

Результаты экспериментальных данных

Диаметр т/п, мм	Всплытие трубопровода при последовательной ее засыпке, мм					
	песок			суглинок		
	начало трубы	середина трубы	конец трубы	начало трубы	середина трубы	конец трубы
89×6	0	12	23	1	12,5	24
114×5	начало трубы	середина трубы	конец трубы	начало трубы	середина трубы	конец трубы
	0	10	18	0,5	11	20

Библиографический список

1. Мустафин Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов/ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков и др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.
2. Мустафин, Ф.М. Сооружение перехода трубопровода через естественные и искусственные водотоки: пат. № 125667 Рос. Федерация; опубл. 10.03.2013, Бюл. № 7.
3. Мустафин, Ф.М. Устройство для протаскивания трубопровода при строительстве подводных переходов методом ННБ: пат. № 141435 Рос. Федерация; опубл. 10.06.2014, Бюл. № 16.
4. Мустафин, Ф.М. Способ укладки подводного трубопровода и устройство для его реализации: пат. № 2357144 Рос. Федерация; опубл. 27.05.2009, Бюл. № 15.
5. Мустафин, Ф.М. Сооружение для заглубления трубопроводов до проектных отметок на переходах через малые реки и водотоки: пат. № 101766 Рос. Федерация; опубл. 27.01.2011, Бюл. № 3.

УДК 658.58

Аралов О.В.¹, Бережанский Н.В.², Былинкин Д.В.²

¹ ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

² Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

КОРРЕЛЯЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

На сегодняшний день ПАО «АК» Транснефть» является крупнейшим оператором нефтеперекачивающих агрегатов на российском рынке (далее НПА). Используя различные модификации насосно-силового оборудования, а так же большое количество видов электродвигателей для привода магистральных насосов, достаточно сложно оценить вероятность безаварийной работы НПА на объектах магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов.

В настоящее время основная часть аварий нефтеперекачивающих агрегатов устраняется по факту наступления, а система планово – предупредительных ремонтов (далее системы ППР), крайне неэффективна, ввиду недостаточно качественной диагностики оборудования в процессе эксплуатации, а также большого количества закупаемых изделий с заводским браком, который невозможно зафиксировать при входном осмотре оборудования. Данное предположение можно подтвердить статистикой по отказам НПА за период с 2013 по 2015 год (рис. 1).

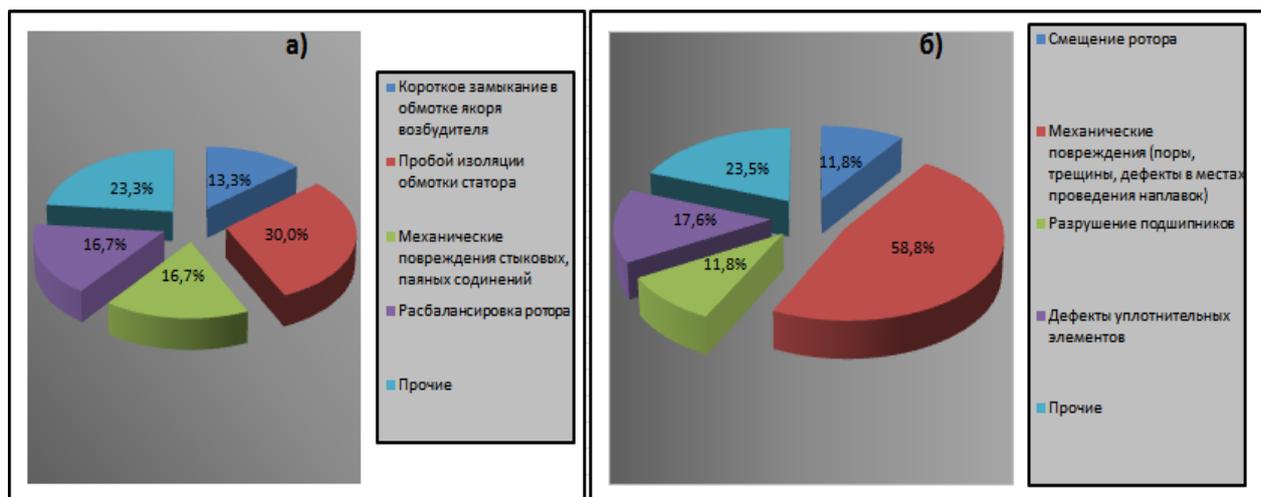


Рис. 1. Статистика по причинам отказов основного оборудования НПА:
 а) отказы электродвигателей; б) отказы магистральных насосов

Как видно из рис. 1, основные причины отказов структурных элементов НПА количественно в несколько раз превосходят более мелкие – прочие виды отказов: для электродвигателей это соотношение равняется 3,29, для магистральных насосов 9,46. То есть при известных видах дефектов и отклонений, приводящих к отказам вышеперечисленным причинам, общая доля «прочих» отказов остается незначительной, что подтверждает предположение о неэффективности системы ППР.

Для прогнозирования возникновения основных видов отказов НПА предлагается использовать следующую корреляционную модель. Каждый структурный элемент НПА математически описывается определенными эксплуатационными характеристиками, динамически изменяющимися во времени. Например, если принять в качестве частного случая структурную схему НПА, изображенную на рис. 2, то расчетными эксплуатационными характеристиками будут являться: температура горячего воздуха, горизонтальная вибрация подшипников, расход масла к подшипникам, вертикальная вибрация подшипников, активная мощность и т.д. Необходимо отметить, что для каждого структурного элемента НПА данные характеристики будут являться индивидуальными.

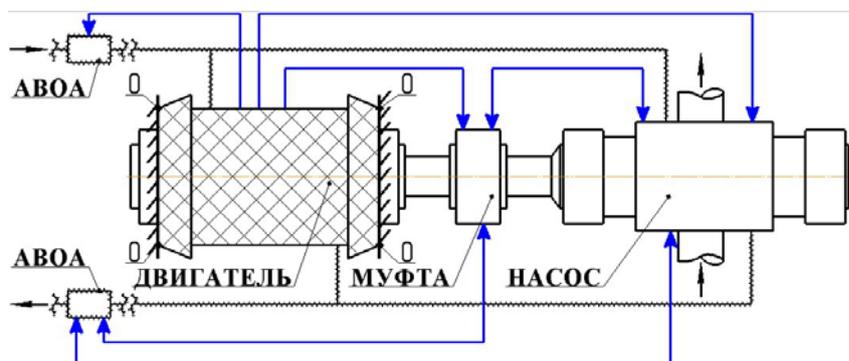


Рис. 2. Расчетная схема НПА

Далее вычисляются степени влияния эксплуатационных характеристик одних структурных элементов НПА на другие, по классической формуле для определения коэффициента парной корреляции:

$$r_{xy} = \frac{(x \cdot y)_{cp} - x_{cp} \cdot y_{cp}}{\sqrt{(x_{cp}^2 - (x_{cp}^2)_{cp}) \cdot (y_{cp}^2 - (y_{cp}^2)_{cp})}}, \quad (1)$$

где x – характеристика элемента оборудования, по отношению к которой выявляются степени связи характеристик прочих элементов оборудования;

y – характеристика элемента оборудования, используемая для установления степени связи по отношению к интересующей характеристике элемента оборудования.

Далее определяются парные характеристики смежных структурных элементов НПА имеющие высокую и среднюю степени связи по корреляции. Устанавливаются направления развития отказов основного оборудования НПА, с долей вероятности развития пропорциональной полученным значениям корреляционных пар. Формируется так называемый ствол корреляции. Учитывая, что при каждом отказе НПА известны все значения принимаемых при расчете эксплуатационных характеристик оборудования, становится возможным установление следующих расчетных пар: «причина отказа – критическое значение эксплуатационных характеристик». При данном анализе отслеживаются значения всех параметров в момент аварии, имеющих место в стволе корреляции (графическая интерпретация выделена синими стрелками на рисунке 2). Выявив критические значения данных параметров (эксплуатационных характеристик) для каждой причины отказа, в результате постоянного мониторинга необходимых эксплуатационных характеристик, а точнее их изменения по корреляции во времени становится возможным прогнозировать возникновение отказов.

Описанная математическая модель позволяет прогнозировать возникновение известных отказов силового оборудования для перекачки нефти и нефтепродуктов в результате использования и обработки оперативной информации о структурных элементах НПА. Практическая реализация описанных алгоритмов не требует весомых капиталовложений для их применения, поэтому предполагается, что данный математический аппарат позволит эффективно и экономично оценивать готовность оборудования к работе, нормализовывать отклонения от приоритетных режимов работы, а так же корректировать план фактического производства Компании согласно актуальной системе ППР.

Аралов О.В.¹, Бережанский Н.В.², Былинкин Д.В.²

¹ ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

МЕТОДИЧЕСКИЙ АППАРАТ ПО ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКЕ АВАРИЙНОСТИ СИКН

Системы измерения количества и показателей качества нефти (далее СИКН) являются одной из самых важных составляющих технологического комплекса по перекачке и хранению нефти. На качественную и безаварийную работу системы оказывают влияние многие факторы включая: качество производства и сборки СИКН, реологические характеристики перекачиваемых нефтей, климатические условия, эксплуатационные характеристики и пр. Учитывая обширную протяженность нефтепроводов, эксплуатируемых ПАО «АК» Транснефть» практически невозможно оценить условное количество продукта теряемого при технологических операциях ввиду сбоев в работе данных систем. Например, среди всех организаций системы Транснефть (далее ОСТ), наблюдается динамика увеличения уровня аварийности СИКН, по анализу статистических данных в период с 2013 по 2015 год: за 2013 год количество отказов составило 336 штук, за 2014 – 360, за 2015 - 394. Наибольшую аварийность на указанный период имеют организации, расположенные в зоне умеренного континентального климата: «Транснефть – Урал», «Транснефть – Верхняя Волга» (диаграмма по аварийности ОСТ изображена на рис. 1).

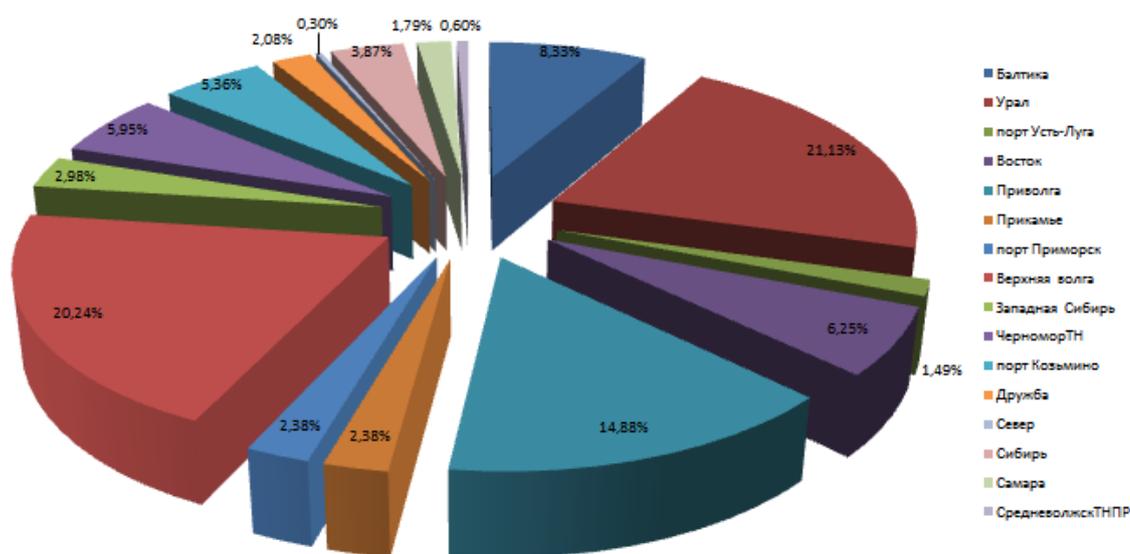


Рис. 1. Соотношение отказов СИКН среди объектов системы «Транснефть» за 2013-2015 гг.

Таким образом, можно предположить, что на вероятность отказа СИКН в большей степени влияют реологические свойства нефти и условия эксплуатации, чем климатические условия и прочие внешние факторы. Для оценки минимально возможного количества отказов СИКН при данных условиях предлагается использовать метод-линейно - динамического программирования, его реализация для данной задачи заключается в следующем. Все отказы СИКН среди отдельных ОСТ разбиваются на отдельные элементы матрицы согласно нижеприведенным классификациям: восстанавливаемость отказов, этапность применения оборудования, причина отказов.

Структура исходной матрицы:

$$\begin{matrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} & a_{16} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} & a_{25} & a_{26} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} & a_{35} & a_{36} \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & a_{n4} & a_{n5} & a_{n6} \end{matrix} \quad (1)$$

где множество чисел $a_{11} - a_{13}, a_{21} - a_{23}, a_{31} - a_{33}, a_{n1} - a_{n3}$ – характеризуют количество отказов СИКН по определенным этапам применения отдельных групп оборудования;

$a_{14} - a_{16}, a_{24} - a_{26}, a_{34} - a_{36}, a_{n4} - a_{n6}$ – характеризуют количество отказов СИКН согласно соответствующим причинам их появления по отдельным группам оборудования.

Далее для каждой матрицы, характеризующей определенное количество отказов в отдельном ОСТ вычисляется определитель, плотность вероятности и максимально возможная вероятность наступления отказа. После чего составляется обобщенная матрица для всей системы в целом, по которой определяется искомая целевая функция вида:

$$z = ax_1 + bx_2 + \dots + cx_n \rightarrow \min_{x_1, x_2, \dots, x_n} \quad (2)$$

где x_1, x_2, x_n – вероятности отказов оборудования СИКН по одной из причин их появления.

Опорный план целевой функции (2) определяется симплекс методом, он же и будет характеризовать оптимальные соотношения эксплуатационных характеристик СИКН, при которых будет обеспечиваться их минимальная аварийность.

Данные целевые функции определяются для всех элементов, анализируемого интервала времени, после чего составляется график динамики изменения аварийности СИКН по годам, изображенный на рис. 2.

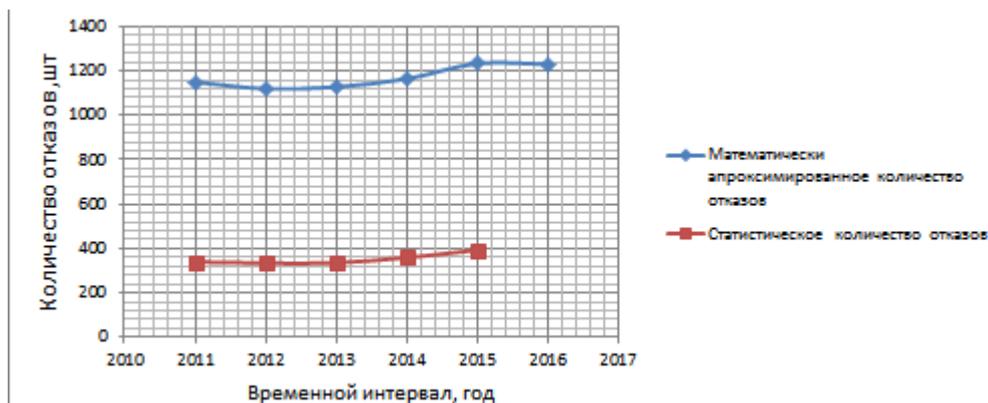


Рис. 2. График динамики изменения аварийности СИКН

Перпендикуляр, опущенный из графика математически аппроксимированного количества отказов на линию тренда между точками графика статистического количества отказов на интересующем временном интервале и будет задавать прогнозное количество отказов на следующий период времени.

Данный математический аппарат, позволяет вычислять прогнозные значения количества отказов СИКН на интересующих интервалах времени для стационарных условий, заложенных в статистические модели при данном математическом аппарате. Так же использование данных моделей позволит определять количество скрытых от управляющей компании отказов, а так же выявлять общее количество дефектов скрытого заводского характера, развитие которых на данный момент времени не привело к отказу оборудования.

УДК 622.692.4

Ахмадеев А.Г., Авдеев А.С., Лайбольд С.А., Иванов С.А.
 НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро», г. Москва, Россия

ТЕХНОЛОГИИ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ МОРСКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для оценки целесообразности освоения новых структур на морском шельфе необходимо развернутое технико-экономическое обоснование, включающее анализ перспектив нефтегазоносности, выделение перспективных структур и запасов, обоснование вариантов освоения и разработки структур, предварительное проектирование обустройства объектов нефтегазодобычи.

Разработка технологии сбора, подготовки и транспорта продукции морских шельфовых месторождений на начальном этапе, как правило, происходит в условиях недостаточности информации [1]. Зачастую произведена лишь оценка ресурсов, отсутствуют результаты разведочного

бурения. К моменту необходимости разработки технологии сбора, подготовки и транспорта имеется информация о физико-химических свойствах продукции соседних месторождений-аналогов, глубина и рельеф морского дна, примерное расположение объектов добычи, расстояния до ближайшей инфраструктуры подготовки и отгрузки продукции, мест врезки в подводные магистральные трубопроводы или расстояние до берега. В этих условиях важно изначально определить последовательность разбуривания и ввода в эксплуатацию перспективных структур, оптимизировать логистические схемы транспорта продукции и сдачи ее потребителю, выбрать соответствующий тип нефтегазодобывающих гидротехнических сооружений исходя из предполагаемых объемов добычи, глубины моря и планируемых технологических операций подготовки продукции. На основании предпроектных изысканий производится технико-экономическое обоснование рентабельности разработки новых структур.

В случае положительного экономического результата, проводится разведочное бурение, уточняются запасы и физико-химические свойства продукции. На основании уточненных данных составляется так называемый FEED-проект (Front End Engineering Design), в котором корректируется технология подготовки продукции, определяется точный состав оборудования и его производительность, уточняется тип, место установки и состав гидротехнического сооружения, производится трассировка трубопроводов. FEED-проект определяет основные технические требования к проектированию, служит основой плана инвестирования, на его основе осуществляется детальное проектирование [2].

На примере шельфа Южного Вьетнама рассмотрим основные технологии сбора, подготовки и транспорта газоконденсатной продукции структур морского шельфа.

Блок 1 – технология сбора продукции перспективных структур с поэтапным вводом их в эксплуатацию.

На Блоке 1 планируется добыча газоконденсата. Блок располагается на расстоянии 350 км от берега, в 40 км от ближайшего разрабатываемого месторождения и в 130 км от ближайшей точки врезки в магистральный подводный газопровод.

Информация о физико-химических свойствах продукции отсутствует, поэтому для разработки технологии сбора, подготовки и транспорта продукции скважин использовались свойства газа и конденсата близлежащих месторождений.

На рассматриваемом блоке открыто четыре перспективные структуры: А, В, С, D. По оцениваемым запасам наиболее крупной структурой является А, самой мелкой – структура В. Глубина моря в районе рассматриваемых структур составляет 66-80 м, расстояния между структурами – 15-25 км.

Вследствие того, что глубина моря относительно небольшая, планируется установка наименее затратных гидротехнических сооружений для добычи нефти – стационарных блок-кондукторов (БК) с опорным основанием на дне моря. Из соображений оптимального охвата разрабатываемых структур, на

структуре А планируется установка трех БК, на структурах В и С – по одному БК, на структуре D – двух БК. Схема расположения структур и объектов подготовки и транспорта приведена на рис. 1.

Для минимизации рисков планируется поочередное разведочное бурение и ввод в разработку структур – А, В, С, D. Соответственно, схема сбора продукции также подразумевает последовательное подключение структур к центральной технологической платформе (ЦТП), которая будет располагаться на наиболее перспективной структуре А. По мере подтверждения запасов, предусматривается поэтапный ввод структур А, В, С и D. В случае, если по результатам разведочного бурения не подтверждаются запасы и разработка той или иной структуры будет экономически нецелесообразна, она не будет вводиться в разработку.

При этом на БК подготовка продукции не предусматривается. Газоконденсатная смесь под скважинным давлением будет транспортироваться на ЦТП-А. На БК газоконденсатных структур необходимо предусмотреть возможность подачи химреагентов – деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в скважины и трубопровод.

На ЦТП-А производятся следующие основные операции:

- подготовка и осушка природного газа;
- отделение, обезвоживание и стабилизация конденсата;
- очистка и сброс попутной воды;
- компримирование газа;
- насосная откачка конденсата.

Принципиальная схема подготовки продукции на ЦТП-А дана на рис. 2.

Энергообеспечение ЦТП-А и всех БК будет осуществляться централизованно по средствам установки газотрубинных генераторов на ЦТП и строительства сети подводных кабелей электропередачи. В качестве аварийных источников электроэнергии каждый БК будет оборудован дизельным электрогенератором.

Все БК и ЦТП-А должны быть оборудованы камерами запуска-приема очистных устройств для периодического удаления жидкости из внутренней полости трубопровода.

Подготовка газа планируется при давлении 100 атм, а затем производится компримирование до давления внешнего транспорта. При падении давления продукции, приходящей на ЦТП-А ниже 100 атм, необходима установка дожимных компрессоров.

Возможны два варианта внешнего транспорта продукции блока 1:

Вариант 1. Направление с ЦТП подготовленной двухфазной (газ+конденсат) продукции в подводный магистральный газопровод;

Вариант 2. Направление с ЦТП подготовленной однофазной (газ) продукции в подводный магистральный газопровод, отделенный конденсат направляется на близлежащую установку беспричного налива (УБН).

Выбор варианта транспорта зависит от загрузки магистрального трубопровода в период максимальной добычи на Блоке 1 и требований к физико-химическим свойствам поступающей продукции.

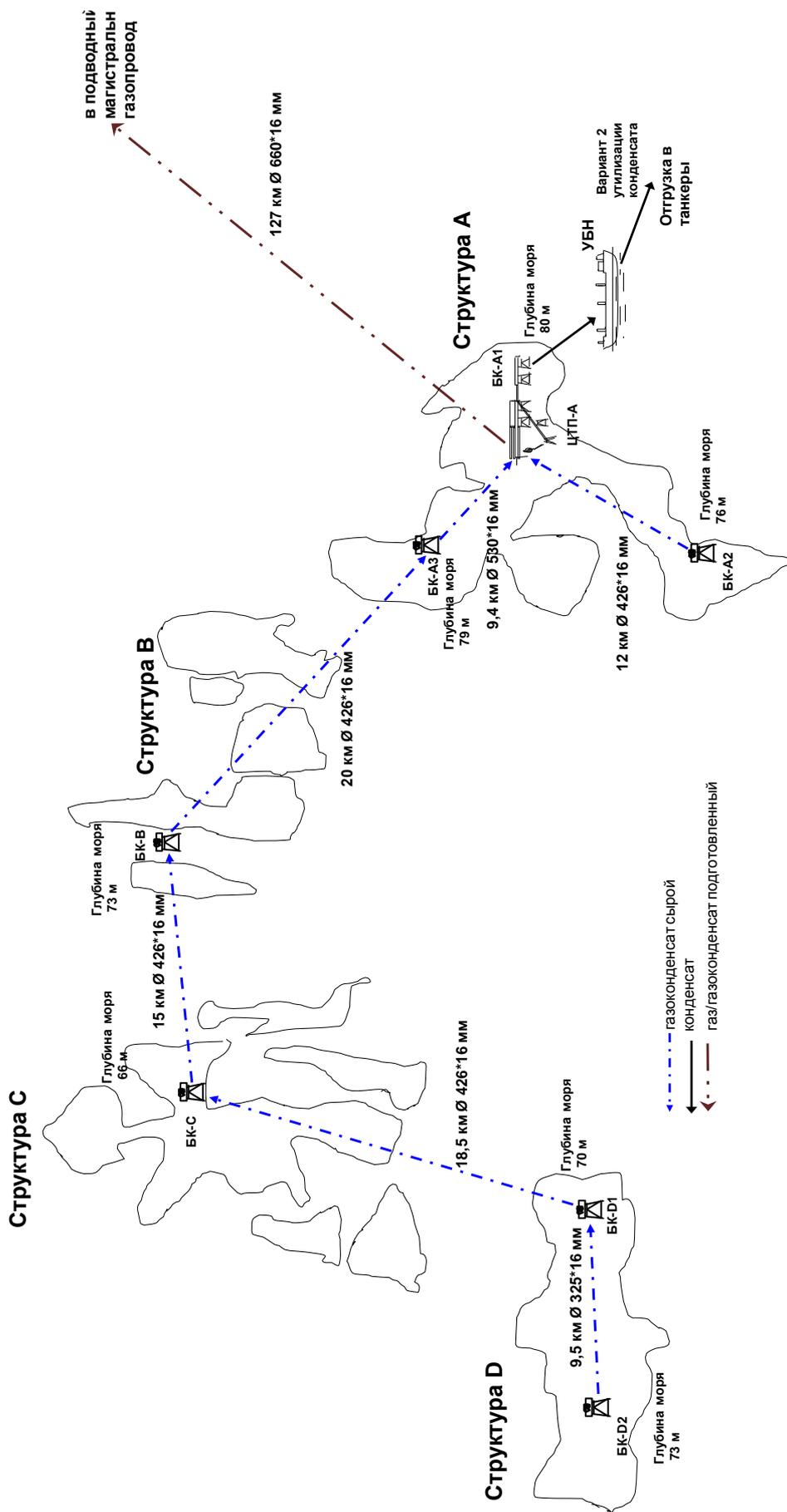


Рис. 1. Схема сбора и транспорта продукции Блока 1

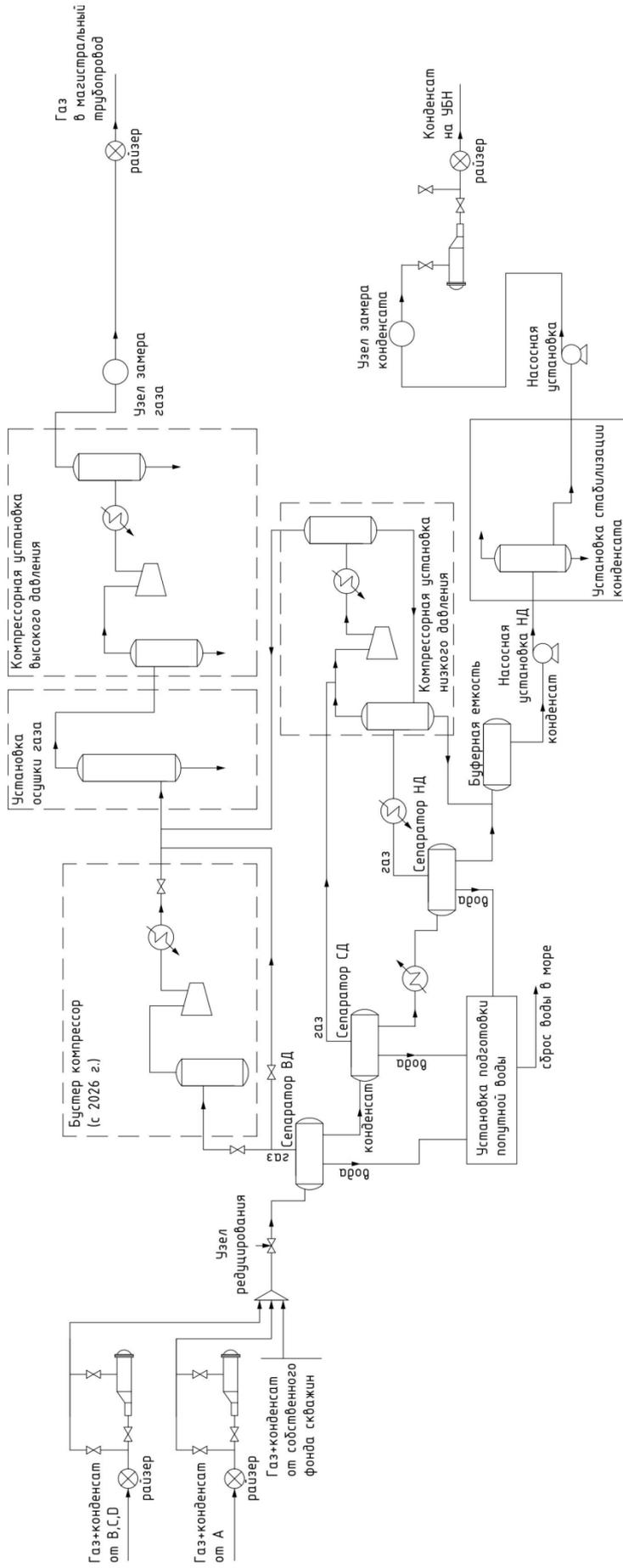


Рис. 2. Блок-схема подготовки продукции на ЦТП-А

Давление в трубопроводах при полной загрузке составляет 160 атм. Давление подготовки продукции Блока 1 на ЦТП-А составит 100 атм, что не позволит осуществлять бескомпрессорный внешний транспорт. Поэтому с первого года разработки для внешнего транспорта всей продукции Блока 1 необходимо установить компрессорную установку для поднятия давления газа до 170-185 атм. Максимальная производительность компрессоров для различных вариантов разработки зависит от суточной добычи газа.

Варианты утилизации конденсата:

1. Подача конденсата вместе с газом в подводный магистральный газопровод;

2. Откачка и хранение конденсата на собственной или арендованной УБН, находящейся вблизи ЦТП.

Выбор варианта утилизации конденсата зависит от требований к составу продукции, перекачиваемой по подводному магистральному газопроводу и экономической эффективности эксплуатации УБН.

Блок 2 – комбинированная технология сбора, подготовки и транспорта с использованием гидротехнических сооружений и подводного заканчивания скважин.

На Блоке 2 обнаружено одно месторождение – А1 и две газоконденсатные структуры А2 и А3. Глубины моря в районе структур составляют, соответственно, 120 м; 180-240 м и 270-340 м. Информация о физико-химических свойствах углеводородов базируется на исследованиях продукции скважин месторождения А1 по результатам разведочного бурения.

Информация о физико-химических свойствах продукции структур А2 и А3 отсутствует. При отсутствии реальных данных о составе газа, принимается, что продукция данных структур аналогична продукции месторождения А1.

Схема расположения объектов сбора, подготовки и транспорта на Блоке 2 представлена на рис. 3.

Для минимизации рисков, предлагается на начальном этапе построить БК на разведанном месторождении А1, где будет осуществляться подготовка и компримирование продукции.

На БК-А1 будет осуществляться осушка газа и обезвоживание конденсата, бескомпрессорный транспорт при низком давлении продукции месторождения А1. Продукция будет поступать в магистральный газопровод. Участок до магистрального трубопровода планируется сделать диаметром 660 мм для возможности последующего подключения продукции структур А2, А3 и других блоков.

После начала добычи на месторождении А1, проводится разведочное бурение на глубоководных структурах А2 и А3. По результатам бурения, после подтверждения запасов и обоснования рентабельности разработки,

структуры могут быть введены в эксплуатацию через пять-шесть лет после месторождения А1.

К моменту ввода в эксплуатацию структур А2 и А3, на БК-А1 необходимо установить компрессоры высокого давления (до 160 атм) мощностью 2,5 млн м³/сут газа.

Вследствие значительной глубины моря, на структурах А2 и А3 планируется подводное заканчивание скважин и бескомпрессорный транспорт до ЦТП. Подготовка продукции структур А2 и А3 планируется на ЦТП-Б, расположенной в 21 км к юго-востоку от БК-А1. На ЦТП-Б планируется выполнять технологические операции, аналогичные ЦТП-А Блока 1. На первоначальной стадии разработки, в течение 19 лет, устьевого давления скважин достаточно для бескомпрессорного транспорта продукции на берег, с 19-го года на ЦТП-Б планируется установка дожимного компрессора. Подготовка продукции будет производиться при высоком давлении, что снизит затраты на компримирование в первые годы эксплуатации.

Энергообеспечение ЦТП-Б будет осуществляться от газотурбинных генераторов, установленных на платформе.

Структура А2 находится в 16 км к северо-востоку, структура А3 – в 23,8 км к юго-востоку от ЦТП-Б. Место расположения ЦТП-Б выбрано исходя из соображений максимальной близости к разрабатываемым структурам и минимальной глубины моря, которая в районе технологической платформы составляет 130 м, что позволяет установить наиболее экономически выгодную платформу с опорным основанием.

Для удешевления процесса строительства, обустройства и последующего обслуживания все скважины разбиты по кустам, смонтированных на подводных темплейтах. Количество скважин колеблется от 2-х до 5-ти на одном темплейте. Планируется установка подводных манифольдов для обеспечения управления скважинами, замера продукции, подачи химреагентов.

Иллюстрация обустройства и обслуживания скважин с подводным заканчиванием приведен на рис. 4.

Управление и контроль подводным оборудованием будет осуществляться дистанционно с ЦТП-Б при помощи проложенных по дну моря специальных шлангопроводов (umbilical).

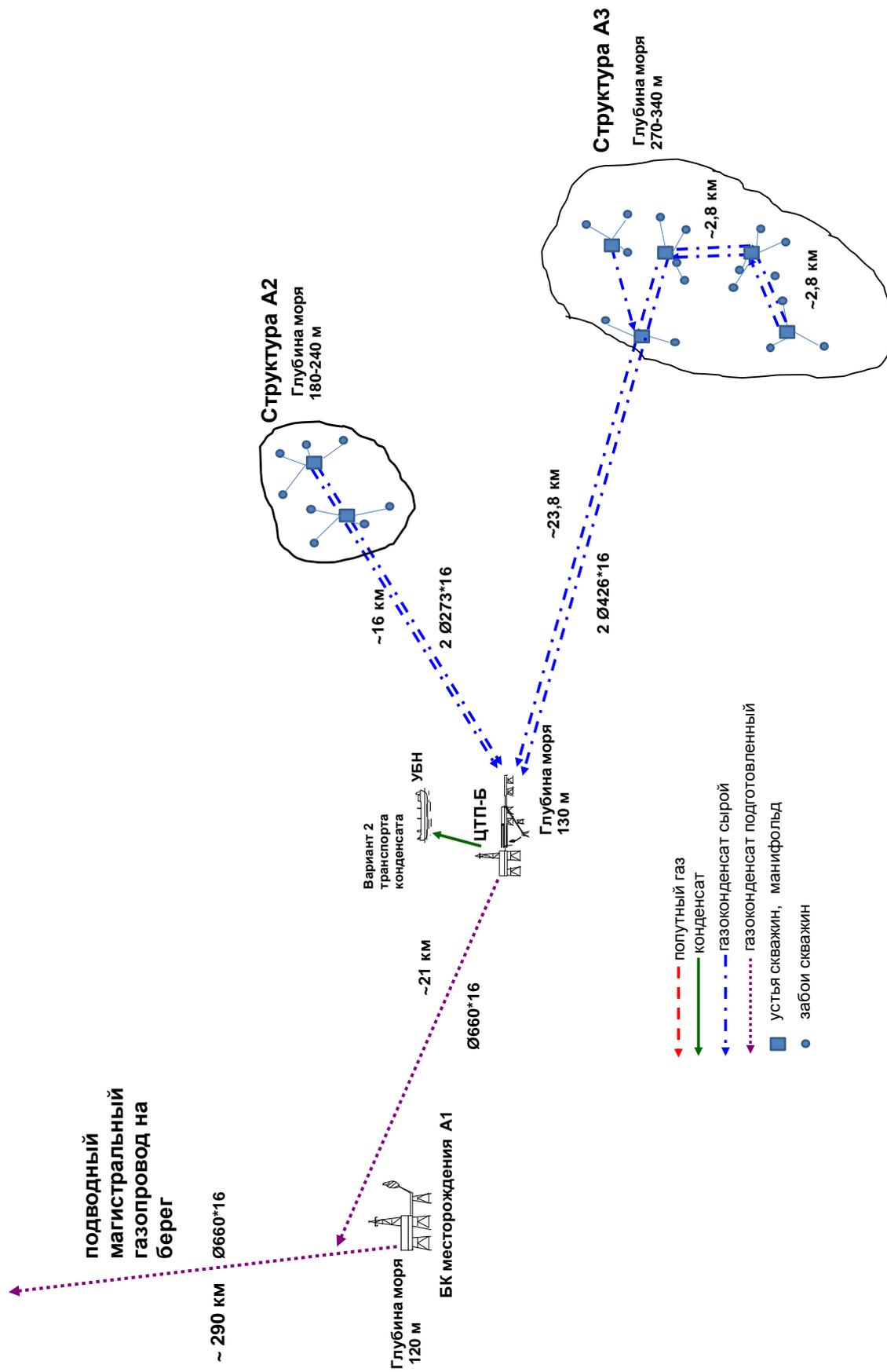


Рис. 3. Схема сбора и транспорта продукции Блока 2

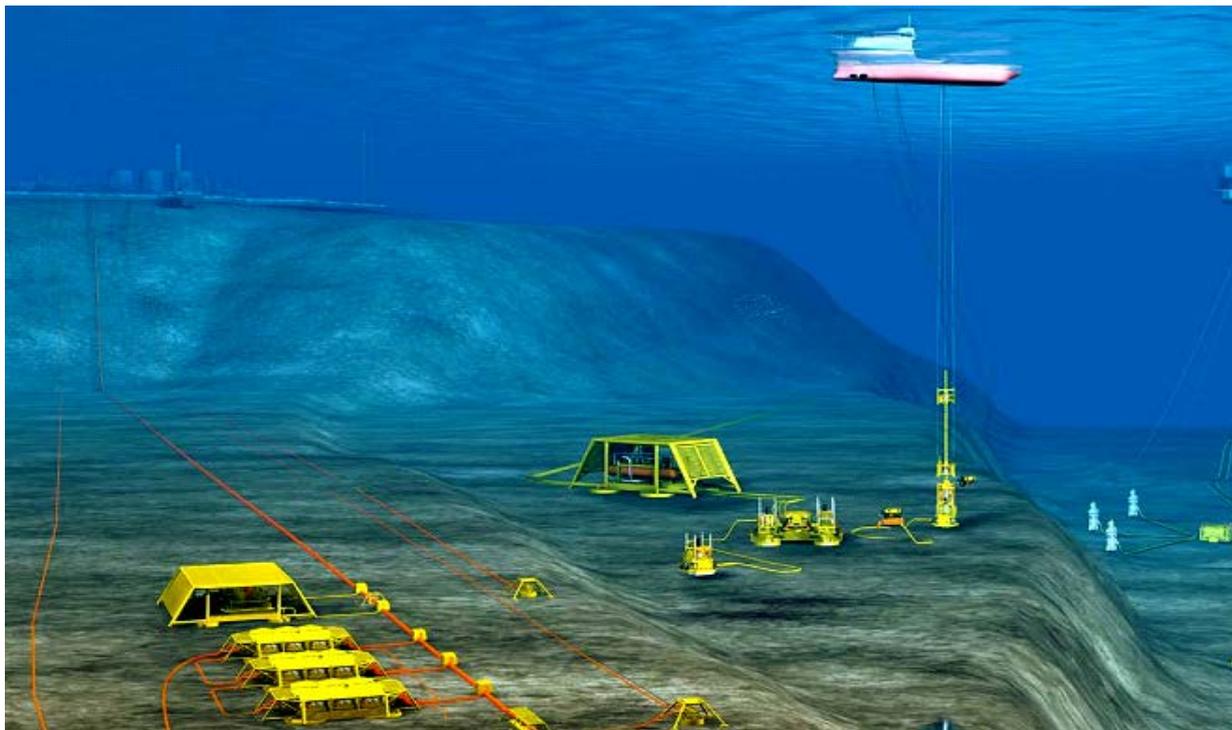


Рис. 4. Пример обустройства скважин с подводным заканчиванием

Глубина моря в районе ЦТП-Б меньше, чем на структурах А2 и А3, что создаст условия для выпадения жидкости в трубопроводе. При подводном заканчивании скважин запуск шарового разделителя на глубине 180-340 м является дорогостоящей и технически сложной задачей. Поэтому предлагается следующий вариант транспорта: продукция структур А2 и А3 транспортируется на ЦТП-Б по двум параллельным ниткам трубопровода. При необходимости очистки внутренней полости трубопроводов, с ЦТП-Б по одной нитке запускается шаровой разделитель, по другой выносятся жидкость. После очистки одной нитки, шар переходит по полнопроходной перемычке в другую нитку и возвращается на ЦТП-Б.

На ЦТП-Б планируется установить компрессорное оборудование для продавливания шара осушенным газом и конденсатоприемник (slug catcher). Все манифольды должны быть оборудованы полнопроходными перемычками и автоматическими задвижками, управляемыми с технологической платформы. В каждую скважину и в трубопровод должна обеспечиваться подача с ЦТП-Б ингибиторов коррозии, гидратообразования и АСПО. Схема расположения объектов обустройства Блока 2 приведена на рис. 5.

Для обеспечения подачи продукции в магистральный подводный газопровод при полной загрузке, максимальное давление на выходе с ЦТП-Б должно составлять 160 атм. На первом этапе будет осуществляться бескомпрессорный внешний транспорт продукции А2 и А3 с ЦТП-Б. Максимальные потери давления при подготовке на ЦТП-Б составят до 20 атм. Таким образом, для обеспечения бескомпрессорного транспорта, на входе в ЦТП-Б необходимо иметь давление 180 атм.

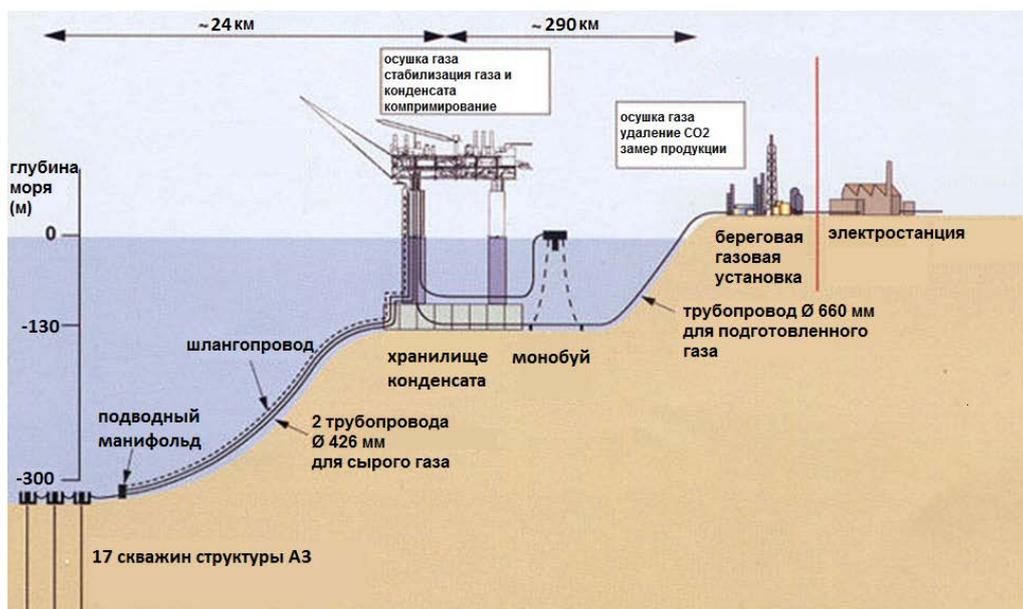


Рис. 5. Схема расположения объектов обустройства Блока 2

Предусмотрены следующие варианты внешнего транспорта продукции структур А2 и А3:

1. Двухфазный транспорт (газ + конденсат) по подводному магистральному трубопроводу диаметром 660 мм на берег;
2. Однофазный транспорт газа по подводному магистральному трубопроводу диаметром 660 мм на берег, конденсат УБН вблизи ЦТП-Б.

Выбор варианта утилизации конденсата зависит от требований к составу продукции, перекачиваемой по магистральному газопроводу, и экономической эффективности эксплуатации УБН. При реализации варианта отделения конденсата и направления его на УБН, на ЦТП-Б необходимо иметь не менее трёх насосов откачки конденсата.

Как следует из вышеприведенных примеров, разработка технологии сбора, подготовки и транспорта морских газоконденсатных месторождений на начальном этапе сильно зависит от результатов разведочного бурения, количества предполагаемых запасов, физико-химических свойств продукции. Поэтому разрабатываемая схема должна опираться на изначально четкую логистическую схему внешнего транспорта, выбора типа морского объекта добычи, быть достаточно гибкой для возможности оперативного изменения проектных решений в связи с изменением планируемых объемов добычи, отказом от разработки нерентабельных или появлением новых перспективных структур.

Библиографический список

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б., Салаватов Т.Ш., Шейдаев А.Ч. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений / под. ред. академика А.Х. Мирзаджанзаде. – Баку, 1997.
2. Ахмадеев А.Г., Авдеев А.С., Лайбольд С.А., Иванов С.А. Концепции проектирования обустройства морских месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1.

Бакулин И.Н., Муфтахов Е.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
г. Уфа, Россия*

ИННОВАЦИИ ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ В БЕСТРАНШЕЙНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТОННЕЛЕЙ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Современные автоматизированные комплексы для проходки тоннелей разработаны применительно к двум принципиально отличным способам:

- способу микротоннелирования с продавливанием стальных или железобетонных секций обделки тоннеля в след за проходческим щитом;
- щитовому способу с наращиванием сборной железобетонной обделки последовательным набором сегментов позади щита одновременно с его проходкой.

Применяемые автоматизированные комплексы различаются по способу крепления лобового забоя и системам подачи разработанного грунта на поверхность.

Прокладка трубопроводов в тоннелях выгодно отличается от традиционных способов прокладки трубопроводов прежде всего длиной проходки, скоростью проходки и точностью проходки независимо от длины трассы.

Область применения этого способа распространяется на все типы грунтов. Успешная работа может быть нарушена только отдельными валунными включениями размером более чем треть диаметра буровой головки, которые могут вызвать поломку средств бурения или остановку рабочего органа. Для устранения таких ситуаций предлагается использовать ультразвук.

Отличительной особенностью этого способа является повышение эффективности процесса бурения и увеличение долговечности работы породоразрушающего инструмента. Согласно изобретению, в корпусе дополнительно установлен отражатель, в центре которого выполнено отверстие для верхнего конца вибратора, и вибратор выполнен в виде резонатора, представляющего собой пластину с заостренным верхним концом с возможностью совершения колебательных движений, а нижний конец резонатора крепится к основанию, которое установлено в корпусе, при этом к верхнему переходнику присоединено сопло, расположенное над верхним концом резонатора, а в нижней части корпуса расположен нижний переходник с долотом.

Технический результат достигается за счет воздействия на забой ультразвуковой энергией, генерируемой устройством для бурения скважин.

Принцип работы этого способа осуществляется следующим образом. Устройством для бурения генерируется ультразвук. При этом в ультразвуковом поле возникает процесс кавитации: в промывочной жидкости образуются огромное количество пульсирующих пузырьков, заполненных паром, воздухом и их смесью. Сложное движение пузырьков, их захлопывание, в свою очередь порождают в промывочной жидкости импульсы сжатия (микроударные волны) и микропотоки, которые вызывают локальное нагревание среды, ионизацию. Эти эффекты оказывают разрушающее влияние на вещество: происходит разрушение находящихся в промывочной жидкости твердых тел (кавитационная эрозия). Ультразвуковая энергии для разрушения твердых частиц настолько велика, что частотный диапазон колеблется в пределах 104-108 Гц. Ультразвуковое диспергирование твердых тел происходит под действием микроударных волн, возникающих при захлопывании кавитационных пузырьков. В интенсивной звуковой волне во время полупериодов разрежения начинают возникать кавитационные пузырьки, которые резко захлопываются после перехода в область повышенного давления, порождая при этом сильные гидродинамические возмущения в жидкости, интенсивное излучение акустических волн и вызывая разрушение поверхностей твердых тел, граничащих с кавитирующей жидкостью.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет осуществлять проходку тоннеля с большой эффективностью, оказывая воздействие на кристаллическую решетку горных пород. Такой способ проходки тоннелей позволяет увеличить долговечность работы породоразрушающего инструмента путем повышения эффективности процесса бурения за счет воздействия на забой ультразвуком.

Библиографический список

1. РД-91.040.01-КТН-350-09. Руководящий документ «Проектирование и строительство нефтепроводов в тоннелях». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 180 с.
2. СТО НОСТРОЙ 2.27.124-2013. Микротоннелирование. Правила и контроль выполнения, требования к результатам работ. – Москва «НИЦ «Тоннели и метрополитены», 2013. – 82 с.
3. Авторское свидетельство SU № 1593327, кл. E21B 10/18, 2000 г.
4. Патент RU № 2186961, кл. E21B 43/25, 2002 г.
5. Валиев, А. Г. Современные щитовые машины с активным пригрузом забоя для проходки тоннелей в сложных инженерно-геологических условиях /А.Г. Валиев, С.Н. Власов, В.П. Самойлов. – М.: ОАО «Специализированное управление подземных работ», 2003. – 70 с.

Бахтегареева А.Н., Гаррис Н.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
г. Уфа, Россия*

СНИЖЕНИЕ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ГРУНТА В ЗОНЕ АКТИВНОГО ТЕПЛОВОГО ВЛИЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Для прогнозирования эксплуатационных режимов газопроводов большого диаметра (1420мм) на основе данных промышленной эксплуатации получены статистические многофакторные зависимости для определения коэффициента теплопередачи [7, 6, 2]. Определение коэффициента теплопередачи требует учета большого количества факторных признаков, до 5...7, что осложняет расчет. За счет численных коэффициентов в уравнениях регрессии учитывается воздействие уплотнения и разуплотнения грунта, миграционных и фильтрационных потоков, колебаний грунтовых вод, сезонного промерзания и оттаивания грунта, ливней, засух и др.

Целью данной работы является упрощение расчета коэффициента теплопроводности грунта λ , как фактора внешней теплоотдачи коэффициента теплопередачи, и получение простой зависимости, которую можно применять для вновь проектируемых газопроводов.

Определение коэффициента теплопроводности грунта λ является важным моментом для проектных расчетов магистральных газопроводов, т.к. он является определяющим фактором при расчете полного коэффициента теплопередачи. Это связано с тем, что тепловые режимы магистральных газопроводов отличаются от нефтепроводов своей нестабильностью [1, 3, 4, 5], выявленной при промышленном изучении теплопередачи магистрального газопровода. Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов формулы для определения λ при стабильном теплообмене с окружающей средой, были предложены Годуном Г.Г. и Иоффе И.А., П.И. Тугуновым, Гаррис Н.А.:

$$\lambda = 0,75\lambda_e, \quad \lambda = 0,5(\lambda_{ст} + \lambda_e), \quad \lambda = \frac{\lambda_e - \lambda_{ст}}{\ln \frac{\lambda_e}{\lambda_{ст}}},$$

где $\lambda_{ст}$ – коэффициент теплопроводности грунта при температуре стенки $t_{ст}$ трубопровода, λ_e – коэффициент теплопроводности грунта в естественном, ненарушенном тепловом состоянии.

Применение приведенных формул для определения коэффициента теплопроводности грунта при нестабильном теплообмене МГ с окружающей средой, который характерен для магистральных газопроводов, является недоказанным.

Возникает необходимость в уточнении расчетного коэффициента λ_p теплопроводности грунта с учетом перераспределения влажности в зоне

активного влияния магистрального газопровода при проектировочных расчетах.

Для определения изменения фактического коэффициента теплопроводности грунта при нестабильном низкотемпературном теплообмене газопровода с окружающей средой проводился промышленный эксперимент [2] по изучению импульсного температурного воздействия (на действующем газопроводе Уренгой – Новопсков, участок Поляна – Москово), где были оборудованы специальные замерные пункты.

Численные значения коэффициента теплопроводности грунта в зоне теплового влияния газопровода получены в результате решения обратной задачи теплопроводности. Температурные поля восстановлены по показаниям термопар [2] в сечении, перпендикулярном оси трубы. Коэффициент λ определялся на основании закона теплопроводности Фурье.

Расчет коэффициента теплопроводности грунта вокруг газопровода большого диаметра показал, что вблизи трубы выявляется значительное снижение коэффициента теплопроводности грунта, что свидетельствует о понижении его влажности на контуре трубы. Так, значения коэффициента теплопроводности грунта, рассчитанные на 18 и 25 апреля, получены для режима эксплуатации газопровода, характеризующегося большим удельным тепловым потоком, воспринимаемым окружающим грунтом.

В связи с этим, грунт, прилегающий к стенке газопровода, оказался частично обезвоженным и значение коэффициента теплопроводности сниженным (0,8...1,19 Вт/(м·°С)). С увеличением расстояния от стенки трубопровода наблюдаем возрастание коэффициента теплопроводности до значений 1,8...2,15 Вт/(м·°С). Увеличение коэффициента теплопроводности свидетельствует о том, что оттесненная влага скапливается и образует кольцо переувлажненного грунта, которому соответствуют максимальные значения λ - характерный «горб».

Зона активного теплового влияния магистрального газопровода $D_N=1400$ мм, где влажность понижена, составляет примерно 0,3 м от стенки трубы или $0,2D_N$, при температурах нагрева стенки порядка 24,8...32,0°С. На основании данных промышленного эксперимента получена эмпирическая зависимость для определения расчетного значения коэффициента теплопроводности глинистых грунтов λ_p на этапе проектирования магистральных газопроводов большого диаметра, учитывающая снижение теплопроводности грунта в зоне активного теплового влияния трубопровода

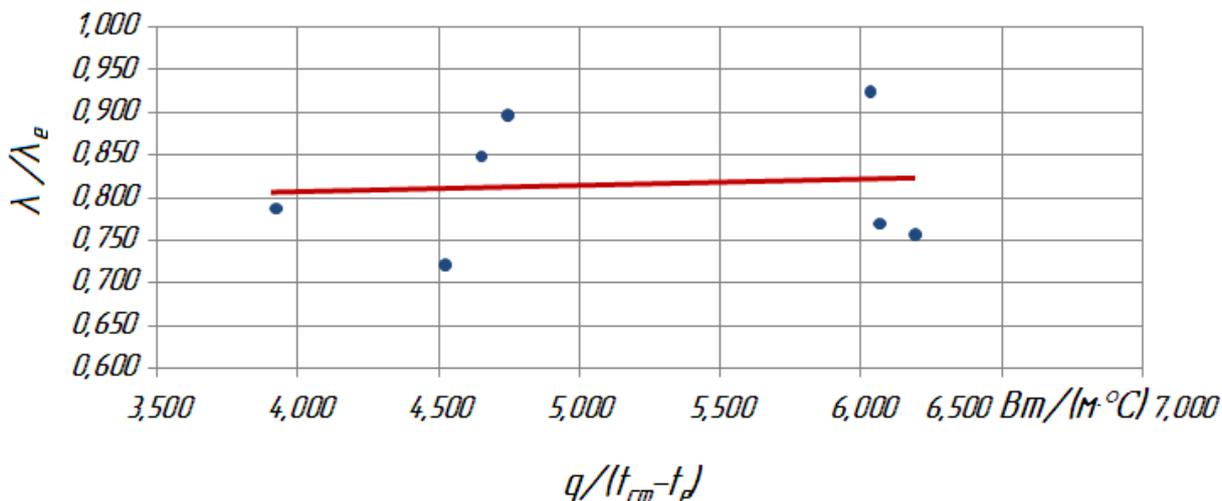
$$\lambda_p = \frac{\lambda}{\lambda_e} \cdot \lambda_e \cong 0,814 \cdot \lambda_e,$$

где λ/λ_e – соотношение, которое фактически выражает степень снижения теплопроводности грунта в зоне активного теплового влияния магистрального газопровода.

На рисунке представлена зависимость степени снижения теплопроводности грунта в зоне активного теплового влияния

магистрального газопровода Λ от параметра $\frac{q}{(t_{ст}-t_e)}$ (q – удельный тепловой поток, Вт; $t_{ст}$ – температура стенки трубопровода, °С).

Таким образом, эффект снижения коэффициента теплопроводности грунта можно учесть простой эмпирической зависимостью, по которой рекомендуется определять расчетное значение λ_p на этапе проектирования магистральных газопроводов большого диаметра.



Степень снижения теплопроводности грунта в зоне теплового влияния трубопровода

Библиографический список

1. Бахтегареева, А.Н. Особенности теплового расчета и регулирования режимов магистрального газопровода большого диаметра: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / А.Н. Бахтегареева; УГНТУ. – Уфа: [б. и.], 2015. – 148 с.
2. Гarris, Н.А. Изменение теплофизических характеристик грунта вокруг газопровода большого диаметра как причина активизации коррозионных процессов / Н.А. Гarris, И.Г. Исмагилов, А.Н. Бахтегареева // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журнал. – 2010. – №1. – С. 2-2. – Режим доступа к журн.: http://www.ogbus.ru/authors/Garris/Garris_6.pdf.
3. Гarris, Н.А. Новый подход к расчету теплообмена магистрального газопровода с окружающей средой / Н.А. Гarris, А.Н. Бахтегареева, И.Г. Исмагилов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 4. – С. 87-90.
4. Бахтегареева, А.Н. Оперативный способ регулирования температуры газа на выходе из компрессорной станции / А.Н. Бахтегареева, Н.А. Гarris, В.Г. Гильванов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 435-449.
5. Гarris, Н.А. Снижение активности коррозионных процессов стабилизацией температурного режима газопровода / Н.А. Гarris, А.Н. Бахтегареева // Коррозия Территории Нефтегаз. – 2015. – № 2 (31). – С. 80-84.

6. Гаррис, Н.А. Определение коэффициента теплопередачи магистрального газопровода методом множественной регрессии / Н.А. Гаррис, А.Н. Бахтегареева, И.Г. Исмагилов // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. № 3. – С. 71-76.

7. Бахтегареева, А.Н. Коэффициент теплопередачи газопровода большого диаметра и формула его определения / А.Н. Бахтегареева, Н.А. Гаррис, И.Г. Исмагилов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – № 4. – С. 6-8.

УДК 622.692.482

Бикинеев В.А., Годовский Д.А, Тамеш М.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТЕПРОВОДА «МАРИБ-АЛЬ САЛИФ» В ЙЕМЕНЕ

Нефтепровод «Мариб - Аль Салиф» предназначен для транспортировки нефти из нефтеносного района Мариб до порта Аль Салиф, где нефть грузится на нефтеналивные танкеры для транспортировки на нефтеперерабатывающие заводы по всему миру. Нефтепровод «Мариб-Аль Салиф» построен в 2004 году с учетом мировых стандартов, с внедрением новейших технологий. Годовая производительность нефтепровода 15 млн.т/год, протяженность 424 км [1].

В условиях непрерывного роста цен на энергоносители и старения основных фондов развитие транспортной системы возможно только с переходом на качественно новый уровень производства и потребления энергии, который возможен только при разработке и внедрении новых ресурсосберегающих технологий и высокотехнологичного оборудования [2].

В настоящее время актуальной задачей эксплуатации нефтепровода «Мариб-Аль Салиф» является эффективная борьба с утечками и несанкционированными врезками. Любая несанкционированная врезка наносит непоправимый ущерб от хищения нефти, является неутвержденной конструкцией и влечёт за собой огромную реальную опасность, так как изначально нарушает характеристики нефтепровода.

На нефтепроводе «Мариб-Аль Салиф» с 2004 года работает система обнаружения утечек WaveControl которая позволяет обнаружить аварийную ситуацию на нефтепроводе, определить место утечки и предоставить информацию об утечке диспетчеру [1].

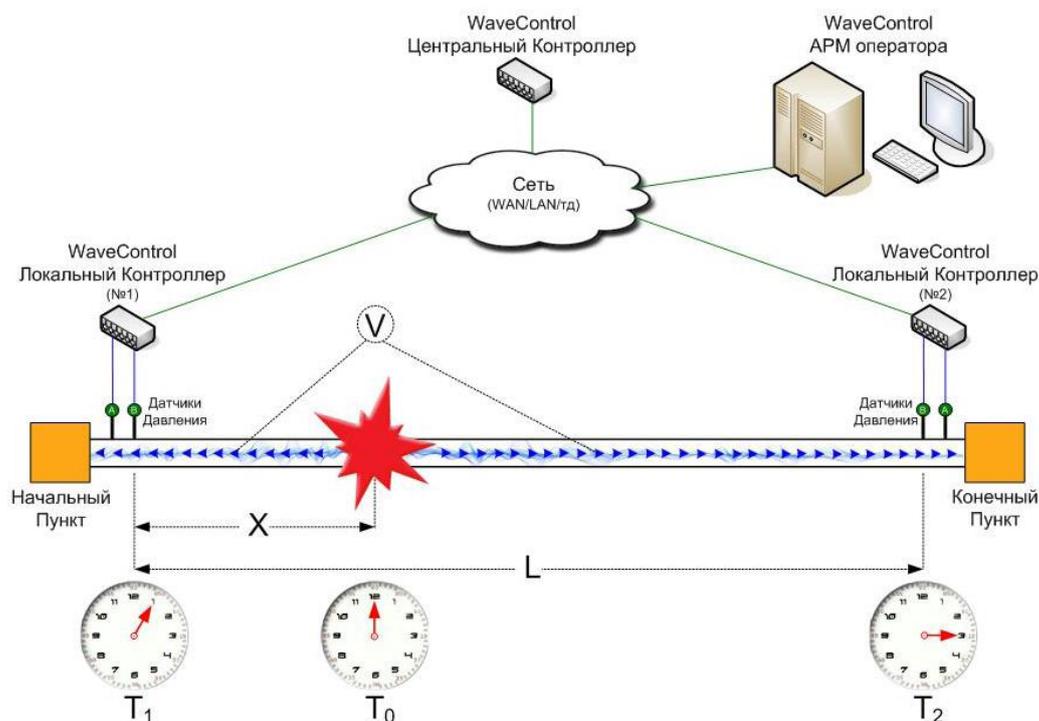
Система обнаружения утечек WaveControl (рисунок) работает по принципу обнаружения и фиксирования волны давления при утечке.

Вследствие утечки, волны разрежения распространяются от места утечки в обоих направлениях и регистрируются датчиками давления системы.

Анализ эксплуатируемой в настоящий момент системы обнаружения утечек показал, что она обладает существенными недостатками. К ним относятся:

- низкая точность при определении местонахождения утечек;
- низкая чувствительность к величине утечки;
- относительно высокая частота ложных срабатываний.

В связи с этим актуальной является проблема повышения эффективности систем обнаружения утечек. Оптимизация метода определения небольших утечек подразумевает уменьшение погрешностей вносимых в расчеты за счет погрешности исходных данных. Таким образом, целесообразно построение математической модели, связывающей изменение регистрируемых параметров рабочего режима (давления и расхода) в разностном виде. При таком варианте исключаются постоянные ошибки приборов давления и расхода, а также величин высотных и линейных отметок расположения приборов давления. Фактически это позволяет получить самонастраивающуюся модель, использующую в качестве основы нормальные гидравлические значения рабочего режима транспортировки нефти до появления утечки.



$$X = L/2 + 1/2(T_1 - T_2)V$$

Схема системы обнаружения утечек WaveControl

Математическая модель, описывающая изменение давления в нефтепроводе в местах установки датчиков при заданной величине и координате утечки, представлена следующими соотношениями:

$$\Delta p_x^i = \begin{cases} \rho_i g A_1^i Q_y \frac{A_2^y}{A_1^y + A_2^y}, & (L_x^i \leq L_y) \\ \rho_i g A_2^i Q_y \frac{A_1^y}{A_1^y + A_2^y}, & (L_x^i \geq L_y) \end{cases}, \quad (1)$$

где Δp_x^i – снижение давления на i -ом датчике с координатой L_x^i , Па;

A_1^i – коэффициент, если координата i -го датчика давления находится до точки утечки;

A_1 – обобщенный коэффициент, характеризующий свойства нефтепроводной инфраструктуры, расположенной от начала технологического участка до требуемой точки нефтепровода $L_{x1} < L_y$;

A_2 – обобщенный коэффициент, характеризующий свойства нефтепроводной инфраструктуры, расположенной от требуемой точки нефтепровода с координатой $L_{x2} > L_y$ до конца технологического участка;

A_2^i – коэффициент, если координата i -го датчика давления находится после точки утечки;

ρ_i – плотность перекачиваемой нефти в районе i -го датчика давления;

A_1^y, A_2^y – коэффициенты с учетом свойств элементов нефтепроводной инфраструктуры, расположенной от начала технологического участка до точки утечки и от точки утечки до конца технологического участка соответственно.

Таким образом, максимальное снижение давления в точке утечки Δp_y , в зависимости от ее величины и положения на технологическом участке будет представлена следующим соотношением [3]:

$$\Delta p_y = \rho_y g Q_y \frac{A_1^y A_2^y}{A_1^y + A_2^y}. \quad (2)$$

Для повышения эффективности системы обнаружения утечек построена математическая модель, описывающая изменение параметров режима перекачки при возникновении утечки с учетом реальных свойств магистрального нефтепровода. Помимо повышения эффективности рассматриваемой системы, использование математической модели позволяет объективно оценить достижимые характеристики чувствительности системы обнаружения утечек.

Библиографический список

1. СНиП РК 1.03-05-2001. Охрана труда и техника безопасности в строительстве – Жамаль: ЙемГор, 2002.
2. Гаррис Н.А. Ресурсо- и энергосберегающие технологии при транспорте углеводородов: учеб. пособие. – Ч. 1. – Уфа: Монография, 2014. – 256 с.

3. Ковардаков А. В., Симанков В. С. Повышение эффективности параметрической системы обнаружения утечек в магистральных нефтепроводах // Трубопроводный транспорт нефти. – 2006. – С. 13-17.

УДК 620.193.4

Будкевич Р.Л., Григорьева О.С., Вдовина С.В.
*Альметьевский государственный нефтяной институт,
г. Альметьевск, Россия*

ПОДБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДАХ

Коррозионное поражение металлической составляющей индустриально-промышленного комплекса многообразно и зависит от технологических, физико-химических и микробиологических факторов, которые нельзя рассматривать изолированно друг от друга без совокупности всех признаков, в той или иной степени влияющих на коррозионные процессы, и которые требуют выработки мероприятий по их устранению. Главенствующая роль принадлежит микробиологической коррозии [1].

Скорость коррозии углеродистых сталей в присутствии сероводорода составляет до 1...1,5 мм/год, что представляет реальную опасность для оборудования, задействованного в технологических процессах добычи, транспорта и переработки нефтяного сырья. В средах, содержащих сероводород биогенного происхождения, наряду с равномерной коррозией, часто наблюдают локальные поражения металла вследствие образования на поверхности местных сульфидных отложений и колоний микроорганизмов [2].

Старение трубопроводной системы неизбежно связано с коррозионными проявлениями и нарушением герметичности трубопроводной системы. В результате растет количество протечек, виды и диапазон проявления которых разнообразны как по характеру проявления, так и по количеству пролитой промысловой жидкости, транспортируемой этой системой.

Коррозия внутренних поверхностей труб, сопровождаемая отложением твердых продуктов коррозии, уменьшает сечение и требует дополнительных затрат энергии. Коррозия аппаратуры может привести в химической промышленности к загрязнению вырабатываемых продуктов соединениями металлов[3].

В связи с актуальностью проблемы отложения продуктов коррозии на стенках стальных трубопроводов, перекачивающих газообразные и жидкие углеводороды, мы предлагаем использование ингибиторов коррозии, с предварительным подбором химического реагента, а также определением

оптимальной концентрации его при закачке в систему магистральных трубопроводов. Выявление рабочей концентрации химического реагента является основополагающим фактором эффективного функционирования системы перекачки газообразных и жидких продуктов и напрямую отражается на снижении экономических затрат на капитальный ремонт, сооружение и эксплуатацию нефтяных и газовых трубопроводов.

Нами в лабораторных условиях испытывалась эффективность ингибитора ИК-2 в агрессивной химической среде внутренней поверхности магистрального нефтепровода. Все исследования проводились на конденсате, взятом с нефтепровода. Испытывались образцы – Сталь 3. Исследования проводились гравиметрическим методом, результаты представлены в таблице.

*Лабораторные исследования ИК-2
в конденсате нефтепровода гравиметрическим методом
(Образцы Сталь 3)*

Концентрация раствора	№ образцов	Площадь образцов, м ²	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Время экспозиции, ч	Скорость коррозии, мм/г	Защитный эффект, %	Описание образцов
Холостая проба	1	0,00105057	2,19459	2,19131	6 часов	0,5828	17,8	Образцы темно-серые. На образцах ржавый налет. Сплошная равномерная коррозия.
	2	0,00104607	2,21555	2,21192		0,6478		
	3	0,00104607	2,18274	2,17913		0,6442		
	ср					0,6249		
50 мг/л	5	0,00102345	2,15181	2,14864		0,5782	28,8	Образцы светлые. Местами ржавый налет. Общая равномерная коррозия.
	6	0,00106503	2,24736	2,24497		0,4189		
	ср					0,4446		
75 мг/л	7	0,00106819	2,16547	2,16409		0,2412	73,1	Образцы светлые. Общая равномерная коррозия.
	8	0,00109535	2,24933	2,24822		0,1892		
	9	0,00103838	1,97945	1,97904		0,0737		
	ср					0,1618		

Из анализа данных таблицы видно, что самый высокий защитный эффект показал ингибитор коррозии ИК-2 при концентрации раствора 75 мг/л – 73,1 % по сравнению с холостой пробой и концентрацией ингибитора 50 мг/л. При этом на исследуемых образцах Сталь 3 наблюдалась сохранение светлой окраски поверхности, а также общая равномерная коррозия, что значительно более безопасно по сравнению с исходным раствором без ингибитора, где проявился ржавый налет, и темно-серая окраска поверхности стального образца. В итоге, мы рекомендуем использовать раствор ингибитора коррозии ИК-2 в концентрации 75 мг/л для защиты внутренней поверхности трубопровода от коррозии.

Библиографический список

1. Каменщиков, Ф.А. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях / Ф.А. Каменщиков, Н.Л. Черных. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2007. – 412 с.

2. Вдовина, С.В. Бактерицидная активность некоторых ингибиторов коррозии / С.В. Вдовина, О.С. Григорьева, Р.Л. Будкевич, Т.Т. Будкевич // Вестник Казанского технологического университета. – Казань: КНИТУ, 2014. – Т. 17, № 4. – С. 276-279.

3. Ахияров, Р.Ж. Магнитогидродинамический сепаратор для снижения минерализации оборотных и сточных вод / Р.Ж. Ахияров, А.Б. Лаптев, Д.Е. Бугай // Материалы международной научно-технической конференции «Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – С. 201-204.

УДК 622.692.2:622.691.4

Валеев А. Р.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ВИБРАЦИИ И ШУМА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Основное перекачивающее оборудование, используемое для транспорта нефти и газа, отличается большой мощностью. Перекачивающее оборудование даже при нормальных режимах работы создает значительный вибрационный и шумовой фон. А при наличии дефектов, например при разбалансировке ротора, данные негативные явления значительно усиливаются.

Данные факторы негативно влияют как персонал, так и на само оборудование. Известно, что повышенный уровень вибрации вызывает дополнительные напряжения в оборудовании и фундаменте зданий, снижая их надежность и долговечность. Ускоряется износ подшипников узлов, возникает риск растрескивания фундамента. Шум при эксплуатации оборудования, в лучшем случае, вызывает дискомфорт при работе персонале, а в худшем – хронические заболевания.

Для борьбы с вибрацией и шумом применяют различные методы - это добавление массы к оборудованию, применение изоляторов, установка динамических гасителей и другие. На практике наиболее удобным и достаточно эффективным способом оказалось использование различных виброизоляторов. Традиционные виброизоляторы, применяемые еще с XX века, работают с переменным успехом. К недостаткам можно отнести сложность получения высокой степени изоляции при сохранении малых габаритных размеров. Сложные схемы виброизоляторов, такие как активные, пока не получили широкого распространения из-за большой сложности, а для нефтегазовой отрасли вообще имеют проблемы, связанные с возможной пожаро- и взрывоопасностью.

Перспективным подходом к обеспечению вибрационной и шумовой защиты является применение метаматериалов. Свойства метаматериалов обусловлены не столько свойствами составляющих его элементов, сколько искусственно созданной специальной периодической структурой. Подобные материалы сейчас набирают популярность в областях, в первую очередь, связанных с оптикой, акустикой, электромагнетизмом, поскольку могут обеспечивать уникальные свойства, недоступные для однородных материалов. Современные методы 3D прототипирования, в том числе и на основе упругих материалов, открывают огромные возможности по созданию специально разработанных структур материалов. Так, можно создавать материалы с внутренней структурой из ячеек, в каждой из которой достигается эффект квазиулевого жесткости. Наличие разных слоев с настройкой на изоляцию различных частот обеспечит защиту в широком спектре вибрации и шума.

Такой метаматериал с виброизоляционными свойствами может обладать всеми положительными свойствами сложных виброизоляторов, таких как виброизоляторов с квазиулевым жесткостью, обладать неприхотливостью и эксплуатационной простотой как у традиционных виброизоляторов. При этом метаматериал будет обладать малой толщиной при значительной несущей способности. Таким образом, подобные вибро- и шумоизоляционные метаматериалы будут крайне актуальны в случаях, где необходимы высокая степень защиты от динамических воздействий, небольшие габариты при наличии требований по пожаро- и взрывоопасности.

Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Суховей М.В.
ООО «Научно-исследовательский институт транспорта
нефти и нефтепродуктов Транснефть»,
г. Москва, Россия

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ НЕФТИ

В последние сорок лет для увеличения пропускной способности нефте- и нефтепродуктопроводов активно применяются противотурбулентные присадки (ПТП) на основе полимеров со сверхвысоким молекулярным весом. Одним из основных условий для проявления эффекта снижения гидродинамического сопротивления является растворимость в перекачиваемой жидкости активного полимерного компонента ПТП.

Сегодня, традиционные ПТП в качестве активного компонента содержат сополимеры высшихальфаолефинов (C_6-C_{12}), диспергированные в органической жидкости. Обнаружилось, что при проведении опытно-промышленных испытаний ПТП подобной природы в разное время года эксплуатации одного и того же трубопровода наблюдались различия в эффективности (Ψ) действия присадки (рис. 1).

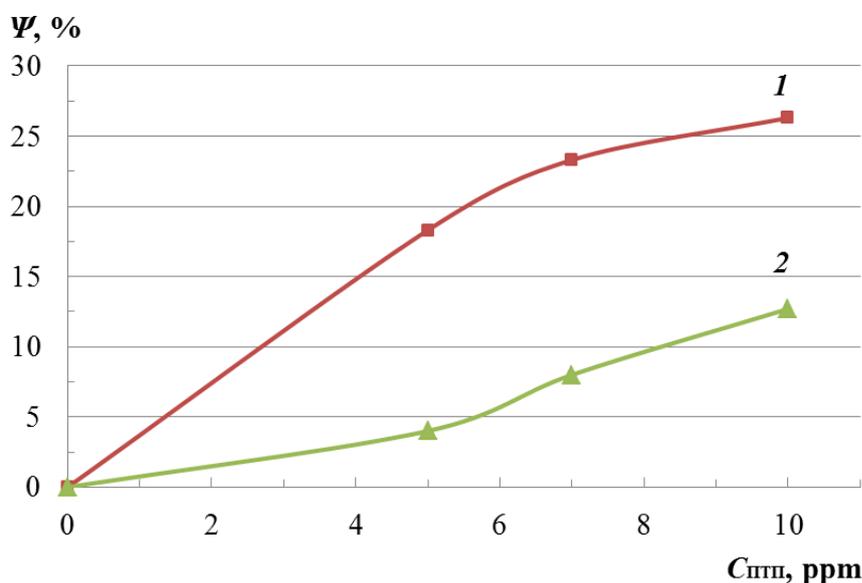


Рис. 1. Зависимость фактической эффективности от концентрации ПТП в октябре 2015 г. (1) и в марте 2016 г. (2)

Из рис. 1 видно, что снижение эффективности ПТП при испытаниях в марте произошло более чем в 2 раза. Отличие в эффективностях ПТП, наблюдаемое при проведении испытаний в различное время, года может быть обусловлено разной температурой перекачиваемой нефти, некоторыми изменениями свойств нефти и режима течения (таблица).

Свойства нефти на испытываемом участке

Показатель	октябрь 2015	март 2016
1	2	3
Температура средняя, °С	+15,4	+8,3
Вязкость средняя, сСт	57,8	107,5
Плотность средняя, кг/м ³	867,2	875,3
Температура застывания, °С	+2	+5
Число Рейнольдса	свыше 20 000	11 700

Из литературы известно [1-3], что при высоком содержании в нефтях асфальто-смолопарафиновых веществ такая нефть в условиях низких температур представляет собой прочную структуру, причем асфальтены могут выступать в роли коагулянтов для полимерной основы ПТП и, тем самым, препятствовать растворению последнего в нефти.

Мы полагаем, что основная причина низкой эффективности ПТП на основе полиальфаолефинов связана с кристаллизацией твердых компонентов нефти (парафинов, асфальтенов, смол) при понижении ее температуры, и сокристаллизацией с ними полиальфаолефинов, которые по химической природе близки к парафинам, что и приводит к ухудшению их растворимости в жидкой фазе [2].

Растворимость испытываемой ПТП в нефти при разных температурных условиях проведения опытно-промышленных испытаний можно косвенно оценить по кривой, характеризующая деструкцию присадки по длине трубопровода (рис. 2).

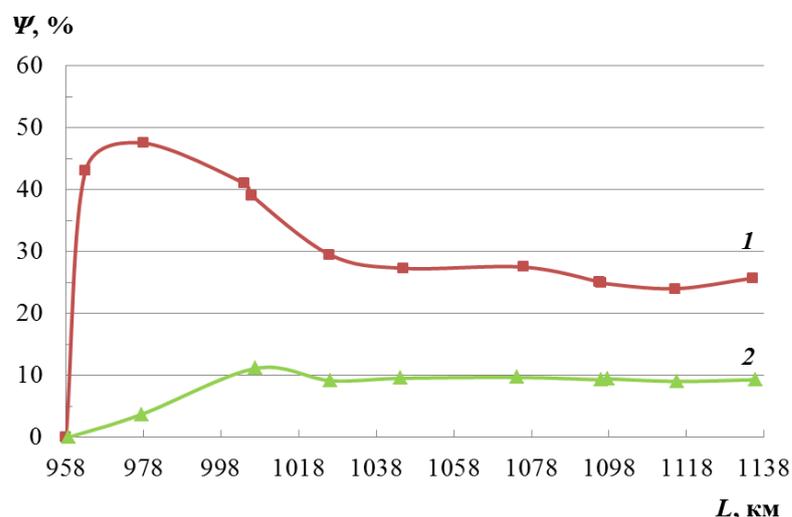


Рис. 2. Изменение фактической эффективности ПТП при концентрации 10 ррт в зависимости от длины участка в октябре 2015 г. (1) и в марте 2016 г. (2)

Из рис. 2 видно, что при испытаниях ПТП в октябре 2015 г. зафиксирован быстрый рост и достижение максимума эффективности присадки за короткую длину участка после его дозировки, что

свидетельствует об удовлетворительной растворимости присадки в нефти. При испытаниях присадки в марте 2016 г. наблюдается пологий подъем кривой изменения эффективности присадки от длины участка нефтепровода с достижением своего невысокого максимума. Такое поведение присадки обусловлено ее плохой растворимостью при охлаждении нефти.

На сегодняшний день, препятствие к растворению углеводородной полимерной цепи преодолевается путем ее модификации за счет введения гетероатомов в макромолекулу полимера. В результате возрастает полярность полимерной цепи, что приводит к увеличению растворимости ПТП в присутствии асфальтенов [2, 3].

Несмотря на низкую эффективность изучаемого ПТП при испытаниях в марте 2016 г., ее значение эффективности при испытаниях в октябре 2015 г. позволяет применять ПТП на основе полиальфаолефинов для снижения гидравлического сопротивления высоковязкой нефти в теплое время года.

Таким образом, при использовании ПТП на основе полиальфаолефинов следует учитывать ее растворимость в данной нефти при данной температуре.

Библиографический список

1. Waynick J.A. Method for improving the performance of engines powered by liquid hydrocarbon fuel / Пат. США 7264640 B2 / опубл. 04.09.2007.
2. Burden T.L. Drag reduction of asphaltenic crude oils / Заявка США 20120004344 A1 / опубл. 05.01.2012.
3. Milligan S.N., Johnston R.L., Burden T.L., Dreher W.R., Smith K.W., Harris W.F. Drag reduction of asphaltenic crude oils / Заявка США 20130041094 A1 / опубл. 14.02.2013.

УДК 621.6

Вафин Д.Р.¹, Капаев Р.А.²

¹ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть», г. Москва, Россия

²ПАО «Транснефть», г. Москва, Россия

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГРУНТАХ

Строительство подводных переходов магистральных трубопроводов в неустойчивых грунтах, таких как гравийно-галечниковые и песчаные, характеризуется крайней неустойчивостью ствола скважины, постоянными обрушениями. Крупные фракции не выносятся из скважины, а скапливаются на ее дне, создавая неравномерно распределенные нагромождения по длине

скважины. При большом содержании крупного галечника не исключены заклинивание и поломка бурового инструмента и осложнения в процессе протаскивания трубопровода. Повышение устойчивости стенок скважины в гравийно-галечниковых и песчаных грунтах, особенно для скважин с диаметром более 500 мм, является сложной технической проблемой.

Яркими примерами ведения буровых работ с осложнениями и неудачного строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов служат подводные переходы через реки: Белая, Сим, Енисей и др.

Основной причиной возникновения большинства аварийных ситуаций является неправильный выбор технологии строительства, не позволяющий создать устойчивый канал для протаскивания трубопровода в зоне залегания неустойчивых грунтов.

Не допустить повторения аварийных ситуаций во время строительства подводного перехода возможно применяя комплекс инженерно-технических решений, который включает в себя:

- выбор состава и свойств буровых и изоляционных растворов и учета их влияния на свойства проходимых грунтов;
- выбор технологии расширения.

Инженерно-технические решения определяются на основании анализа напряженно-деформированного состояния грунтов, слагающих ствол скважины.

Нарушение технологии строительства на каком-либо этапе способствует возникновению осложнений, которые, как правило, переходят в аварийные ситуации.

Библиографический список

1. Маслов Н.Н. Основы механики грунтов и инженерной геологии. – М.: Высшая школа, 1968. – 629 с.

2. Шарафутдинов З.З. и др. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия / З.З. Шарафутдинов, Спектор Ю.И., Скрепнюк А.Б., Парижер В.И., Сорокин Д.Н. – Новосибирск: Наука, 2013. – 339 с.

3. Sharafutdinov Z.Z. Requisiti per incroci tecnologia costruzione utilizzandotrivellazioneorizzontale / Sharafutdinov Z.Z., Spector U.I., Golofast S. L. // Italian Science Review. Italy. 2014; 12(21). PP. 163-172.

4. Шарафутдинов З.З. Требования к технологии строительства переходов трубопроводов методом наклонно-направленного бурения/Шарафутдинов З.З., Спектор Ю.И., Голофаст С.Л. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – №1. – С.57-67.

Гайсин Э.Ш.
Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
г. Уфа, Россия

ПРИЛОЖЕНИЕ МЕТОДА ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК ПРИ ОБРАБОТКЕ АНКЕТ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Экспертный подход, применимый для системного анализа надежности и безопасности резервуаров на стадиях жизненного цикла, обладает некоторыми особенностями.

Метод экспертных оценок позволяет получить средневзвешенные значения вероятностей возникновения аварий или интервал их значений на основе обобщенного богатого опыта и знаний группы экспертов. Данный способ выгоден в плане финансовых и временных затрат, отсутствием возможного экологического ущерба, а результаты обработки будут максимально приближены к реальным промысловым значениям.

Методы экспертной оценки основываются на мнениях экспертов, выявленных с помощью различных методов (анкетирования, интервьюирования и других). Данные процедуры требуют от эксперта глубоких теоретических знаний и практических навыков в сборе и обобщении всей доступной информации об объекте прогноза. Обработка результатов экспертного опроса дает обобщенные оценки, используемые в дальнейшем прогнозе [1]. Экспертами в вопросах анализа надежности резервуаров являются специалисты высокой квалификации, проработавшие не один год с данными техническими системами.

Определим минимальное количество экспертов N для ранжирования конструктивных элементов резервуаров и этапов жизненного цикла резервуара, исходя из заданной достоверности результата ($p=0,95$) [2]:

$$N = \frac{h^2 \times r_a \times r_0}{m_p^2},$$

где h – доверительный коэффициент (0,95);

r_a – доля элементов выборки с наличием заданного признака (0,95);

r_0 – доля элементов выборки с отсутствием заданного признака (0,05);

m_p^2 – ошибка репрезентативности относительной величины (0,05).

Число экспертов составит:

$$N = \frac{0,95^2 \times 0,95 \times 0,05}{0,05^2} = 17,1475 \approx 18 \text{ человек.}$$

Таким образом, опрос 18 специалистов позволит достоверно выполнить ранжирования конструктивных элементов резервуаров и этапов жизненного цикла резервуара для нефти и нефтепродуктов.

Библиографический список

1. Мусатова Т.Е., Желиховский Д.О. методика прогнозирования эффективности инновационного проекта на основе экспертных оценок // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.; URL: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=18297> (дата обращения: 14.08.2016).

2. Кузьмин К. А., Грыжов Е. В. Приложение метода экспертных оценок при обработке анкет эффективности ведения строительно-монтажных работ // Естественные и математические науки в современном мире: сб. ст. по матер. XVI междунар. науч.-практ. конф. № 3(15). – Новосибирск: СибАК, 2014.

УДК 622.691

Галикеев А. Р.¹, Китаев С. В.², Гадельшина А. Р.²

¹ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа, Россия

²Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБА РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА ГАЗА НА ПРОДУВКЕ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ РЕМОНТА

В соответствии с [1] после капитального ремонта производится вытеснение воздуха из газопровода природным газом давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см²) или азотом давлением не более 0,15 МПа (1,5 кгс/см²) в месте подачи. Вытеснение считается законченным, если содержание кислорода в выходящей газовой смеси не будет превышать 2 % (по объему). По окончании вытеснения газовой смеси продувочная свеча закрывается.

В настоящее время в ПАО «Газпром» применяется отечественный газоанализатор АНКАТ-7631 Микро-О₂-ВД с выносными датчиками для контроля содержания кислорода в выходящей газовой смеси, благодаря которому удается значительно сократить расчетное время продувки для полного вытеснения газовой смеси и снизить потери газа при продувках. В этих условиях актуальной является задача определения времени на продувку участков МГ перед пуском в работу.

При планировании времени на продувку принимается трехкратный объем газа, по факту получается меньшее время и объем газа необходимый на продувку.

Например, в результате того, что расчетный объем газа на продувку с учетом требуемого трехкратного объема был запланирован в размере 2,5 млн. м³, реальный объем стравленного газа в атмосферу до полного вытеснения газовой смеси с использованием газоанализатора составил 2,3 млн. м³. Различие плана с фактом составило в размере 0,2 млн. м³.

Применение газоанализатора АНК-7631 Микро-О₂-ВД позволяет уменьшить расход топливного газа на продувку при вытеснении газовой смеси из участка газопровода, однако для планирования расхода газа на собственные технологические нужды требуется расчетный метод определения расхода газа на продувку. В методике [2] рекомендуется продувку осуществлять трехкратным объемом природного газа.

Для разработки способа расчета объема газа на продувку воспользуемся фактическими данными по продувкам. В качестве влияющих параметров на объем газа выберем – длину участка, давление и температуру атмосферного воздуха. Произведем корреляционную взаимосвязь данных параметров с объемом газа на продувку. В табл. 1 приведена корреляционная матрица для данных параметров.

Таблица 1

Корреляционная матрица

Параметр	Фактический объем стравленного при продувке газа, тыс.м ³	Длина участка, км	Атмосферное давление, мм рт. ст.	Температура атмосферного воздуха, °С
Фактический объем стравленного при продувке газа, тыс.м ³	1,00	0,88	-0,89	0,76
Длина участка, км	0,88	1,00	-0,97	0,71
Атмосферное давление, мм рт. ст.	-0,89	-0,97	1,00	-0,86
Температура атмосферного воздуха, °С	0,76	0,71	-0,86	1,00

Как следует из табл. 1, имеется значимая корреляционная взаимосвязь между исследуемыми параметрами. Знак минус указывает, что при повышении атмосферного давления требуется меньший объем газа на продувку участка.

Таким образом, для планирования расхода газа на собственные технологические нужды необходимо разработать способ расчета объема газа на продувку участка газопровода ($V_{пр.}$) по известным данным – длина участка ($L_{уч.}$), атмосферное давление (P_a), температура атмосферного воздуха (t_a).

В общем случае зависимость между параметрами носит вероятностный характер с неизвестным в общем случае законом распределения, поэтому определить вид зависимости в аналитической форме можно лишь на основе статистической обработки временных рядов параметров.

С помощью стандартных алгоритмов решения задач линейного программирования [3, 4] определим коэффициенты K_i в линейном уравнении множественной регрессии:

из условия

$$\sum_{i=1}^n (V_{\text{пр.}(p)i}(X) - V_{\text{пр.}(ф)i}(X))^2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

где n – объем выборки

$$V_{\text{пр.}(p)} = K_0 + \sum_{k=1}^N K_k X_k = K_0 + K_1 \cdot L_{\text{уч.}} + K_2 \cdot P_a + K_3 \cdot t_a. \quad (2)$$

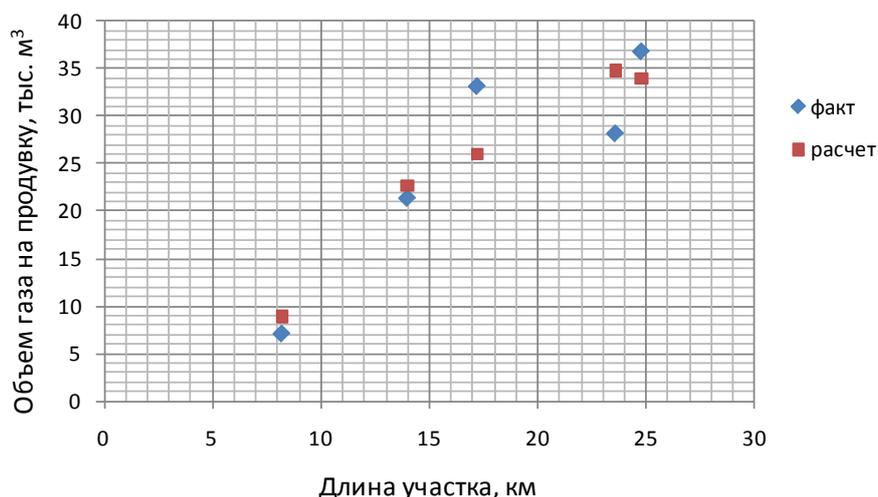
В табл. 2 представлены коэффициенты уравнения регрессии, вычисленные по выше приведенному алгоритму.

Таблица 2

Коэффициенты уравнения регрессии

K_0	K_1	K_2	K_3
0,98	1,1688	0,0011	0,2261

На рисунке представлены зависимости $V_{\text{пр.}}$, полученные по фактическим данным и по уравнению регрессии (2).



Зависимости изменения $V_{\text{пр.}}$, полученные по фактическим данным и по уравнению регрессии

Сравнение расчетных и экспериментальных данных показывает хорошую сходимость результатов. Коэффициент согласия χ^2 составляет величину 3,93.

Библиографический список

1. Газоанализаторы АНКАТ-7631М. Руководство по эксплуатации. ИБЯЛ.413411.039 РЭ, 2004. – 54 с.
2. Методика определения расхода природного газа на собственные технологические нужды линейной части магистрального газопровода, газораспределительных станций и газоизмерительных станций. Утверждена 26 декабря 2003 года начальником департамента ОАО «Газпром» по транспортировке, подземному хранению и использованию газа Б.В. Будзуляком.
3. Вентцель Е.С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. – М.: Наука, 1988. – 206 с.
4. Китаев С.В. Повышение энергетической эффективности работы газоперекачивающих агрегатов: Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 162с.

УДК 622.692.4

Гаррис Н. А., Закирова Э.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
г. Уфа, Россия*

О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ВЫПУЧИВАНИЯ ОПОР НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЙОНАХ ПУЧИНИСТЫХ ГРУНТОВ

В настоящее время, при строительстве трубопроводов в условиях Крайнего Севера, все чаще применяется принцип I, согласно которому многолетнемерзлые грунты используются в качестве оснований в мерзлом состоянии. Для сохранения мерзлого состояния грунтов оснований, с целью повышения несущей способности опор линейных сооружений в пластичномерзлых грунтах эффективно использование сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ).

Следует также отметить, что при сооружении трубопроводов на промораживающих опорах (рис. 1), в ряде случаев пучение грунтов может привести и приводит к потере устойчивости. Несмотря на возведение опор, одинаковых по конструкции и несущих одинаковую нагрузку, выпучивание их из грунта происходит неравномерно.

С освоением регионов, сложенных многолетнемерзлыми грунтами, выявляются недостатки, допущенные при проектировании и сооружении промораживающих опор.



Рис. 1. Потеря устойчивости термоопор по трассе трубопровода

Так, например, в результате мониторинга состояния грунтов в процессе эксплуатации надземного участка действующего магистрального нефтепровода N* за первый год было выявлено (по результатам нивелирования верха строительных конструкций проблемных термоопор), что одна из опор выпучилась на 0,157 м. Причиной такого выпирания рассмотренной опоры в действительности оказалось выпучивание грунта (подобных практических примеров достаточно много).

Следует отметить, что далеко не всегда принятие первого принципа, согласно которому использование промораживающих устройств позволяет сохранить мерзлый массив, достаточно эффективно. Нередко именно в местах установки промораживающих опор возникает **искусственно наведенный бугор пучения**. В результате искусственно наведенных бугров пучения происходит выпучивание свай.

Это явление можно объяснить и предотвратить. Величина миграционного потока влаги к фронту промерзания i_m зависит от скорости промораживания грунта $v_{пр}$. (рис. 2).

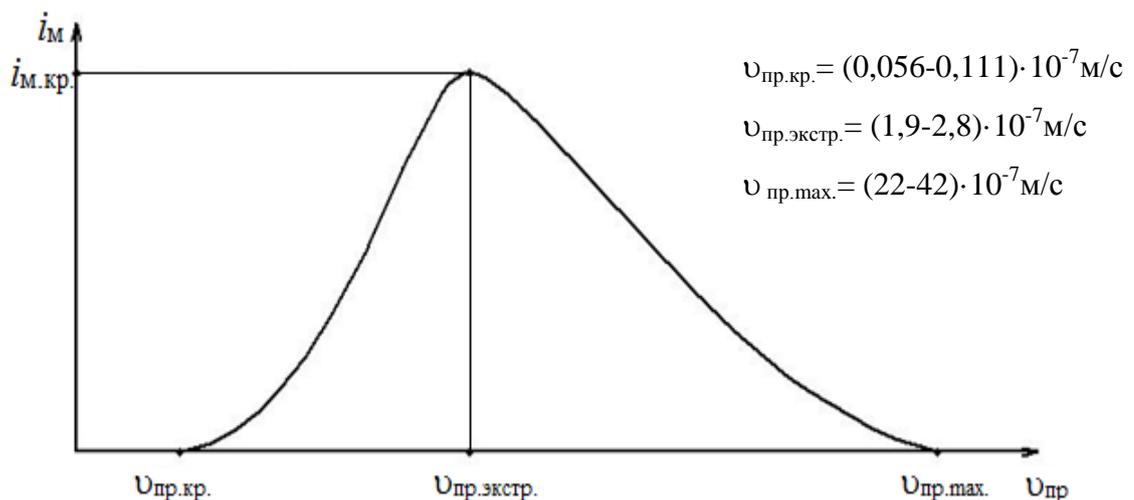


Рис. 2. Обобщенный характер зависимости величины миграционного потока влаги от скорости промораживания грунта [2]

Исследования [1,2] показали, что для каждого грунта имеется своя «экстремальная» скорость промерзания $v_{пр.экстр.}$, при которой миграционный поток i_m максимален. Обобщение показывает, что $v_{пр.экстр.}$ зависит от типа грунта и находится в интервале $(1,9...2,8) \cdot 10^{-7}$ м/с. Опасным можно считать диапазон скоростей промерзания грунта $v_{пр.}$ от $(0,056...0,111) \cdot 10^{-7}$ м/с до $(22...42) \cdot 10^{-7}$ м/с (рис. 2). При больших скоростях промерзания грунта за пределами этого диапазона миграция влаги к фронту промерзания прекращается. Отсутствие миграции при меньших скоростях можно объяснить потерей растущими кристаллами льда способности подтягивать рыхлосвязанную влагу при скоростях $v_{пр.}$ менее $v_{пр.кр.}$

В диапазоне скоростей промораживания грунта от $v_{пр.}$ до $v_{пр.экстр.}$ вокруг опоры создаются условия для льдонакопления. Если скорость промораживания грунта вокруг сваи попадает в опасный диапазон, то вокруг нее образуется и нарастает бугор пучения.

В работах [2,3,4] показано, что, учитывая особенности миграционных процессов, избежать пучения грунта и выпирания опор трубопровода в пучинистых грунтах вполне возможно. Для этого нужно свести к минимуму возможность возникновения критических миграционных потоков влаги $i_{м.кр.}$ в грунте к фронту промерзания, приводящих к активному сегрегационному льдонакоплению вокруг СОУ. При этом необходимо выполнить условие (1), ограничивающее скорость промораживания грунта dR_0 / dt :

$$\frac{dR_0}{dt} \leq v_{пр.экстр.}, \quad (1)$$

где R_0 – радиус промораживания грунта;
 τ – время;

$v_{пр.экстр.}$ – экстремальная скорость промораживания, при которой миграционный поток влаги к фронту промерзания максимален.

Рассмотрение одной из опор надземного участка действующего магистрального нефтепровода N* показало, что максимальная скорость промораживания $v_{пр.}=1,12 \cdot 10^{-7}$ м/с (таблица) наблюдается с наступлением холодов, в октябре, и сопровождается активным льдонакоплением. Как видно, скорость $v_{пр.}$ близка к экстремальной $v_{пр.экстр.}=1,56 \cdot 10^{-7}$ м/с.

Результаты расчета радиуса и скорости промораживания суглинистого грунта вокруг СОУ

Радиус испарителя СОУ, м	Грунт	Параметры	окт	нояб	дек	январь	фев	март	апр	май
0,016	суглинок $W_{tot}=29\%$	$R, м$	0,30	0,56	0,77	0,94	1,08	1,17	1,22	1,24
		$v_{пр} \cdot 10^{-7}, м / с$	1,12	1,00	0,79	0,65	0,55	0,35	0,18	0,06

Поскольку промораживающие опоры на действующих трубопроводах, проложенных на пучинистых грунтах в районах мерзлоты, работают в таких же условиях, то можно утверждать, что максимальная скорость промораживания грунта в любом случае будет наблюдаться в октябре.

Существует реальная опасность выпирания опор, установленных в пучинистых грунтах. Поэтому рекомендуется режим промораживания рассчитывать с учетом условия (1).

Таким образом, сведение к минимуму эффекта пучения грунта при его промораживании, которое обеспечивается выполнением условия (1), можно рассматривать как меру борьбы с буграми пучения [2, 3, 4].

Библиографический список

1. Гаррис Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: - Автореферат дисс. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 1998. - 48 с.

2. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов / Закирова Э.А., Гаррис Н.А. // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. № 2. – С. 85-92.

3. Применение термостабилизирующих устройств при строительстве и эксплуатации сооружений магистрального транспорта на вечномёрзлых грунтах / Закирова Э.А., Еперов В.А. // Актуальные проблемы науки и техники – 2015: Материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых / Министерство образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет". – 2015. – С. 156-158.

4. О возможности предотвращения порывов трубопровода вследствие морозного пучения грунтов (в порядке обсуждения) // Нефть и газ: межвуз. сб. науч. тр. ТИИ. – Том 1. – Уфа, 1997. – С. 168-170.

УДК 521.01.37

Гахраманов Ф. С.¹, Нуруллаев В. Х.¹, Усубалиев Б. Т.²,
Рамазанова Э.Э.², Гасанова М. М.²

¹Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR), г. Баку, Азербайджанская Республика

²Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджанская Республика

ОЧИСТКА НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, состоящий преимущественно из асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), который по площади

распределяется неравномерно, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре [1,2]. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается или вообще не поддается размыву. Для полезной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Задача настоящей работы является создание безопасного и эффективного способа очистки нефтяных резервуаров от донных отложений.

Поставленная задача достигается очисткой нефтяных резервуаров путем обработки жидкими отработанными углеводородами – фракцией дизельных щелочных отходов (ДЩО), которая присутствует в составе композитного раствора БАФ – 1 и БАФ – 2 следующего состава (% мас.): 0,5-1,5% полимер, 0,08-0,15% сульфанол, остальное – ДЩО; при этом в качестве полимера используются наноструктурные координационные полимеры а обработку отложений ведут при соотношении раствор : отложения как 1 ÷ 5 : 30.

Как известно в состав донных отложений нефтяных резервуаров входят смолы, асфальтены, парафины, механические примеси и вода[1]. В связи с этим, наблюдаемый эффект, на наш взгляд, достигается за счет синергетического воздействия: растворяющим действием ДЩО, разрыхляюще диспергирующим действием ПАВ на осадок, и действию координационных полимеров, склонных к самопроизвольному образованию невалентных супрамолекулярных соединений с высокомолекулярными углеводородными и гетеросодержащими компонентами нефти. Испытания композиции для удаления АСПО были осуществлены на донных отложениях, взятых из резервуаров резервуарного парка Дюбенди.

Анализ осадков показали, что они сильно отличаются по своему составу (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химические характеристики донных отложений, взятых из резервуаров резервуарного парка Дюбенди

Показатели	Осадок I	Осадок II	Осадок III	ГОСТ-ы проводимых анализов
Плотность в 20 °С, кг/м ³	953,6	987,2	Сильный парафинизированный твердый осадок	ГОСТ 3900
Количество смол, %	14,62	15,32		Экстракт
Количество асфальтенов, %	1,21	5,22		ГОСТ 11858
Количество парафинов, %	6,73	8,71		ГОСТ 11851
Температура замерзания, °С	-	+ 21		ГОСТ 20287
Механические смеси, %	0,125	6,31		ГОСТ 6370
Количество солей, мг/л	522,7	396,7		ГОСТ 21534
Количество воды, %	16,5	11,6		ГОСТ 2477

Сравнительные данные о влиянии соотношения композитного раствора к осадку на время, необходимое на растворение АСПО в композитном растворе, приведены в табл. 2.

*Влияние состава и количества композитного раствора
на время растворения АСПО*

Количество осадка	Соотношение раствора к сырью	Время растворения АСПО в композитном растворе с различным содержанием полимера (% масс.), час		
		0,5%	1,0%	1,5%
100	3 : 10	30	24	16
100	4 : 10	23	12	12
100	5 : 10	20	12	11

Как видно из полученных данных, наилучшие результаты были получены при использовании раствора, содержащего 1,0-1,5% полимера и соотношении композиции к осадку как 4 : 10 и 5 : 10. Исходя из того чтобы не допустить лишнего расхода композитного раствора, в качестве оптимального принимается раствор, содержащий (% масс.): 0,1% сульфанола, 1,0% полимера, остальное – ДЦО при соотношении раствора к осадку 4 : 10.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности композитного раствора состава: (% масс.): 0,1% сульфанола, 1,0% полимера, остальное – ДЦО при соотношении раствора к сырью 4 : 10 в процессе удаления различных типов АСПО.

Библиографический список

1. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 268-284.
2. Nurullayev V.H., Gahramanov F.S., Usubaliyev B.T., Education mechanisms caritational zones by means of asphatten-pitch-wax deposits on surface to pipelines // International journal of engineering sciences and research technology. – 2016. – V.5, №1. – P. 441-447.
3. Усубалиев Б.Т., Рамазанова Э.Э., Нуруллаев В.Х. и др. Использование наноструктурных координационных соединений для снижения вязкостей тяжёлых товарных нефтей при транспортировке // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2015. – № 3 (101). – С. 117-126.

Гильмутдинов Н. Р., Дмитриев М. Е., Макаренко О. А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЛОЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

В процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам на внутренней поверхности стенки трубопровода возникают и накапливаются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Интенсивность накопления отложений в значительной степени зависит от теплового режима перекачки, на который, в первую очередь, влияют потери тепла транспортируемой нефти через слой АСПО и стенку трубы в окружающую среду. В виду с истощением существующих и увеличением доли вновь вводимых нефтяных месторождений в составе добываемых нефтей увеличивается содержание тяжелых углеводородов и коррозионно-активных компонентов, в результате этого процесс транспорта такой продукции по магистральным нефтепроводам значительно осложняется. Нефтепроводы проектируются и сооружаются без тепловой изоляции и с отсутствием внутренней защитной оболочки. Для решения указанных проблем учитывая тепловые, прочностные и коррозионные особенности типичных АСПО возможно использование слоя отложений в качестве тепловой изоляции и защитного покрытия от внутренней коррозии. Указанные направления использования контролируемого слоя АСПО в процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам возможно реализовать при разработке специальной технологии формирования такого слоя, которая воспроизводится путем установления и контроля теплового режима нефтепровода с применением специальных технических средств. Неотъемлемой частью такой технологии является использование специальных очистных устройств, применение, которых позволит производить периодическую очистку внутренней полости трубопровода и создавать, после их пропуска, на внутренней поверхности нефтепровода контролируемый слой АСПО (определенной толщины) стабильный как по длине нефтепровода, так и по сечению трубы.

При разработке специального технического средства (скребка, очистного устройства) для создания контролируемого слоя АСПО на внутренней стенки трубы проведены исследования по следующим направлениям: 1) анализ конструкторской и нормативной документации технических средств очистки нефтепроводов; 2) исследование материалов для изготовления манжет скребков (в том числе прочностные характеристики и износостойкость материалов); 3) обеспечение центрирования скребка

внутри трубы; 4) чистящая способность очистных устройств; 5) способность скребком преодолевать повороты линейной части трубопровода.

В результате проведенной работы разработано очистное устройство для создания контролируемого слоя АСПО на внутренней поверхности нефтепровода, состоящее из следующих основных элементов: корпуса, направляющих манжет с центрирующими рычажками, чистящих манжет, уплотняющих манжет и бампера. Особенностью средства очистки является то, что в устройстве применяются манжеты специальной конусной конструкции с центрирующими рычажками, выполняющие одновременно четыре функции: приведение в движение устройства, очистка до определенного уровня от отложений, уплотнение отложений и центрирование скребка. Манжеты позволяют создать необходимый слой АСПО, однако при их движения образуются канавки в сформированном слое от центрирующих рычажков. Поэтому устройство оснащено в задней части конусной манжетой большего диаметра чем предыдущие с целью заполнить канавки и уплотнить сформировавшийся слой отложений. В результате прогона такого устройства по нефтепроводу с имеющимися отложениями возможно создать, уплотнить и поддерживать на заданном уровне слой АСПО в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов.

УДК 666.721

Гимаева А.Р.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МЕТАНОЛА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА

Метанол по своему значению и масштабам производства занимает сегодня одно из первых мест среди основных органических продуктов химической промышленности. Его получают различными методами, отличающимися исходным сырьем, способами его переработки в технологический газ, а также условиями проведения синтеза. Природный газ и попутный нефтяной газ (ПНГ) представляют наибольший интерес в качестве сырья, как с экономической точки зрения, так и с точки зрения конструктивного оформления процесса подготовки исходного газа (конверсия, очистка и компримирования).

Метанол имеет хороший потенциал использоваться в будущем как автомобильное топливо благодаря своим физическим свойствам. Метиловый спирт интересен не только универсальностью его применения и высокими экологическими характеристиками, но, в первую очередь, реализация процесса переработки ПНГ в высококачественное жидкое топливо, что позволит утилизировать сжигаемый сегодня ПНГ, разрабатывать удаленные

от магистрального газопровода месторождения газа и обеспечит топливом для местных нужд.

ПНГ представляет собой смесь различных газообразных и жидких углеводородов, начиная от метана и заканчивая его гомологами, а также неуглеводородных газов (H_2S , N , He , CO_2) и др. Но ПНГ не является стандартизованным сырьем и всегда имеет индивидуальные характеристики на каждом отдельном месторождении [1].

В производстве метанола катализаторы важны так же, как и сам попутный нефтяной газ, так как без этого не будет происходить ни один процесс. Также помимо аппаратного усовершенствования, на процесс получения метанола влияет тип и качество вторичных веществ (катализаторы), используемых на всех стадиях синтеза метанола.

Мировыми лидерами в производстве катализаторов синтеза метанола являются такие крупные и всемирно известные компании, как «Johnson Matthey», купившая катализаторное подразделение «Syntex» у компании «ICI» (в 2002 году) – Великобритания, «Sud-Chemie» AG – Германия, «Haldor Topsoe» – Дания.

Ученые Института Биоинженерии и Нанотехнологии в Сингапуре в 2010 году нашли способ «мягкого» превращения углекислого газа в метанол – были подобраны катализатор и восстанавливающий агент, цепь химических превращений с участием которых дает возможность в обычных условиях получать метанол. Реакция основана на использовании в качестве катализатора N-гетероциклического карбена, и гидросилана как восстановителя [2].

Этот органокатализатор не содержит токсичных металлических включений, хорошо хранится, стабилен даже в присутствии кислорода и дешевле металлорганических катализаторов.

Главные преимущества нового изобретения – это возможность использовать углекислый газ прямо из осушенного воздуха (поскольку катализатор не чувствителен к кислороду), высокая эффективность катализа по сравнению с аналогичными металл-катализируемыми процессами, мягкие условия реакции и отсутствие токсичных реагентов.

Необходимо отметить, что производство и разработка катализаторов является сложнейшим технологическим процессом. Постоянно ведутся работы по усовершенствованию уже существующих катализаторов синтеза и разработке новых [3].

Таким образом, можно считать, что получение моторных топлив из природного и попутного нефтяного газа имеет хорошие перспективы в обозримом будущем. Особенно привлекательной технология получения метанола может стать при использовании природного газа мелких и отдаленных месторождений и т.п. Это позволит повысить энергобезопасность и снизить затраты на получение моторных топлив. Немаловажную роль будет играть возможность использования синтетических моторных топлив в существующих транспортных средствах без существенной реконструкции самих транспортных средств и их инфраструктуры.

Библиографический список

1. Хасанов И.И., Шаммазов А. М., Терегулов Р. К. Влияние изменения свойств попутного нефтяного газа на транспорт по магистральному трубопроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №2. – С. 3-6.
2. Сазонов И. В. Катализаторы синтеза метанола // Известия вузов. Нефть и газ. – 2010. – N 2. – С. 117-122.
3. Синяк Ю.В., Колпаков А.Ю. Эффективность производства синтетических моторных топлив из природного газа // Проблемы прогнозирования. – 2012. – № 1. – С. 38-48.

УДК 005.584.1:622.692.4

Голофаст С.Л., Лободенко И.Ю., Владова А.Ю.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ГЕОТЕХНИЧЕСКОМ МОНИТОРИНГЕ ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙСЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ

Для снижения нежелательного влияния грунтовых процессов на элементы конструкций трубопровода при эксплуатации в условиях криолитозоны проводится комплекс геотехнических мероприятий [1], [2]. В данной работе для повышения эффективности комплекса мероприятий предложена схема организационно-технологического процесса, включающая информационную систему (ИС) и базу данных результатов геотехнического мониторинга.

На рис. 1 приведены основные задачи, решаемые при разработке информационной системы. Эти задачи одновременно являются основными этапами создания информационной системы.

Положения информационной системы должны включать требования проектной (ПД), исполнительной документации (ИД) и нормативных документов (НД), отражать эксплуатирующую организацию и объект мониторинга, содержать ИС геотехнического мониторинга ТС, к которой имеют доступ специалисты отделов эксплуатации (ОЭ), мониторинга (ОМ) и автоматизации систем управления технологическими процессами (АСУТП), содержать базу данных (БД) геотехнического мониторинга ТС.

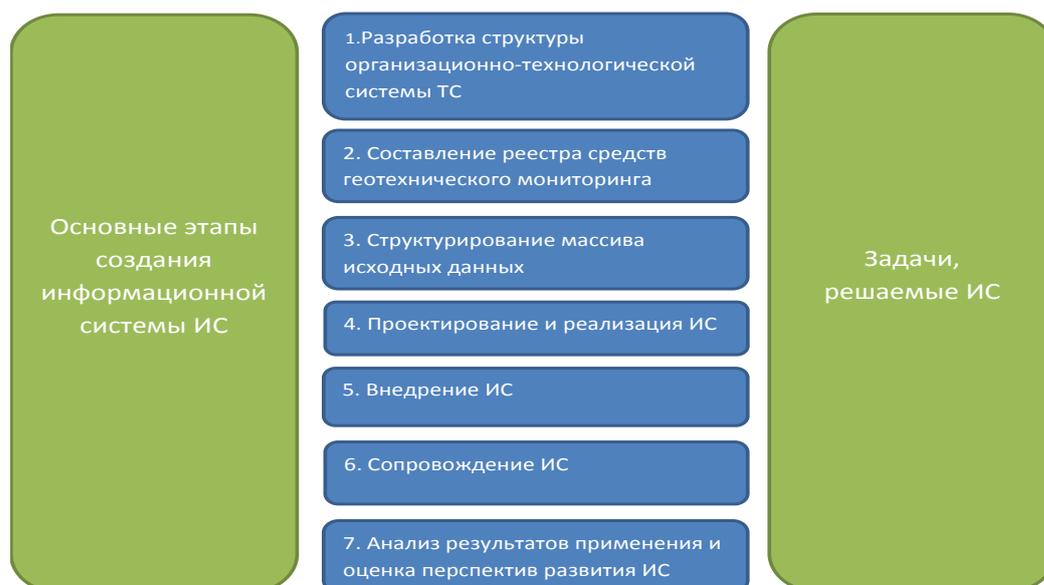


Рис. 1. Этапы создания ИС

Основными источниками исходной информации информационной системы являются [3]:

- документация по термостабилизации грунтов основания объекта;
- лабораторные исследования грунтов, отобранных в результате инженерных изысканий при строительстве ТС;
- материалы полевых замеров температур грунтов;
- анализ работоспособности термостабилизаторов;
- измерения высотного положения, снятые при помощи геодезических приборов;
- журналы визуального обследования участков ТС.

Пример исходных данных температур грунта в обустроенных термоскважинах показан в таблице. Информационная система позволяет выполнять визуализацию изменения температуры с глубиной за определенный пользователем интервал времени. Примеры визуализации измерений приведены на рис. 2 и 3.

Значения температур грунта в обустроенных термоскважинах

Номер термокосы	Номер датчика									
	1	2	3	4	5	6	12	13	14	15
11	-17,81	-7,13	-3,06	-0,81	0,19	0	-0,25	-0,06	0	-0,06
32	-14	-6,38	-2,63	-0,94	0	0,06	0,06	0,19	0,25	0,19
58	-6,19	-1,94	-0,25	0,06	0,06	0,19	-0,13	0,13	-0,06	-0,06
66	-5,13	-1,25	-0,31	0,06	-0,06	-0,13	-0,38	-0,31	-0,31	-0,25
234	-3,44	-0,63	0,25	0,13	0,06	0,06	0,88	1,19	1,19	1,38

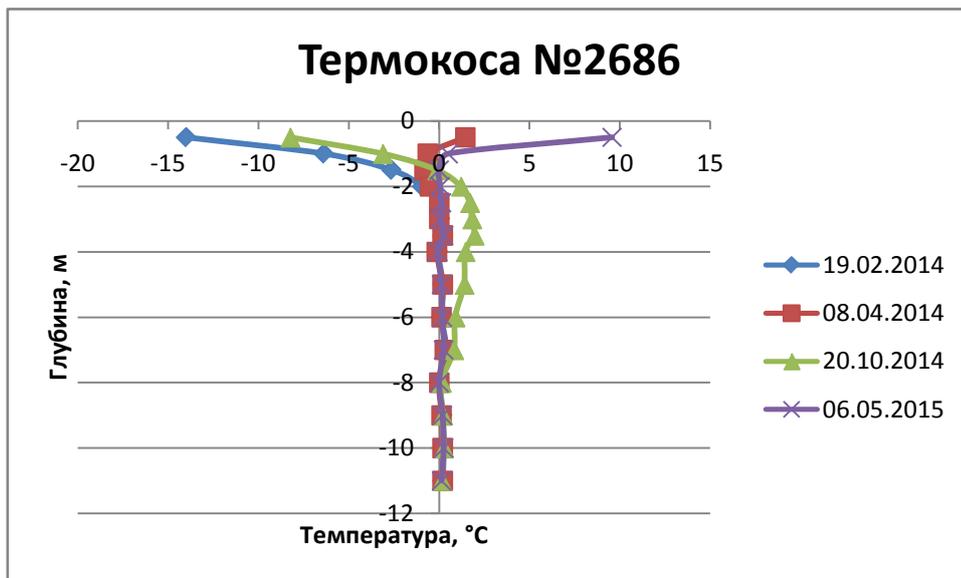


Рис. 2. Визуализация изменения температур по глубине измерения для участков ТС

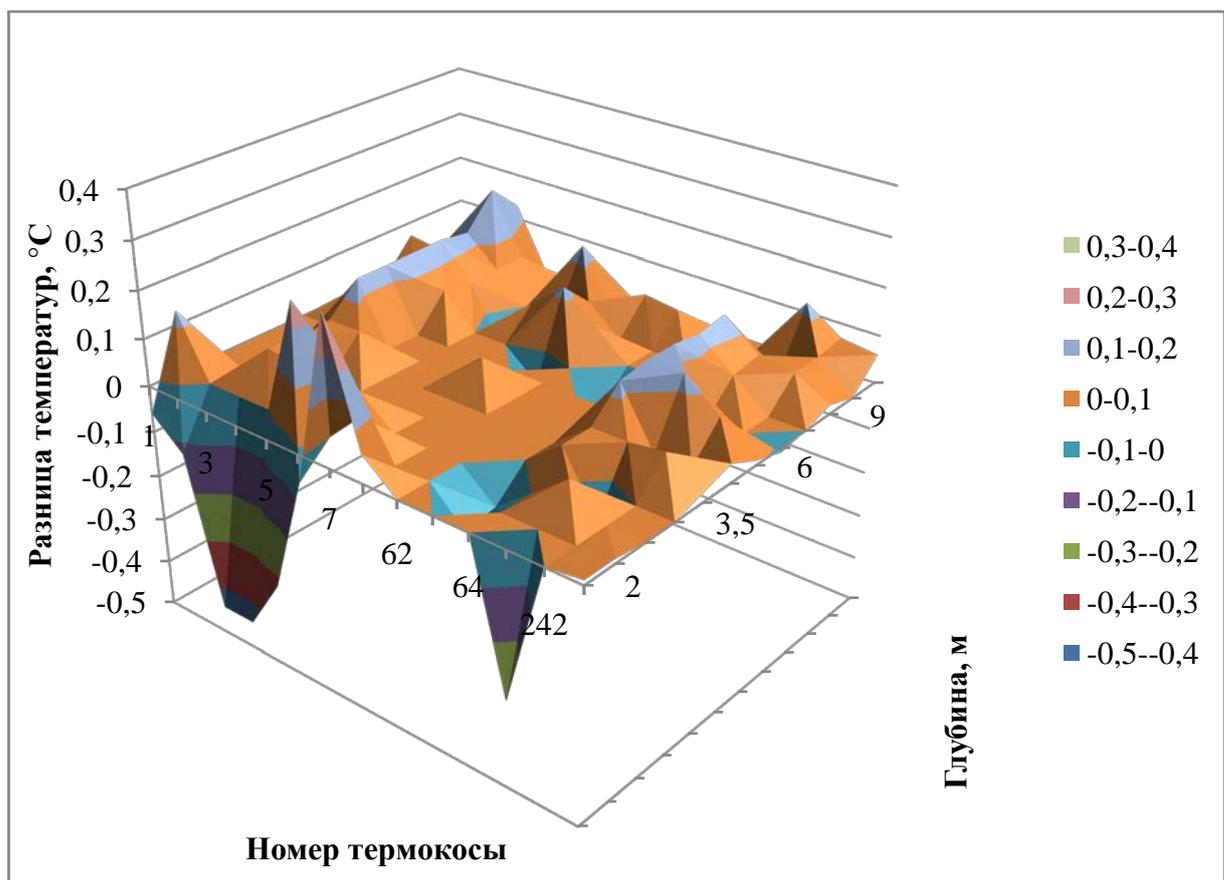


Рис. 3. Визуализация изменения температурного поля грунта в разные сезоны

При проектировании ИС использована модернизация клиент-серверной архитектуры. Структура базы данных пространственных характеристик ТС, входящей в ИС, представляет собой совокупность трех табличных

пространств, в которые вошло более двадцати таблиц и логических связей между ними, приведенных к третьей нормальной форме (каждый неключевой атрибут «должен предоставлять информацию о ключе, полном ключе и ни о чем, кроме ключа» [4]).

Разработанная ИС позволяет оперативно выполнять:

- добавление и привязку к трассе новых элементов геотехнологического мониторинга;
- хранение и многократное использование знаний о структуре сети геотехнического мониторинга и результатах измерений;
- обнаружение значимых изменений температурного поля трассы и анализ причин их возникновения;
- оптимизацию периодичности проведения измерений по мере накопления статистических данных;
- оценку влияния физико-механических свойств грунтов, гидрогеологических и геотехнических условий на прокладку ТС.

Перспективами развития ИС являются:

- прогноз изменения температурного поля трассы, поскольку на участках подземной прокладки из-за отепляющего влияния продукта даже при проведении мероприятий по термостабилизации грунтов будут образовываться ореолы оттаивания;
- построение трехмерных моделей системы трубопровод – грунт по результатам геотехнического мониторинга с учетом влияния грунтовых процессов на деформацию элементов конструкций нефтепроводов.

Библиографический список

1. Геотехнический мониторинг оснований опор надземного трубопровода на участках распространения многолетнемерзлых и слабонесущих грунтов / Ю.В. Лисин [и др.] // Инженерные изыскания. – 2014. – № 3. – С. 60-63.
2. Геотехнический мониторинг на участке строительства дожимной компрессорной станции на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении / С. А. Никитин [и др.] // Инженерные изыскания. – 2015. – № 5-6. – С. 70-74.
3. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга и магистрального трубопровода / Голофаст С.Л., Владова А.Ю., Лободенко И.Ю. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2(22). – С. 80-87.
4. Коннолли Т., Бегг К. Базы данных. Проектирование, реализация и сопровождение. Теория и практика. – 3-е изд. – М.: Вильямс, 2003. – 1436 с.

Горбунов А.О., Дмитриева Т.В.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

СПОСОБ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ СЕГМЕНТОВ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ

На данный момент на территории Западной Сибири насчитывается около сорока перекачивающих станций, транспортирующих жидкие углеводороды. Одним из основных элементов, от состояния которого зависит бесперебойная работа станций, является технологический трубопровод

В условиях вечной мерзлоты используется система обогрева технологических трубопроводов для предотвращения их замерзания и поддержания вязкости нефти в пределах оптимальной величины для максимальной производительности перекачивающих агрегатов. Но в силу несовершенства теплоизоляционных материалов наблюдается резкое падение КПД элементов нагрева.

Для повышения эффективности обогрева трубопроводов, эксплуатируемых при отрицательных температурах, предлагается использовать сегменты теплоизоляции, выполненные из интегральных пенопластов, с вплавленными во внутреннюю часть сегмента нагревательными элементами.

Сегменты представляют собой композитные скорлупы, из которых составляют секции. Нагревательные элементы крепятся клеммами, а скорлупы проклеиваются.

Использование данной теплоизоляции позволит обеспечить надежную эксплуатацию не только технологического трубопровода, но и насосных агрегатов. Поскольку интегральный пенопласт обладает высокими теплоизоляционными свойствами его применение в качестве теплоизоляционного материала позволит поддержать температуру нефти на заданной отметке при вынужденной остановке перекачивающего агрегата, защитит трубопровод от обмерзания.

Применение данных сегментов возможно на прямолинейных участках и на соединительных деталях, что позволит осуществлять, обогрев трубопровода в труднодоступных местах, а удобная форма сегментов позволит удешевить монтаж конструкции и повысить производительность проведения работ.

Гулин Д.А., Шамилов Х.Ш., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов С.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

СПОСОБ ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЕКТНЫХ ОТМЕТКАХ ВАКУУМНЫМИ АНКЕРНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ

Использование средств закрепления трубопровода, например, винтовых анкерных устройств (ВАУ), использующих несущую способность грунта, имеет свои преимущества, среди которых выделяют компактность и наилучшее отношение удерживающей способности к массе. Однако, отраслевые регламенты ОАО «АК «Транснефть» [3] применение ВАУ для закрепления нефтепроводов не предусматривает, по этому факту можно судить о том, что операции по производству и монтажу конструкции трудозатратны и нерентабельны.

Авторами статьи [2] предлагается специальная конструкция вакуумного анкера, которая позволит удерживать трубопровод не только за счет несущей способности грунта, но и дополнительного сцепления, возникающего между анкерным устройством и грунтом. Схема анкера представлена на рис. 1.

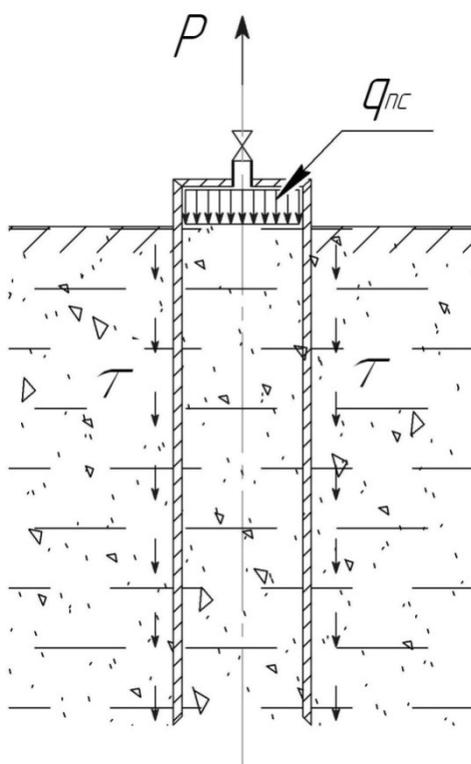


Рис. 1. Схема анкерного устройства

Анкерное устройство удерживает трубопровод с помощью следующих сил: собственный вес анкерного устройства, вес грунта в полости анкера, трение внутренней и внешней поверхности о грунт (подобно работе висячей

сваи), сила, обусловленная разницей давления в вакуумной камере и атмосферой (сила присоса). Противодействует им сила Архимеда, так как грунт обводнен.

Присос на практике является отрицательным фактором. Например, при подъеме затонувших судов или при перестановке опирающихся на грунт глубоководных платформ препятствует производству работ, увеличивая усилие отрыва. В трубопроводном строительстве увеличивается усилие протаскивания дюкера через водный переход в случае остановки процесса.

Отмечается, что величина отрывающего усилия определяется не только силой присоса, но и способностью грунта прилипать к поверхности отрываемых штампов и тел. Даже на маловлажных грунтах отрыв штампов требует приложения определенных отрывающих усилий, дополнительных к весу штампа [1].

Рассмотрим расчет несущей способности данного вакуумного анкерного устройства.

Несущая способность устройства определяется по следующей формуле:

$$F = G + G_{гр} + F_{тр} + P - Q, \quad (1)$$

где G – собственный вес анкера, кН;

$G_{гр}$ – вес грунта в полости анкера, кН;

$F_{тр}$ – сила трения грунта о поверхность устройства, кН;

P – сила присоса, кН;

Q – выталкивающая сила, кН.

Так как основная сила, удерживающая трубопровод в проектном положении – это сила присоса, то приведем формулу ее определения:

$$P = (p_{атм} - p_{вак}) \cdot S = (p_{атм} - p_{вак}) \cdot \pi \cdot (d \cdot h_1 + \frac{d^2}{4}), \quad (2)$$

где $p_{атм}$ – атмосферное давление, кПа;

$p_{вак}$ – давление внутри вакуумной камеры, кПа;

h_1 – высота вакуумной камеры, м;

d – диаметр вакуумного анкера, м.

Приведем график зависимости силы присоса от диаметра анкерного устройства (рис. 2) и перепада давления (рис. 3).

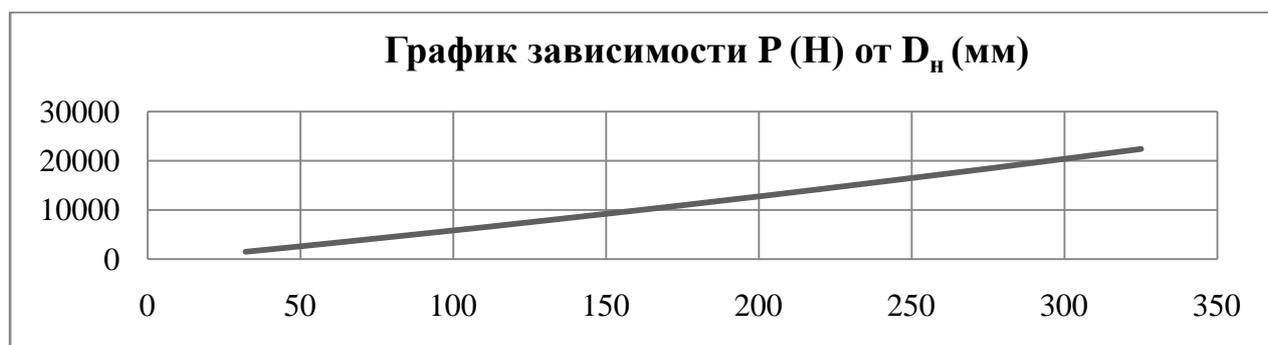


Рис. 2. Зависимость удерживающей способности от диаметра анкерного устройства

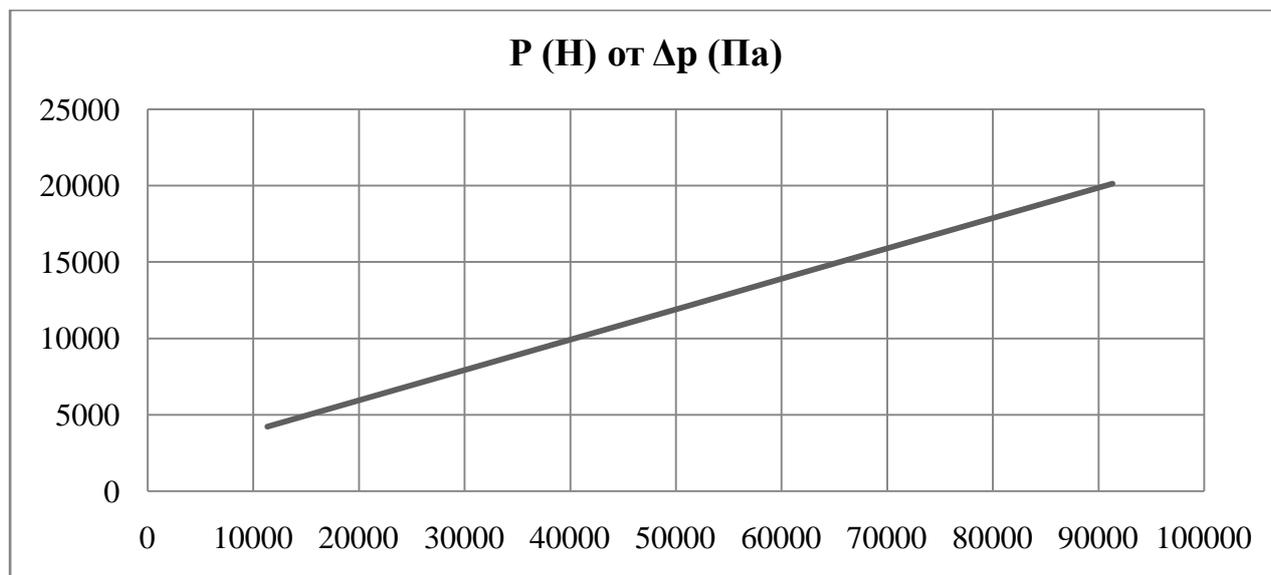


Рис. 3. Зависимость удерживающей способности от перепада давления

Из графиков видно, что величина несущей способности анкерного устройства увеличивается с повышением значений этих параметров. Задачей проектирования является определение наилучшего соотношения стоимости конструкции к его несущей способности.

Предлагаемая конструкция позволит решить ряд задач:

- упрощение технологии производства, ремонта и демонтажа устройства;
- снижение затрат на изготовление анкеров посредством использования бывших в употреблении труб;
- вовлечение в процесс закрепления трубопровода дополнительного усилия присоса и липкости грунта.

Библиографический список

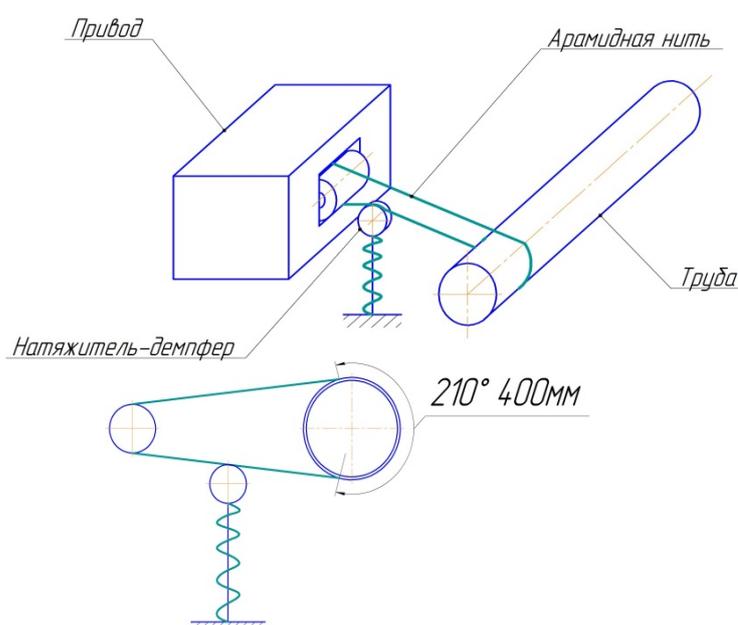
1. Бугров А.К., Голубев А.И. Расчетная оценка усилия отрыва от водонасыщенного грунта сооружения с неплоской подошвой // Интернет-журнал «Реконструкция городов и геотехническое строительство». – 2002. – №5. – С. 86-91.
2. Гулин Д.А., Шамилов Х.Ш., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов С.М. О закреплении подземных магистральных трубопроводов на болотах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – №3. – С.330-345.
3. РД 91.200.00-КТН-044-11. Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 36 с.

Давыдов А.Н., Голофаст С.Л.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ВЫСОКОПРОЧНЫХ НИТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ГИДРОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ С ПОВЕРХНОСТИ ГАЗОПРОВОДА

В настоящее время протяженность магистральных газопроводов (МГ) превышает 180 тыс. км. При этом более 50% МГ построены в период с 1963 по 1987 годы, когда технические требования к изоляционным покрытиям существенно отличались от тех, которые существуют на сегодняшний день. Потеря покрытиями со временем прочности и адгезионной стойкости приводит к необходимости его замены.

Для удаления старой изоляции с поверхности газопроводов применяют очистные машины, реализующие механические способы снятия изоляции с помощью стальных резцов и щеток [1]. Применение данных рабочих инструментов приводит к возникновению опасности срезания сварных швов и дефектов стенки трубы. Для исключения данной проблемы в качестве инструмента для удаления дефектной гидроизоляции предложено использовать высокопрочные неметаллические нити, такие как *Арселон*, *Тварон*, *Номекс*, *Кевлар*, *Армос*, *Русар* [2, 3]. Одним из основных критериев при выборе типа нити является ее износостойкость (прочность нити на истирание). Для экспериментальной оценки стойкости к истиранию арамидных нитей спроектирована и изготовлена установка, принципиальная схема которой представлена на рисунке.



Экспериментальная установка для испытания нитей на истирание

Для эксперимента были выбраны по восемь образцов каждого типа нити одинаковой длины $L = 2000 \pm 10$ мм. Износостойкость нитей исследовалась при их взаимодействии с поверхностью трубы диаметром $D=219$ мм (материал трубы – сталь 17Г1С-У, класс очистки изоляционного покрытия 3 [4]). Длина охватываемого нитью участка поверхности трубы, на котором происходило истирание, составляла $l = 400$ мм (угол охвата поверхности $\alpha = 210^\circ$).

За цикл испытания N принимался полный оборот образца нити длиной $L = 2000 \pm 10$ мм относительно участка истирания длиной $l = 400$ мм.

Результаты экспериментов по исследованию стойкости арамидных нитей к истиранию приведены в таблице.

Результаты исследования износостойкости арамидных нитей

№ п/п	Тип нити	Число циклов истирания N до разрушения нити								$N_{ср}$
		1	2	3	4	5	6	7	8	
1	<i>Русар</i>	15218	14823	14987	15104	15173	15239	15311	15086	15118
2	<i>Тварон</i>	48390	48789	48561	48652	48434	48599	48492	48613	48566
3	<i>Номекс</i>	46419	46792	46583	46569	46498	46501	46434	46329	46515
4	<i>Кевлар</i>	47963	48061	47814	47707	47536	47617	48003	47805	47813
5	<i>Армос</i>	32314	31926	32192	32326	32112	32218	32257	31987	32167
6	<i>Арселон</i>	6019	5889	5941	5974	6115	5909	6077	6035	5993

Анализ данных, представленных в таблице, позволяет сделать вывод, что максимальной износостойкостью обладают нити типа «Тварон», и рекомендовать их в качестве рабочего инструмента очистных машин для удаления гидроизоляции с поверхности газопровода.

Библиографический список

1. Иванов В.А., Серебренников Д.А., Давыдов А.Н. Анализ и классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода от дефектной изоляции // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2013. – № 6 (31). – С. 25-26.

2. Давыдов А.Н., Надеждин Е. В. Голофаст С.Л. Использование высокопрочных нитей для очистки наружной поверхности трубопровода // Газотранспортные системы: Настоящее и будущее (GTS-2015): материалы VI Международной научно-технической конференции. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015.

3. Давыдов А.Н., Голофаст С.Л. Исследование влияния физико-механических свойств гидроизоляционного покрытия на силу резания очистной машины // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – №3(63) – С.65-69.

4. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. - М.: ВНИИСТ, 1990. – 29 с.

Дубовой Е.С., Хафизов Н.Н.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ СМЕСИ МИНЕРАЛЬНОЙ И СИНТЕТИЧЕСКОЙ НЕФТИ

Одним из возможных способов рационального использования попутного нефтяного газа является его переработка в синтетическую нефть. Попутный нефтяной газ (далее ПНГ) – смесь газообразных углеводородов, сопутствующих нефти и выделяющихся при ее добыче. ПНГ состоит в основном из метана (60-70%) и «жирных компонентов» (этана, пропана, бутана), доля которых составляет 20-30%. Специфика добычи попутного газа заключается в том, что он (как и следует из названия) является побочным продуктом нефтедобычи. Обычно потери ПНГ связаны с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и глубокой переработки. Одним из направлений получения синтетической нефти из ПНГ является процесс GTL (gas-to-liquids – газ в жидкость). Основная задача процесса GTL – максимально снизить выбросы ПНГ в атмосферу и получить из него максимальное количество жидких углеводородов.

Также в качестве продуктивных технологий производства синтетической нефти, которые уже прошли частичную или полную промышленную апробацию, можно выделить следующие:

- производство синтетической нефти из экстра-тяжелого нефтяного сырья;
- технологии, основанные на химическом процессе «уголь в жидкость» (CTL, coal-to-liquid);
- технология переработки биологических отходов, в частности биомассы, называется «биомасса в жидкость» – BTL (biomass-to-liquid). В качестве сырья могут быть также использованы отработанные масла и другие отходы. Утилизация мусора для производства синтетической нефти является прогрессивной технологией в рамках будущей нехватки энергоресурсов, а также охраны окружающей среды.

Включение синтетической нефти в смесь нефти, транспортируемой по системе магистральных нефтепроводов и поступающих на НПЗ предполагает изменение характеристик сырья, из которого вырабатываются товарные нефтепродукты и, как следствие, необходимость проведения мероприятий по допуску выработанных из нового сырья нефтепродуктов к производству и применению в соответствии с установленными процедурами. Для изучения влияния синтетической нефти на качественные характеристики минеральной нефти необходимо провести детальные исследования.

Основными задачами при проведении исследований являются:

- установление возможности смешения синтетической нефти с минеральной нефтью природного происхождения;
- определение качественных характеристик синтетической нефти;
- определение оптимального соотношения синтетическая нефть/минеральная нефть для транспортировки смеси трубопроводным транспортом;
- прогнозная оценка изменения качественного и группового углеводородного состава смесей нефти с учетом соблюдения требований Схемы нормальных (технологических) грузопотоков, НПЗ к качеству нефти и требований ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
- определение количества синтетической нефти, которая будет присутствовать в смесях нефти при сохранении текущей схемы грузопотоков;
- лабораторные исследования перспективных смесей нефти, принимаемых на переработку на НПЗ.

На основании экспериментальных лабораторных исследований можно оценить влияние качества перспективных смесей нефти различного компонентного состава на процессы нефтепереработки, качественные показатели получаемых из перспективных смесей нефтепродуктов, изменение эксплуатационных характеристик продуктов нефтепереработки и оборудования НПЗ.

Безусловно, при использовании сырья различного происхождения для производства синтетической нефти состав готового продукта будет неоднородным, что повлечет за собой различие в его применении и рыночной стоимости.

При производстве синтетической нефти особое внимание необходимо уделить к обеспечению основных показателей качества близких к показателям высококачественной товарной нефти, в частности, в синтетической нефти помимо низкой плотности и серосодержания важно обеспечить содержание дистиллируемых фракций, которые будут формировать коммерческий потенциал нефтепродукта.

Библиографический список

1. Сторч Г., Голамбик Н., Андерсон Р. Синтез углеводородов изоксида углерода и водорода. – М: Издательство, 1954. –516 с.
2. Лапидус А. Л., Крылова А. Ю. О механизме образования жидких углеводородов из СО и Н₂ на кобальтовых катализаторах // Российский химический журнал. – Том XLIV (2000). – № 1. – С. 43-56.

Закирова Э.А., Гаррис Н.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

УЧЕТ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩЕГО ЭФФЕКТА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАДИУСА ПРОТАИВАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД ВОКРУГ СКВАЖИНЫ

Строительство и эксплуатация добывающих скважин в районах северных месторождений в ряде случаев приводят к проблемам, связанным с тепловым воздействием на мерзлые породы, их протаиванием и осадками. Протаивание грунта вблизи скважин происходит на всю мощность мерзлой толщи, что даже для малолдыстых пород может вызвать осадки значительной величины, обрушение направляющей и образование воронки в устье скважины (рис. 1) и др.



Рис. 1. Приустьевая воронка скважины (<http://arhgeo.com/home/geo/>)

Одной из серьезных проблем при строительстве скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП), является формирование ореолов протаивания мерзлых грунтов вокруг стволов скважин. Растепление мерзлых пород вокруг скважин не всегда приводит к потере устойчивости самих скважин, но наблюдается потеря устойчивости опор трубопроводов обвязок добывающих скважин [1, 2].

Расчет ореола протаивания вокруг скважины, как при бурении, так и при дальнейшей эксплуатации, является очень сложной задачей, которая пока не имеет точного решения. Причина не только в сложности математической постановки задачи, но и в неопределенности и недостаточной точности исходной информации.

Существующие методики расчета радиуса протаивания ММП вокруг скважины [3, 4 и др.], не учитывают теплоизолирующий эффект цементных колец, что ограничивает возможность их использования при бурении скважин.

Для того, чтобы учесть теплоизолирующее влияние цементного кольца при определении радиуса протаивания грунта вокруг скважины, используем метод эквивалентной замены системы «труба - цементное кольцо - грунт» системой «труба - грунт» при рассмотрении процесса теплопередачи от циркулирующей по трубе жидкости во внешнюю среду - неограниченный массив грунта (рис. 2, а, б).

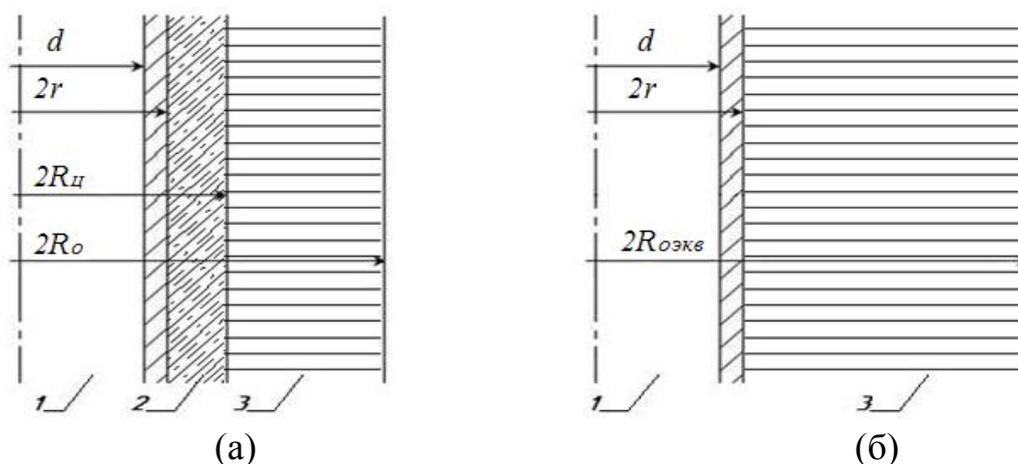


Рис. 2. Исходная (а) и эквивалентная (б) схемы конструкции скважины:
 1 – циркулирующий буровой раствор; 2 – цементное кольцо;
 3 – талая порода; d – внутренний диаметр колонны труб на уровне выбранного расчетного сечения; r – наружный радиус колонны труб; $R_{ц}$ – радиус цементного кольца на уровне выбранного расчетного сечения; R_o – радиус протаивания;
 $R_{oэкв}$ – эквивалентный радиус протаивания, определяемый для случая однородного грунта (без учета цементного кольца); $R_{oэкв} > R_o$

Полагаем, что тепловые потоки от скважины в грунт по исходной схеме (а) и по эквивалентной схеме (б) равны:

$$q = q_{экв}, \quad (1)$$

Отсюда следует, что эквивалентная замена и обоснование расчетов схемы осуществляется при выполнении условия равенства коэффициентов теплопередачи:

$$K = K_{экв}. \quad (2)$$

На основании (1) и (2), с использованием формул теплопередачи через цементное кольцо и по эквивалентной схеме (рисунок 2 а, б), получена формула (3) для учета влияния цементного кольца при определении радиуса протаивания пород в приствольной зоне:

$$R_o = R_{oэкв} \left(\frac{r}{R_{ц}} \right)^{\frac{\lambda_{г}}{\lambda_{ц}}}. \quad (3)$$

Так как радиус цементного кольца (или суммарный радиус цементных колец) $R_{Ц}$, эквивалентный радиус $R_{о экв}$ и коэффициенты теплопроводности λ_T и $\lambda_{Ц}$ определяются на уровне расчетного сечения скважины, то радиусы протаивания R_o по глубине скважины будут отличаться.

Приведем сравнение результатов расчета радиуса протаивания вокруг одной из скважин месторождения Ненецкого автономного округа, по методике [4], и радиуса протаивания с учетом теплоизолирующего влияния цементного кольца. Радиус протаивания определяется на уровне направления.

Исходные данные для расчета радиуса протаивания ММП: глубина направления скважины $h=30м$, продолжительность эксплуатации скважины $\tau=12391,2ч$, радиус скважины $r_{скв}=0,1135м$. Грунт суглинок, плотность сухого мерзлого грунта $\rho_{см}=1830кг/м^3$, суммарная влажность мерзлого грунта $W_c=0,178$, влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной отрицательной температуре незамерзшей воды $W_n=0,079$, теплопроводность талого грунта $\lambda_T=1,45Вт/(м \cdot ^\circ C)$, теплопроводность мерзлого грунта $\lambda_T=1,6Вт/(м \cdot ^\circ C)$, температура начала замерзания грунта $t_{нз}=-0,2^\circ C$, температура начала промерзания-протаивания грунта $t_o=-1,68^\circ C$. Радиус промежуточной колонны $r=0,1135м$, теплопроводность цементного камня $\lambda_{Ц}=1,28Вт/(м \cdot ^\circ C)$, радиус цементного кольца $R_{Ц}=0,202м$.

Для упрощения расчетов в методике [4] рекомендуется величину коэффициента теплоотдачи от жидкости к стенке скважины принимать равной $\alpha_1 = 116Вт / (м^2 \cdot ^\circ C)$, что является весьма приближенным решением.

На разных этапах бурения и эксплуатации скважины величина коэффициента теплоотдачи α_1 может сильно меняться. Учитывая возможный температурный диапазон, в расчете было принято $\alpha_1 = (20 \div 200)Вт / (м^2 \cdot ^\circ C)$.

Радиус протаивания вокруг скважины рассчитывался при температуре прокачиваемых растворов: 4, 6, 8, 10, 15, 20 $^\circ C$.

При определении эквивалентного радиуса протаивания $R_{о экв}$ по методике [4], учитывался теплоизолирующий эффект цементного кольца по формуле (3). Результаты расчета приведены в таблице.

*Результаты расчета радиуса протаивания вокруг скважины № *** с учетом теплоизолирующего эффекта цементного кольца*

$t_c, ^\circ C$	$R_{о экв}, м,$ по методике [4]	$R_o, м,$ по формуле (3)	$\frac{R_{о экв} - R_o}{R_{о экв}} \cdot 100, \%$
4	0,91	0,47	48
6	1,36	0,71	
8	1,7	0,88	
10	2,04	1,06	
15	2,72	1,42	
20	3,18	1,66	

Расчет радиуса протаивания вокруг скважин позволяет более точно определить изменения теплового состояния пород в околоствольном пространстве, геометрические характеристики мерзлой и талой пород в приустьевой зоне, которые должны учитываться при оценке несущей способности основания под наземное оборудование.

Вывод: проведенные расчеты показали, что учет теплоизолирующего эффекта цементного кольца позволяет скорректировать величину радиуса протаивания пород вокруг данной скважины на уровне направления на 48 %, что является весьма существенным уточнением в теплотехнических расчетах.

Библиографический список

1. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов / Закирова Э.А., Гаррис Н.А. // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. № 2. – С. 85-92.

2. Применение термостабилизирующих устройств при строительстве и эксплуатации сооружений магистрального транспорта на вечномерзлых грунтах / Закирова Э.А., Еперов В.А. // Актуальные проблемы науки и техники – 2015: материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых / Министерство образования и науки РФ, ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет". – 2015. – С. 156-158.

3. СТО Газпром 15-2005. Методика прогноза параметров области протаивания и зоны просадок пород в приустьевой зоне добывающих скважин.

4. Инженерная геокриология: справочное пособие / под ред. Ершова Э.Д.; Э. Д. Ершов, Л. Н. Хрусталева, Г. И. Дубиков, С. Ю. Пармузин. – Недра: Москва, 1991. – 439 с.

УДК 622.692.4.07:678.742.2

Зубаиров Т.А., Мастобаев Б.Н.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ

С 1960–1965-х годов полиэтилен зарекомендовал себя как материал, чьи качественные показатели наилучшим образом отвечают потребностям производства труб для распределительных трубопроводов.

Применение полиэтилена для производства газопроводов и трубопроводов водоснабжения привело к коренным изменениям индустрии строительства трубопроводов. Более 90% вновь вводимых в строй

трубопроводных распределительных сетей для газа и воды по всему миру изготовлены из полиэтилена. Поскольку такие основные преимущества использования полиэтиленовых трубопроводов перед металлическими, как долговечность, экономичность, сокращение времени строительства, устойчивость к агрессивным средам, эластичность материала, безопасность всё чаще заставляют делать выбор в пользу полиэтиленовых труб.

Рассмотрим стоимостные характеристики строительства трубопровода из полиэтиленовых и стальных труб на основе сметных расчетов.

Для определения экономического эффекта от использования полиэтиленовой продукции были рассчитаны локальные сметы на работы по замене аварийного трубопровода с использованием полиэтиленовых и стальных труб траншейным способом. На основе полученных результатов была составлена сводная таблица.

Из таблицы видно, что сметная стоимость, включая НДС, замены изношенного канализационного трубопровода протяженностью 1250 п.м, диаметром 200 мм полиэтиленовыми трубами меньше на 723,7 тыс. руб., чем стальными. Экономия на материалах в размере - 358,54 тыс. руб., а на эксплуатации машин - 134,78 тыс. руб.

Сравнительный анализ показателей по замене аварийного участка канализационного трубопровода с использованием стальных и полиэтиленовых труб

Показатель	Ед. измерения	Замена стальными трубами	Замена ПЭ трубами	Экономия (-)
Стоимость работ	тыс. руб.	6614,10	6082,46	-513,64
в том числе:				
материалы	тыс. руб.	6329,45	5970,91	-358,54
эксплуатация машин	тыс. руб.	208,10	73,32	-134,78
фонд оплаты труда	тыс. руб.	76,56	39,24	-37,32
Накладные расходы	тыс. руб.	99,53	51,01	-48,52
Сметная прибыль	тыс. руб.	68,14	34,92	-33,22
Всего сметная стоимость без НДС	тыс. руб.	6781,76	6168,39	-613,37
НДС 18%	тыс. руб.	1220,72	1110,31	-110,41
Всего сметная стоимость с НДС	тыс. руб.	8002,48	7278,71	-723,77
Затраты труда	чел.-час	2089,20	1185,22	-903,98
Удельная трудоемкость - затраты труда на 1 тыс. руб. работ (без НДС)	чел.-час	0,308	0,192	-0,116
Затраты машинного времени	маш.-час	876,33	439,26	-437,07

В работе проведен анализ эффективности применения полиэтиленовых труб для строительства трубопроводов, на основе которого можно сделать следующие выводы:

1. Полиэтиленовые трубы – современные конструкции на основе высокомолекулярных соединений, отличительными свойствами которых при сравнении со стальными и чугунными, являются надежность и долговечность.

2. Экономическая эффективность трубопроводов из полиэтилена во многом зависит от правильности выбора материала, грамотности проектирования, качественного монтажа и технического обслуживания.

УДК 622.692.4.07:620.197.6

Зубаиров Т.А., Хасанов И.И.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ПЛЕНОК ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ НА СУШЕ И В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ

Более 30 лет полиэтиленовые пленки широко применяются в качестве защитных покрытий трубопроводов, укладываемых при самых различных типах грунта и условиях окружающей среды. Первоначально полиэтиленовые защитные покрытия предназначались для изоляции трубопроводов, строящихся на суше.

Отделение «Поликен» компании «Кендел» пришло к выводу о необходимости получения для лабораторных исследований данных, с помощью которых можно было бы измерить и определить напряжения, возникающие при укладке морских трубопроводов. Цель программы работ заключалась в изучении эксплуатационных характеристик заводской полиэтиленовой пленки и эпоксидного порошкового материала, наносимого методом оплавления.

Для получения объективных данных испытаний были использованы 24 секции труб диаметром 305 мм с толщиной стенки 9,5 мм, машина для нанесения всех типов антикоррозионных покрытий и две установки обетонирования труб.

Испытания в морских условиях проводились в Мексиканском заливе на блоке 560 на юге акватории Уэст-Камерон при глубине вод 55 м.

Для укладки трубопровода использовалась баржа «Бар-282» фирмы «Браун энд Рут». Специальная установка на трубоукладочной барже поддерживала растяжение, прилагаемое к трубам, в 245–280 МПа во время их опускания на дно залива. Температура за весь период испытаний составляла в среднем 35 °С.

После того как укладка труб завершилась, сразу же начиналась операция по их подъему на поверхность. Как только секция труб поднималась из воды, из нее вырезали отдельные трубы и доставляли их на баржу.

На каждую трубу заполняли специальную карточку, в которую заносили данные о состоянии бетонного покрытия, положении трещин до укладки и после подъема трубы на поверхность, фиксировали повреждения бетона или антикоррозионного покрытия. С помощью электродефектоскопии удалось установить, что повреждения имеются только на наружном слое обертки, а целиком все защитное покрытие не нарушено.

Испытания труб на суше проводили специалисты отделения «Поликен». Бетонное покрытие разрезали дисковой пилой в точках, соответствующих крайним верхнему и нижнему положениям бетонной облицовки, а затем удаляли ее с помощью лапчатого лома. После этого осматривали пленочное защитное покрытие, вода между многослойной пленкой и наружной оберткой полностью отсутствовала.

Изучение внутренней поверхности снятой с трубы бетонной оболочки, нанесенной поверх полиэтиленовой пленки толщиной 2 мм, показало, что бетонная оболочка очень плотно прилегала к поверхности пленочного покрытия.

Изучение многослойного полиэтиленового покрытия толщиной 2 мм показало, что нет каких-либо повреждений ни в месте изгиба трубы, ни в точках, где размещались приборы или были сколы бетонной оболочки.

В работе проведен анализ применения полиэтиленовых пленок для защиты трубопроводов, на основе которого можно сделать следующие выводы:

1. Многослойная полиэтиленовая пленка толщиной 2 мм надежно противостоит:

- возможным повреждениям при нанесении бетонной утяжеляющей оболочки;

- различным механическим воздействиям, связанным с основными операциями по укладке и подъему трубопроводов, осуществляемыми на трубоукладочной барже.

2. Применение полиэтиленовой пленки для изоляции стыков труб является надежным и эффективным способом защиты соединений трубопровода.

УДК 622.691

Исламов И.М
Ургалинское ЛПУМГ, Россия

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Работа посвящена анализу и внедрению технологии регулирования режима работы компрессорной станции, позволяющей при небольших затратах на модернизацию обвязки, с использованием существующей ЦКИ

компрессорного цеха, обеспечить плавное регулирование производительности по газу.

Большая часть компрессорных станций, обеспечивающих транспорт газа в ПАО «Газпром» использует в качестве приводов центробежных компрессоров газотурбинные двигатели. Современный этап развития газовой промышленности в нашей стране характеризуется требованиями не только повышения надежности и безопасности, но и экономичности транспорта газа в газотранспортных системах ПАО «Газпром».

В настоящее время, в организациях группы Газпром эксплуатируется большое количество компрессорных станций с газоперекачивающими агрегатами (ГПА) 1980-1990-х годов постройки. При этом, агрегаты данного типа имеют ограниченный диапазон регулирования производительности по транспортируемому газу.

Для решения данного вопроса на компрессорной станции КС-2 Ургалинская проработан один из вариантов решения – установка регулирующего клапана в цеховой обвязке.

Результаты внедрения данного решения позволили увеличить диапазон регулирования, уменьшить затраты на топливный газ ГПА и электроэнергию на аппараты воздушного охлаждения газа, распределить равномерно нагрузку на агрегаты.

Библиографический список

1. Мустафин Ф.М., Смаков С.Х., Коновалов Н.И. Машины и оборудование газопроводов // М.: ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 194 с.
2. Мустафин Ф.М., Быков Л.И. и др. Машины и оборудование газонефтепроводов. – М.: ГОФР, 2009. – 576 с.
3. Алиев Р.А., Белоусов В.Д. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 216 с.
4. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 279 с.
5. Аксютин О.Е., Пятибрат А.А. и др. Снижение энергозатрат на охлаждение природного газа в АВО КС // Газовая промышленность. – 2009. – № 2. – С. 74-76.
6. Коршак, А.А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: учеб. пособ. / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 516 с.

Исламов М.К., Рахимов М.Н.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ УДАЛИТЕЛЕЙ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Применение растворителей для удаления АСПО (удалителей) является одним из наиболее известных и распространенных направлений борьбы с подобным осложнением. Несмотря на значительный объем теоретических и практических разработок по удалению АСПО, в промышленных условиях не всегда удается достичь положительных результатов. Большинство применяемых удалителей, основанных на растворении АСПО, малоэффективно для сложных типов отложений. В этих условиях наиболее результативны удалители, обладающие разрыхляющим и диспергирующим действием. Поэтому разработка эффективных удалителей АСПО, обладающих высокой растворяющей и диспергирующей способностью, является одной из актуальных задач особенно для нефтедобывающей отрасли.

В результате исследований, нами установлена возможность повышения диспергирующей способности удалителей АСПО сложного состава путем введения в их состав α -олефинов: с увеличением числа атомов углерода диспергирующая способность олефинов падает.

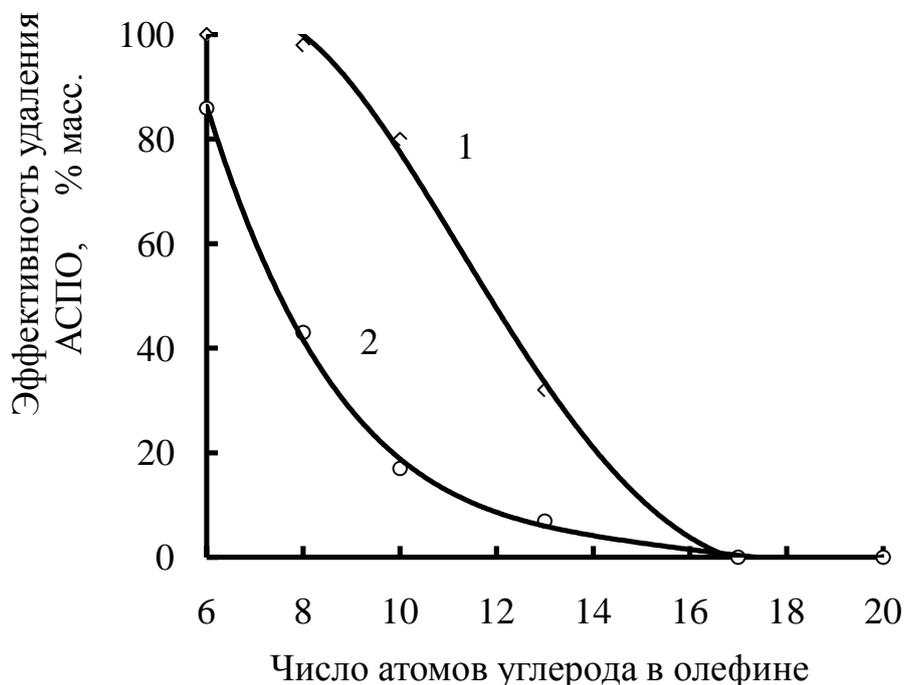
Растворяющую и диспергирующую способность растворителей определяли путем взвешивания остатка навески АСПО, находящейся в среде растворителя строго определенное время при постоянной температуре в статических условиях.

Диспергирующая активность α -олефинов объясняется высоким сродством к полярным частицам АСПО, обусловленным наличием двойной связи в их молекулах, а также легкостью диффузии в структуру АСПО и, во-вторых, вследствие особенностей пространственной структуры их молекул, они легко диффундируют в структуру АСПО, диспергируя их на мелкие частицы.

Получены зависимости эффективности удаления АСПО от числа атомов углерода в молекуле олефина для основных типов АСПО. Наглядная графическая зависимость эффективности удаления АСПО от числа атомов углерода в молекуле α -олефина для типичных отложений асфальтенового (Кушкульское месторождение, скважина 727) и парафинового (Татышлинское месторождение, скважина 4434) типов представлена на рисунке. Из рисунка видно, что с возрастанием числа атомов углерода в олефине эффективность удаления АСПО резко падает.

Из рисунка также следует, что фракции олефинов более эффективны для отложений асфальтенового типа, чем для отложений парафинового типа. К

отложениям данного типа высокую эффективность проявляет и н-гексан. Среди исследованных отложений асфальтенового типа лишь для АСПО Кушкульского месторождения (скважина 283) он существенно уступает гексеновой фракции (75 % против 100).



Зависимость эффективности удаления АСПО от числа атомов углерода в молекуле α -олефинов:

- 1 – АСПО Кушкульского месторождения, скважина 727;*
- 2 – АСПО Татышлинского месторождения, скважина 4434*

Результаты исследований также показали, что по отношению к отложениям и парафинового типа эффективность гексеновой фракции по сравнению с н-гексаном значительно выше. Например, эффективность гексеновой фракции по отношению к отложению Уршакского месторождения (скважина 239) почти в четыре раза выше, чем у н-гексана, а по отношению к АСПО других месторождений - более чем в два раза. В то же время по отношению к твердому парафину гексеновая фракция и н-гексан проявляют практически одинаковую эффективность.

Таким образом, с целью разработки эффективных удалителей по отношению к сложным отложениям АСПО предлагается повысить диспергирующие способности существующих растворителей путем введения в их состав линейных α -олефинов.

Библиографический список

1. Исламов Т.Ф., Исламов М.К., Рахимов М.Н. Разработка эффективных растворителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений // Материалы 55-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: УГНТУ, 2004. – С. 443.

2. Патент РФ 2261887. Состав для удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений / Исламов М.К., Рахимов М.Н., Габитов Г.Х. и др. – Оpubл. в Б.И., 2004.

УДК 622.692

Каримов Р.М., Бахтизин Р.Н., Мастобаев Б.Н.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПРИМЕНЕНИЕ ЗАДАЧИ О МАКСИМАЛЬНОМ ПОТОКЕ МИНИМАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУЗОПОТОКОВ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Модели принятия решений, в которых ищется экстремум (максимум или минимум) некоторой функции от переменных принятия решений при ряде заданных ограничений часто называют также оптимизационными моделями (задачами). Под ограничениями понимают те условия, которые препятствуют получению максимального (минимального) значения целевой функции, т. е. не позволяют, сократить затраты на транспортировку нефти ниже определенного уровня или достигнуть бесконечно большого объема перекачки в системе.

Наиболее удобным и распространенным математическим инструментом при моделировании и решении оптимизационных задач является линейное программирование – специальный класс оптимизационных задач, в котором все отношения между переменными выражаются линейными функциями, а переменные принимают действительные значения. Преимущество этого класса в том, что уже разработаны универсальные алгоритмы для решения таких задач большой размерности, скорость решения достигается за счет использования ЭВМ. Основопологающей в области моделирования нефтепроводов принято считать работу Джефферсона Дж. Г., где при разработке моделей системы использовались теоретические закономерности, описывающие движение потока в круглой трубе, аналогично течению тока по законам Кирхгофа.

Наиболее подходящий способ для нахождения оптимальных параметров загрузки системы магистральных нефтепроводов, представляющую собой не что иное, как потоки в сетях, является использование ориентированных графов, постановка задача в общем виде формулируется следующим образом.

Задана сеть – ориентированный граф с множеством вершин V , в которых могут размещаться поставщики или производители некоторого продукта, множеством дуг A и двумя специальными вершинами: источником и стоком.

Дуга $(i; j)$ означает, что из вершины i в вершину j может осуществляться поставка некоторой продукции. Каждая дуга имеет неотрицательный вес u_{ij} , соответствующий некоей пропускной способности этой дуги. Известны c_{ij} – удельные стоимости транспортировки продукции вдоль дуги $(i; j)$. Каждая вершина i имеет вес b_i .

В зависимости от знака величины b_i вес вершины может означать:

- спрос на продукцию в этой вершине (или сколько продукции должно быть доставлено в вершину i), если $b_i < 0$;
- предложение по объемам продукции в этой вершине (или сколько продукции можно вывести из вершины i), если $b_i > 0$;
- транзитная промежуточная вершина (продукция не остается и не забирается из вершины i), если $b_i = 0$.

Предполагается, что $\sum_{i \in V} b_i = 0$.

Задача заключается в том, чтобы доставить в каждую вершину нужное количество продукции из вершин, в которых она находится, с минимальными затратами, не нарушая пропускных возможностей дуг.

Введем неотрицательные переменные x_{ij} – величина потока (объем продукции), пропускаемого по дуге $(i; j)$.

Целевая функция – минимальные суммарные затраты на перекачку внутри сети:

$$\min \sum_{(i,j) \in A} c_{ij} \cdot x_{ij}, \quad (1)$$

При ограничениях на пропускные способности для каждой дуги:

$$x_{ij} \leq u_{ij}; (i, j) \in A, \quad (2)$$

Для каждой вершины i должно выполняться условие баланса между всеми потоками, входящим в эту вершину, потоками, выходящим из нее, и количеством продукции, доставляемой или вывозимой из этой вершины:

$$\sum_{j \in V} x_{ij} - \sum_{j \in V} x_{ji} = b_i, i \in V. \quad (3)$$

А также ограничения назначения переменных:

$$x_{ij} \geq 0; (i, j) \in A. \quad (4)$$

Полученная модель (1) – (4) соответствует задаче о потоке минимальной стоимости. В отсутствии фиксированных значений по объемам поставки и потребления продукции решается задача максимального потока X через существующую сеть в зависимости от пропускной способности ее дуг:

$$\max \sum_{(i,j) \in A} x_{ij}. \quad (5)$$

В некоторых задачах за осуществление перевозок, кроме удельных затрат, взимаются затраты, которые не зависят от объемов перевозок. Пусть h_{ij} – плата за использование дуги $(i; j)$. В этом случае также необходимо введение дополнительных булевых переменных.

Переменная называется булевой в честь английского математика Дж. Буля, если она принимает одно из двух значений 0 или 1. Иногда некоторые условия задачи легко и естественным образом могут быть выражены с помощью нелинейных функций. В этом случае для линеаризации приходится вводить дополнительные переменные, значения которых полностью определяются исходными переменными принятия

решений; выписывать с помощью линейных функций ограничения, связывающие дополнительные переменные с исходными следующим образом:

$$y_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{если по дуге } (i, j) \text{ выполняются перевозки,} \\ 0 & \text{– в противном случае.} \end{cases}$$

Целевая функция изменится, в ней появятся дополнительные слагаемые:

$$\min \sum_{(i,j) \in A} (c_{ij} \cdot x_{ij} + h_{ij} \cdot y_{ij}). \quad (6)$$

Переменные x_{ij} и y_{ij} связаны следующим образом:

$$\text{если } y_{ij} = 0, \text{ то } x_{ij} = 0, \text{ причем } 0 \leq x_{ij} \leq u_{ij}.$$

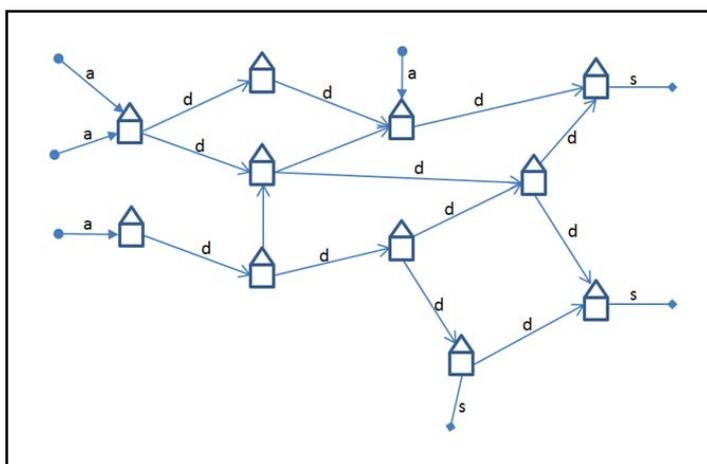
Согласно следствию из первого правила теории логических импликаций (логическая связка некоторого условия и следствия из него, выражаемая союзами «если..., то...») эта зависимость моделируется следующим образом:

$$x_{ij} \leq u_{ij} \cdot y_{ij}; (i, j) \in A. (7)$$

Модель (3)–(7) с $y_{ij} \in \{0; 1\}$, для всех $(i; j) \in A$, является моделью смешанного целочисленного программирования и соответствует задаче о потоке с фиксированными затратами.

Подобные задачи о потоках в сетях уже успешно применяются при моделировании систем подачи воды или отопления, и могут быть также использованы для оптимизации загрузки нефтепроводов. Этот класс задач обладает важным свойством: если все веса b_i и пропускные способности u_{ij} являются целыми числами, то оптимальное решение также целочисленное.

Приведем один из возможных примеров постановки задачи оптимизации (рисунок) для повышения энергоэффективности работы системы магистральных нефтепроводов. Рассматривается нефтетранспортная сеть V следующего вида:



Ориентированный граф для сети магистральных нефтепроводов

Пусть $V = \{A, S, D, R\}$ – множество вероятных потребителей, поставщиков, нефтепроводов и резервуарных парков нефтеперекачивающих станций:

где A – множество объектов поставки нефти;

S – множество объектов сдачи нефти;

D – множество направлений перекачки;

R – множество резервуарных парков.

Дан период времени планирования $T=(t_1, t_2, \dots, t_n)$, где t_i – период времени, на котором нефтетранспортная сеть остается неизменной (состав объектов сети и их параметры не изменяются). При долгосрочном планировании используются прогнозируемые объемы сдачи по заявкам грузоотправителей.

Каждый объект приема нефти (поставщик) характеризуется графиком планируемой поставки $F(a_j)=(va_1, va_2, \dots, va_n)$, где va_i – суммарный объем нефти, поступающий по данной дуге за период времени t_i .

Каждый объект сдачи (потребитель) нефти характеризуется графиком сдачи $F(s_j)=(vs_1, vs_2, \dots, vs_n)$, где vs_i – суммарный объем нефти, доставляемый по данной дуге за период времени t_i .

Каждый резервуарный парк (РП) r_j характеризуется ограничениями на наличие объемов нефти в РП – $V_{j(\min)}, V_{j(\max)}$. Наличие объемов нефти V_j на конец любого периода t_i в РП должно отвечать условию: $V_{j(\min)} \leq V_j \leq V_{j(\max)}$.

Для решения рассматриваемой задачи потребуется последовательное выполнение следующих видов работ:

- разработка математической модели транспортной задачи оптимального распределения потоков по направлениям и методов ее решения;

- оптимизация распределения потоков по направлениям перекачки, при выполнении ограничений в РП, условий поставки/сдачи нефти;

- создание экспериментальной задачи для отладки и исследования результатов решения.

- исследование необходимого интерфейса для диалога программы с пользователем, состава и структуры выходных форм задач.

- подготовка для исследований задач с другими критериями, для исследований детальности представления различных этапов задачи и т.п.

Критерием оптимизации сети является минимизация энергозатрат на перекачку за весь период времени T . При этом для каждого направления перекачки d_j (эксплуатационного участка) задается набор режимов работы нефтепровода $G(d_j)=\{(Q_1, N_1), (Q_2, N_2), \dots, (Q_f, N_f), \dots, (Q_k, N_k)\}$, из допустимых, отвечающих требованиям надежности и безопасности (с учетом ограничений по давлению на входе и выходе станций, наличия лимитирующих участков), где Q_f – объем перекачки в единицу времени по данному направлению (или определенному режиму работы участка), N_f – затраты электроэнергии на перекачку этого объема Q_f по данному направлению (или режиму участка).

Библиографический список

1. Велиев М.М. Некоторые задачи оптимизации распределения грузопотоков по сети магистральных нефтепроводов: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Велиев Мубариз Мустафа оглы; Институт проблем транспорта энергоресурсов. – Уфа, 2001. – 166 с.

2. Веремеенко С.А., Миронов С.П. Оптимальное планирование грузопотоков нефти для разветвленной сети магистральных нефтепроводов // Нефтяная промышленность. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – № 5. – С. 4–5.

3. Fulkerson D.R. The out-of-kilter Method for Minimal Cost Flow Problems // Journal of Applied Mathematics. – March 1961. – № 9.

4. Jefferson J.I. Shell Pipeline Call it Dynamic Programming it's Proving Effective ASA Means of Optymising Power on Crude oil Pipelines // Oil & Gas J. –1961. – May, 9. – Vol.59, № 19. – P. 102-107.

УДК 622.692

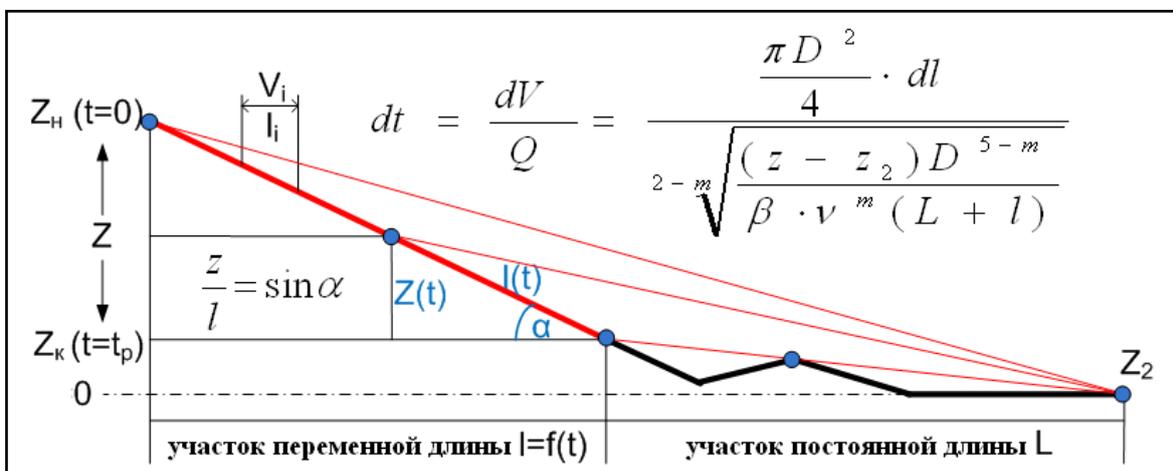
Каримов Р.М., Галямов В.М.
АО «Транснефть – Урал», г. Уфа, Россия

РАСЧЕТНЫЙ АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ САМОТЕЧНОГО ОПОРОЖНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА

В предыдущих работах были получены зависимости(1-2) для расчета времени самотечного истечения нефти и нефтепродуктов при опорожнении участков ЛЧ МН и МНПП, основанные на применении интегральной модели изменения расхода в зависимости от непрерывно меняющегося уровня зеркала в освобождаемом участке [1, 2].

$$t_p = \int_l^0 \frac{\frac{\pi D^2}{4} \cdot dl}{\sqrt[2-m]{\frac{(l \cdot \sin \alpha - z_2) D^{5-m}}{\beta \cdot v^m (L+l)}}}; \quad (1)$$

$$t_p = \int_{z_H}^{z_K} \frac{\frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{dz}{\sin \alpha}}{\sqrt[2-m]{\frac{(z - z_2) D^{5-m}}{\beta \cdot v^m (L + \frac{z}{\sin \alpha})}}}. \quad (2)$$



Расчетная схема самотечного опорожнения участка линейной части

При проведении ремонтных работ на сильно пересеченной местности с высокими гидростатическими уровнями процесс самотечного истечения будет сопровождаться сменой режимов по мере освобождения участка, а определение времени опорожнения сводится к нахождению граничных значений и суммы продолжительностей истечения при всех имеющих место режимах течения:

$$t_p = \sum t_j = t_{ЛДМ} + t_{ГТТ} + t_{СМТ} + t_{КВТ}. \quad (3)$$

Решение данной задачи сводится к нахождению определенного интеграла в пределах изменения высотных отметок переменного участка от Z_n до Z_k . В случае когда возможны несколько режимов истечения нефти, расчетное время опорожнения участка равняется сумме интегралов соответствующих режимов истечения жидкости по мере освобождения участка. Определение количества режимов течения в уже найденных ранее границах изменения расхода откачки Q_{max} и Q_{min} в соответствии с алгоритмами, изложенными в [1]. В общем случае, как видно из (3) теоретически возможны четыре режима течения.

В работе приведены расчетная схема и алгоритм автоматизации расчета граничных значений и времени опорожнения трубопровода при самотечном истечении с учетом продолжительности каждого возможного режима течения в процессе падения уровня зеркала жидкости в освобождаемом участке. После ввода исходных данных алгоритм позволяет точно рассчитать граничные и критические значения расхода откачки с помощью цикла проверки условий, заключающийся в сопоставлении максимального и минимального значений расходов истечения в крайних верхней и нижней точке профиля с граничными критическими значениями, на которых происходит смена режимов течения.

Использование изложенных в данной работе подходов и предложенных алгоритмов позволит повысить точность расчетов и автоматизировать процесс определения времени опорожнения емкостей и трубопроводов при самотечном истечении. Применимость интегральной модели истечения для расчета времени откачки нефти и нефтепродуктов с использованием насосов НПС и ПНУ, будет рассмотрена в последующих работах.

Библиографический список

1. Каримов Р.М., Галямов В.М., Мастобаев Б.Н. Исследование процессов истечения нефти при опорожении трубопровода для ремонтных работ. Интегральная модель расчета времени опорожнения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2015. – №4. – С. 9-11.
2. Каримов Р.М., Галямов В.М., Мастобаев Б.Н. Исследование процессов истечения нефти при опорожении трубопровода для ремонтных работ. Интегральная модель расчета времени опорожнения // Актуальные проблемы науки и техники: материалы VIII Международной научно-практической конф. молодых ученых: в 3 т. /редкол.: Исмаков Р. А. и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015.

Каримов Р.М., Денисов Е.Ф., Макаренко О.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ОТ АСФАЛЬТО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Результаты многочисленных исследований [3], проведенных в научно-исследовательских институтах и центрах страны, неоднократно подтверждали целесообразность периодической промывки полости трубопроводов моющими веществами, ПАВ и растворителями в тех случаях, когда отложения в трубах представляют собой трудноудаляемый плотный слой, имеются ограничения или же отсутствует возможность использование механических средств. Таким примером являются задачи по очистке линий технологических трубопроводов и поточного оборудования НПС, где врезка временных камер пуска-приема СОД приведет к значительному увеличению стоимости работ.

В связи с тем, что трубопроводы и резервуары НПС не всегда могут быть очищены от основной массы АСПО физико-механическими методами (прогрев горячей нефтью, пропуск поролоновых поршней и полиуретановых шаров, пропарка полости острым паром через вантузы), вполне удовлетворительные результаты могут быть достигнуты только за счет совместного использования регенерируемых моющих средств, химии и органических углеводородных растворителей с высокой скоростью диффузии и растворяющей способностью.

Существующие на сегодняшний день в ПАО «Транснефть» методы [1] и недавний опыт Компании по переводу нефтепроводов на перекачку дизельного топлива с использованием углеводородных растворителей [2], показали, что в связи с отсутствием теоретически обоснованной методологии подбора реагента, базирующейся на использовании расчетных и экспериментальных методов, все еще не решены задачи по выбору лучшего типа химреагента, его минимального объема и прогнозирования продолжительности промывки, что необходимо для планирования временных и материальных затрат при производстве подобных работ. Более того на данный момент отсутствует методика оценки прогнозного количества АСПО в трубопроводах, подлежащих очистке, в связи с чем расчет минимальных потребных объемов растворителя произвести также невозможно.

Необходимо также отметить, что использование только углеводородных растворителей не обеспечивает очистки внутренней полости трубопроводов от неорганических соединений (мехпримеси, продукты эрозии и коррозии). Вопрос влияния воды на моющие свойства углеводородных растворителей,

часто образующейся при подготовке трубопроводов к зачистке после ПАВ или промывки водой (пропарки паром), также требует изучения. Как уже показала практика содержание неэмульгированной воды до определенных объемов не снижает эффективности промывки в динамическом режиме, более того в случае отсутствия достаточных объемов растворителя для напрессовки участков и создания развитого турбулентного режима вода может быть использована в качестве балласта (особенно при больших диаметрах), для тех случаях когда исходя из растворяющей способности не требуемый объем реагента в разы меньше внутреннего объема зачищаемого участка. Однако существует риск возникновения аварийных ситуаций из-за возможного замораживания участков во время их длительного простоя в условиях отрицательных температур.. Для исключения данного риска в осенне-зимний периоды могут использоваться водные растворы солей с добавлением различных ингибиторов, аналогичные растворам, используемым для пассивации [3].

Широкое применение химреагентов, в большинстве своем являющихся побочными продуктами синтеза отечественных нефтехимических предприятий и перерабатывающей отрасли, хорошо вписывается в рамки объявленных приоритетными для предприятий ТЭК программ импортозамещения, повышения экологичности и энергоэффективности производств, однако их использование, как показал опыт, требует проведения тщательных лабораторных исследований при подборе реагента, в условиях, максимально приближенных к реальным, имеющим место на объектах. Так сокращение потребного объема растворителя в два раза при его рыночной стоимости 80-90 тыс. руб. за 100 л позволило бы сократить стоимость работ на 600-700 тыс. руб., при этом требуемое качество очистки участков достигается за счет высокой растворяющей способности. Еще одним важным параметром при выборе реагента является скорость диффузии, определяющая требуемую продолжительность контакта растворителя со слоем АСПО, роль которой возрастает при увеличении диаметра трубопровода, а также в тех случаях, когда необходимо провести очистку в кратчайшие сроки.

Применение химических реагентов для очистки линейной части МН и технологических трубопроводов НПС, несмотря на большую предысторию метода [3], как на отечественных предприятиях, так и за рубежом, представляет собой большой научно-практический интерес. Учитывая безусловные явные преимущества от использования химических методов, все еще не решенными остаются ряд вопросов, связанных с выбором подходящей технологии, типа и марки реагента, необходимости в проведении подготовительных (механические и физические методы) и дополнительных работ (пассивация и консервация), и самое главное – методов расчета технологических параметров промывки с учетом потребного количества реагента и минимальной продолжительности.

Библиографический список

1. Типовая инструкция ОАО «АК «Транснефть» по подготовке нефтепровода для транспортировки светлых нефтепродуктов от 31.10.2014.
2. Ревель-Муроз П.А. и др. Перевод на транспортировку дизельного топлива нефтепровода и оборудования, применяемого на объектах ОАО «АК «Транснефть» / Ревель-Муроз П.А., Поляков А.А, Тимофеев Ф.В., Фридлянд Я.М., Замалаев С.Н. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №2 [18]. – С.16-20.
3. Лисин Ю.В. и др. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Лисин Ю.В., Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсум-заде Э.М. – СПб.: Недра, 2012. – 360 с.

УДК 665.7.035.6

Каримова Г.И., Байкова Л.Р.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

МЕТОДЫ И ФОРМУЛЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СМЕСИ НЕФТЕЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

Необходимым условием решения задач проектирования и эксплуатации магистральных нефтепроводов является проведение корректных гидравлических расчетов, погрешность результатов которых во многом определяются погрешностью задания исходных данных. Наиболее важным, и при всем этом, наиболее нестабильным из них, являются такое свойство нефти, как вязкость [1].

Из практики эксплуатации известно, что по сети магистральных нефтепроводов осуществляется транспорт смеси нефтей с различных месторождений, следствием чего является колебание свойств нефти на эксплуатационных участках. Известно, что плотность достоверно определяется по правилу аддитивности, с вязкостью же все обстоит сложнее. Поэтому актуальной и принципиально важной становится задача определения вязкости смеси нефтей как наиболее нестабильного, но заметно влияющего на результаты гидравлических расчетов нефтепроводов параметра [2]. Рассмотрению существующих методик определения вязкости смесей, их анализу, сравнению, разработке зависимостей учитывающих несколько факторов, с целью уменьшения погрешностей гидравлических расчетов посвящена данная работа.

Существует множество методов и формул определения вязкости смесей жидкостей: метод Кендалла-Монроэ, метод Аррениуса, метод Лима, метод Шукла-Бхатнагара, метод Лобе, формула Ш.Н. Ахатова, Л.С. Абрамзона,

Р.Г. Исхакова, П.И. Тугунова и др. [3]. Сравнение наиболее распространенных из них на основе экспериментальных данных для двух нефтей из разных месторождений со значительно отличающимися физическими свойствами и их смеси показало, удовлетворительное описание результатов измерений лишь в смесях с повышенным содержанием легкой нефти (рис. 1).

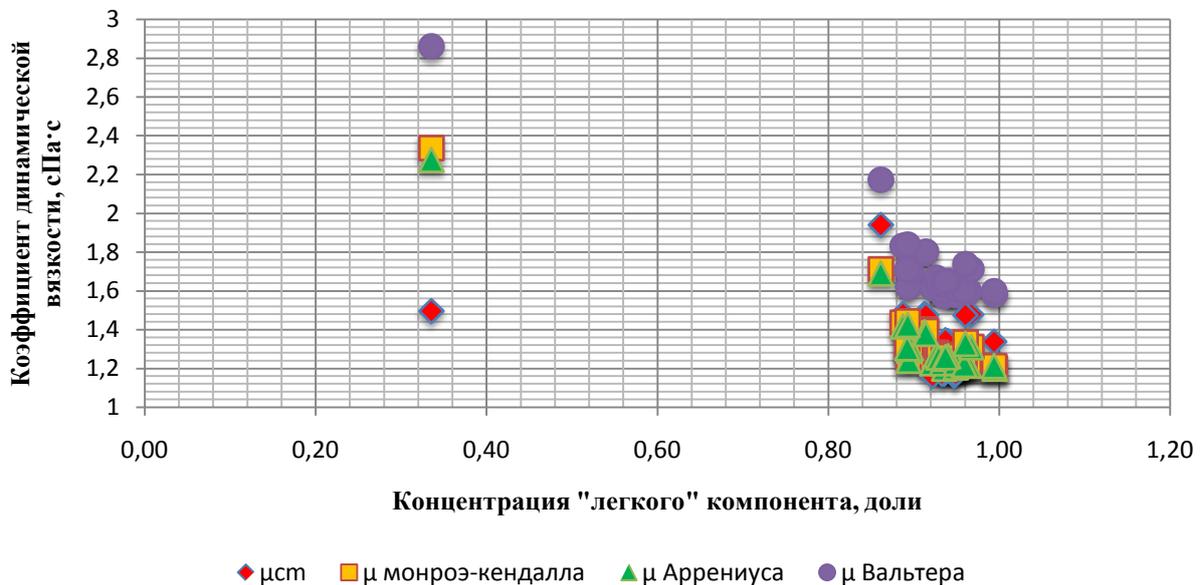


Рис. 1. Сравнение фактического коэффициента динамической вязкости смеси с полученным по формулам: Монроэ-Кендалла, Аррениуса, Вальтера

При этом относительная погрешность результатов гидравлических расчетов колебалась от 5 до 80 процентов с увеличением концентрации более вязкой и сернистой нефти.

Столь значительное отклонение результатов расчетов от реальных значений можно объяснить тем, что конечная вязкость смеси зависит не только от вязкости исходных компонентов, но и от других физико-химических свойств смешиваемых нефтей. Таким образом, вязкость смеси должна рассматриваться как многофакторный параметр.

В результате выполнения множественного корреляционно-регрессионного анализа на основе экспериментальных данных для двух нефтей из разных месторождений со значительно отличающимися физическими свойствами и их смеси, получено следующее линейное уравнение регрессии для вязкости смеси нефтей:

$$Y = -133,9 + 1,514x_1 + 0,1657 x_3 - 0,009554 x_5 - 0,3965 x_{10} - 0,1837 x_{16}, \quad (1)$$

- где Y – кинематическая вязкость смеси, $\text{мм}^2/\text{с}$,
- X_1 – кинематическая вязкость 1-го компонента, $\text{мм}^2/\text{с}$,
- X_3 – плотность 1-го компонента, $\text{кг}/\text{м}^3$,
- X_5 – плотность смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$,
- X_{10} – массовая доля сероводорода в 1 –м компоненте, %
- X_{16} – температура эксплуатации 1-го компонента.

В рассматриваемом примере концентрация 1-го – «легкого» компонента в несколько раз превышает концентрацию 2-го, то есть 1-я жидкость выступает в роли растворителя.

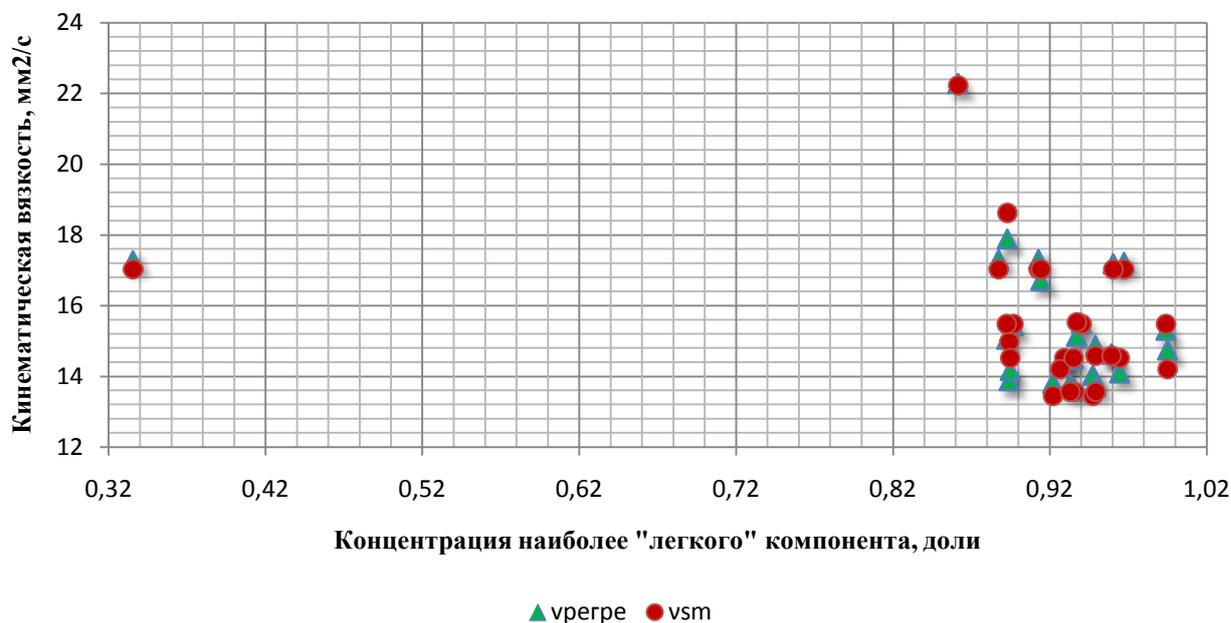


Рис. 2. Сравнение фактической вязкости смеси с полученной по уравнению регрессии

Из рис. 2 видно, что формула остается достаточно точной даже при концентрациях более легкого компонента заметно меньших 50%.

Величина погрешности полученной формулы равна величине погрешности приборов измеряющих вязкость (для ротационных вискозиметров $\approx 2\%$).

Анализ формулы показывает, что вязкость реальной жидкости – действительно является многофакторным параметром, и для ее вычисления знания только вязкости и концентраций исходных компонентов недостаточно.

Вязкость зависит не только от температуры и давления, но и от свойств молекул, из которых состоит жидкость. Такими свойствами могут быть объем, форма, масса, дипольный момент и поляризуемость молекул и др. [3].

При сравнении зависимости вязкости жидкости от фактора формы молекул установлено, что у соединений с боковыми цепями значения вязкости при температуре 25 °C на 10-20% выше, чем у соединений с неразветвленными цепями (алканы) [4, 5].

Значительное содержание сероорганических соединений в нефтях, также повышает вязкость их смеси [5,6].

Помимо фактора формы на вязкость смеси немалое влияние оказывает фактор размера. Размеры молекул веществ, входящих в состав нефти, весьма разнообразны и варьируются в широких пределах, например $d_{H_2S}=0,324\text{нм}$, $d_{C_5H_{12}}=0,578\text{нм}$ [3,5].

В результате этого плоскость скольжения, по которому происходит сдвиг жидкости (из молекулярной теории вязкости), оказывается вовсе не плоской [6].

Тем, что в результате расчетов, вязкость смеси оказалась параметром многофакторным и объясняется столь значительное расхождение с эмпирическими значениями значений фактических, а значит заведомо неточное определение исходных данных для проведения гидравлических расчетов.

В результате анализа существующих методик определения вязкости смеси нескольких компонентов, и выполнения множественного корреляционно-регрессионного анализа получены следующие выводы:

1. Вязкость смеси нефтей является многофакторной функцией, а значит эмпирические формулы, представленные в рассмотренных методиках, не могут быть рекомендованы к практическому применению для проведения гидравлических расчетов нефтепроводов, транспортирующих нефти различных физических свойств.

2. Полученное уравнение регрессии имеет более обширную область применения, а также может быть рекомендовано для определения вязкости при проведении гидравлических расчетов, так как погрешность этого уравнения при преимущественном содержании в смеси более «тяжелого» компонента ниже, чем у рассмотренных методик.

Библиографический список

1. Ресурсо- и энергосберегающие технологии при транспорте углеводородов: учеб. пособие. Ч. 1 / Н. А. Гаррис. – Уфа : Монография, 2014. – 256 с.

2. Бретшнайдер Ст. Свойства газов и жидкостей / пер. П.Г. Романкова. – Л.: Химия, Ленингр. отд-е, 1966. – 536 с.

3. Рид Р.Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: справ. пособ. / пер. с англ. Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с., ил.

4. Влияние структурирующих компонентов на вязкость нефтей / Н. А. Аббакумова [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 1. – С. 3-6.

5. Курс лекций по дисциплине «Химия нефти и газа» / О.Ф. Булатова и др.; под общ. ред. С.С. Злотского и Л.Н.Зориной. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – 54 с.

6. Реологические свойства жидкостей: учебно-метод. пособие / УГНТУ, Каф. ГиГМ; сост.: Л. П. Новоселова, Л. Р. Байкова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 20 с.

Колчин А.В., Коробков Г.Е.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

МЕТОДЫ СОКРАЩЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ МЕТАНОЛА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К ТРАНСПОРТУ

Во многих газодобывающих странах имеются большие запасы природных газов, находящиеся в труднодоступных районах, удаленных от мест потребления и районах со сложным климатом, где отсутствуют крупные города и развитая промышленная инфраструктура.

Обеспечение России природным газом и развитие газовой промышленности России в ближайшем будущем связано с освоением отдаленных, труднодоступных месторождений, расположенных в недрах арктических морей и районах континентального шельфа. Освоение этих месторождений невозможно без разработки коммерчески привлекательной схемы транспортирования извлекаемого углеводородного сырья потребителям СНГ и Западной Европы. Одним из наиболее перспективных решений поставленной задачи на данный момент является проектирование и модернизация установок комплексной подготовки газа и газового конденсата непосредственно на промыслах с получением товарной продукции заданного качества (газа, стабильного конденсата, ШФЛУ и т.д.). Основной дорогостоящий реагент для обеспечения поставленных задач является ингибитор гидратообразования – метанол. Несмотря на относительно низкую стоимость, его количество необходимое в технологическом процессе велико, что увеличивает операционную стоимость процесса.

Второй основной задачей, стоящей перед нефтегазовой промышленностью является переход на европейское качество российских нефтепродуктов путем введения в стране европейских требований к экологическим параметрам. С введением технического регламента в России также возросли требования к экологической безопасности выпускаемых нефтепродуктов. Таким образом, в современных условиях для любого предприятия для оперативного управления процессами подготовки газа и газового конденсата первоочередной задачей ставится повышение эффективности технологий подготовки углеводородного сырья.

Технологию извлечения метанола активно разрабатывали в России и за рубежом. Среди основных методов можно выделить наиболее распространённые:

- 1) рецркуляция технологических потоков обогащенных метанолом;
- 2) впрыск воды в ректификационную колонну стабилизации для растворения в ней метанола и последующего разделения углеводородной и водной фаз в модернизированной рефлюксной емкости;

- 3) адсорбционная очистка от метанола;
- 4) применение других ингибиторов гидратообразования на промыслах.

Разработанные технологии основаны на методах ступенчатой сепарации с использованием элементов многократной конденсации для обеспечения подготовки газа к нормативным требованиям. Для сокращения потребления метанола при обеспечении безгидратного режима эксплуатации стадий фракционирования и низкотемпературной сепарации применяются оптимизированные вводы ингибитора и рециклы с последующей отдувкой метанола из водометанольных растворов, выводимых с установки.

Дополнительно были разработаны технологические схемы, позволяющие полностью исключить потребление ингибитора гидратообразования при незначительном росте капитальных затрат на 5%.

В работе рассмотрены технические аспекты развития технологий оптимизации потребления метанола на промысловых установках подготовки природного газа и газового конденсата в России и за рубежом. Значительное внимание уделено развитию технологий извлечения метанола из товарной продукции.

Расчеты проводились в программном комплексе HYSYS.

Показано, что разработанные мероприятия по снижению потребления метанола позволяют снизить общий расход необходимого ингибитора до значений порядка 41...72 % масс. при сохранении требуемого качества подготовки газа, что сокращает эксплуатационные расходы в среднем до 10 %, тем самым повышая доходность разработки месторождения в целом. В отдельных случаях показана возможность перехода установок подготовки газа на безметанольную работу.

Библиографический список

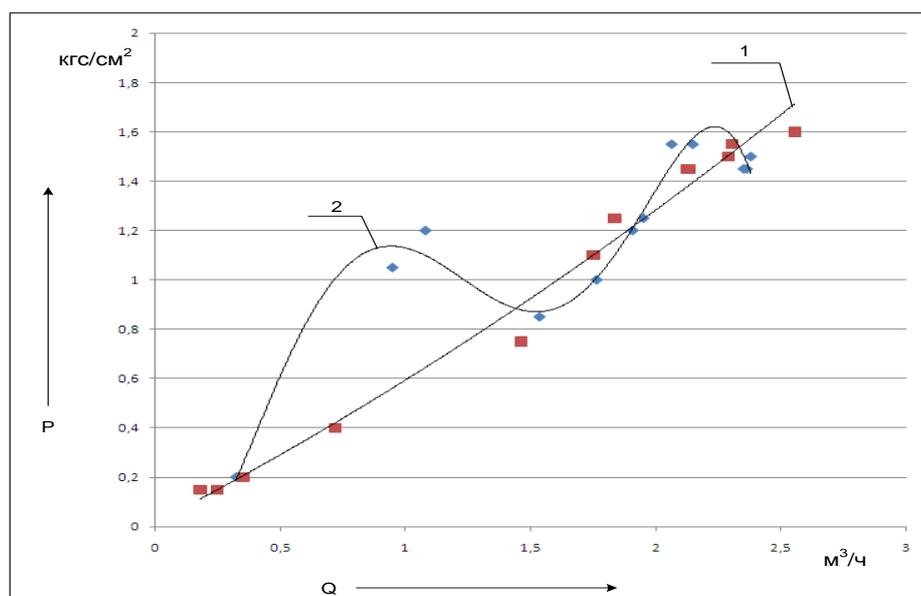
1. Carroll, John. Natural Gas Hydrates. A Guide for Engineers. Second edition / John Carroll – USA: Gulf Professional Publishing, 2009, 288 p.
2. B.C. Gbaruko et al. / Journal of Petroleum Science and Engineering 56 (2007), 192–198
3. Z. Huo et al. / Chemical Engineering Science 56 (2001), 4979–4991
4. A. Kamari et al. / Journal of Loss Prevention in the Process Industries 33 (2015) 222-231
5. N. Daraboina et al. / 108 (2013) 749–757
6. A. Bahadori / Nafta 62 (2011) 213-223.
7. A. Bahadori et al. / Journal of Loss Prevention in the Process Industries 23 (2010) 379-384.
8. A. Bahadori, H.B. Vuthaluru / Journal of Loss Prevention in the Process Industries 23 (2010), 379-384
9. A. Bahadori / Petroleum Science & Technology 27 (2009), 943-951.

Коноплёв Н.Г., Коробков Г.Е.
 Уфимский государственный нефтяной
 технический университет, г. Уфа, Россия

О НОВОМ ВЗГЛЯДЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ СУЩНОСТЬ ПОТОКА ЖИДКОСТИ

Классическая модель движения жидкости, с практической точки зрения, позволяет достаточно точно определять потери напора жидкости на трение по длине трубопровода круглого сечения.

В результате проведенных нами серий опытных работ по определению влияния вихревого устройства на систему насос-трубопровод были обнаружены эффекты, которые стандартная теория течения жидкости в трубопроводе круглого сечения не описывает (рис. 1). Зависимость потери давления на трение по длине трубопровода с вихревым устройством не подчинялась стандартной общепринятой математической модели расчёта.



1 - гидравлическая характеристика трубопровода без вихревого устройства; 2 - гидравлическая характеристика трубопровода с вихревым устройством

Рис.1. Гидравлические характеристики трубопровода

В начале XX века немецкий физик В. Шаубергер, изучая движение воды, выдвинул гипотезу о вращательном движении жидкости. Он так же утверждал, что в трубопроводах, имеющих вихревую структуру и выполненных из меди, гидравлическое сопротивление значительно ниже, чем в обычных трубопроводах круглого сечения выполненных из стали или стекла. В 1955 году его утверждения были проверены профессором Ф. Поппелом из Штудгардского технологического университета и были

полностью подтверждены. Гидравлическая характеристика медного геликоидального трубопровода имеющего вид логарифмической спирали носила периодический волнообразный характер. На определённых режимах работы трубопровод сам подсасывал воду из бака (рис. 2) [1].

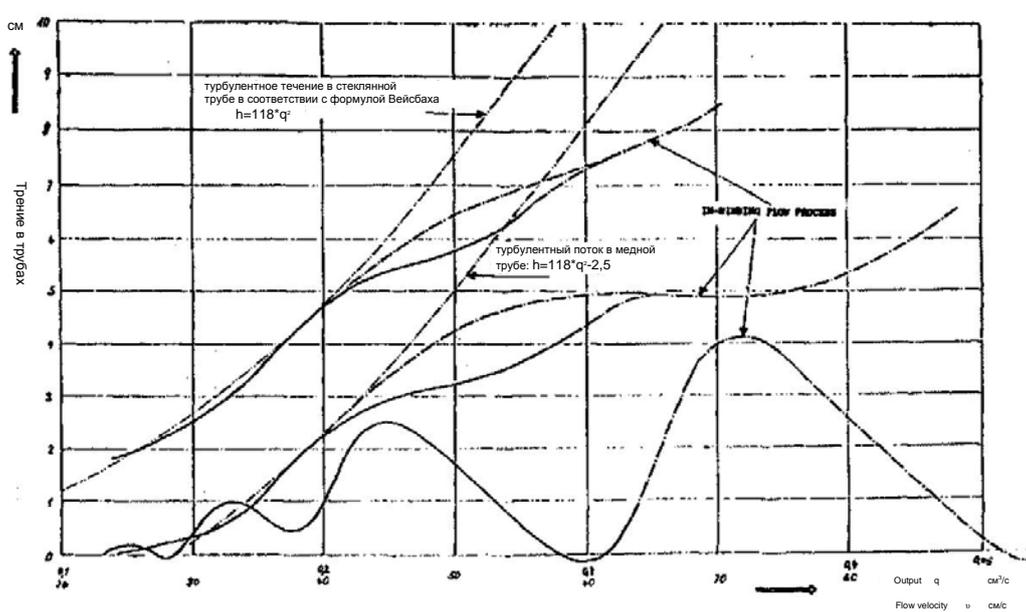


Рис. 2. Гидравлические характеристики стеклянной круглой, медной круглой и геликоидальной медной спиральной трубы [1]

Применение вихревого устройства в составе трубопровода при проведении экспериментальных работ показало подобный вид гидравлической характеристики (рис. 1).

Такой характер гидравлической характеристики, по нашему мнению, возможно объяснить только в том случае, если считать жидкость вязкой, упругой и инертной. Для того, чтобы принять во внимания это предположение необходимо внести понятие активной и реактивной энергии.

Под активной энергией предполагается понимать потерю энергии на трение (влияние вязкости жидкости), а также кинетическую энергию потока. Этот род энергии возможно измерить, поскольку возможно измерить падение давления по длине трубопровода и расход жидкости в нём.

Под реактивной энергией предлагается понимать энергию сжатия самой жидкости под воздействием давления (учитывает упругие свойства жидкости), а также инерциальную энергию или по другому – индуктивную энергию (учитывает инерцию потока жидкости). Реактивную энергию непосредственно измерить невозможно, но она пропорциональна активной энергии. Переход потенциальной энергии в кинетическую выполняется посредством перехода энергии сжатия в энергию инерции и только потом из энергии инерции в кинетическую энергию.

Колебания расхода, колебания скорости, в том числе локальные колебания скорости, свидетельствуют о трансформации потенциальной энергии сжатия в энергию инерции, которая в свою очередь

трансформируется в кинетическую. Увеличение доли кинетической энергии потока приводит к параболическому виду зависимости потерь давления жидкости от расхода. В случае наличия вихревого устройства на определенных режимах работы такая трансформация происходит в большей степени, что и объясняет отклонение гидравлической характеристики от параболического вида.

Энергия сжатия жидкости под воздействием давления пропорциональна активной энергии, которая затрачивается на преодоление трения. Эта энергия в общем виде может компенсировать энергию инерции.

В случае ламинарного течения жидкости колебания скорости, равно как и расхода, минимальны или близки к нулю, поэтому изменения потенциальной и кинетической энергии по времени также незначительны. Вследствие чего минимальны или отсутствуют трансформации энергии из реактивной составляющей в активную. Изменение индуктивной энергии близко к нулю и зависимость падения давления по длине трубопровода от расхода носит линейный характер.

Библиографический список

1. Шаубергер В. Энергия воды / под ред. А. Крысенко. – М.: Яуза, Эксмо, 2007.

УДК 627.25

Корзинин В.Ю., Замятин А.В., Гончаров А.В.,
Валюшок А.В., Владимиров Л.В.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ПРИЧАЛЬНЫХ И ПОРТОВЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ОРГАНИЗАЦИЙ СИСТЕМЫ «ТРАНСНЕФТЬ»

В соответствии с государственной политикой последних лет, а именно переориентирование экспорта нефти с балтийских на российские порты и увеличение экспорта российской нефти в страны АТР, становится актуальным развитие фонда причальных сооружений. В настоящее время закончено строительство новых портовых объектов (Порт Усть-Луга), а также ведется расширение мощности существующих, примером чему служит реконструкция подходной дамбы и дноуглубительные работы в акватории причала порта Козьмино.

Фонд причальных и портовых сооружений ПАО «Транснефть» на сегодняшний день состоит из четырех морских терминалов:

№ пп	Наименование объекта	Год запуска в эксплуатацию	Транспортная система
1	АО «Черномортранснефть» (ПК «Шесхарис»)	1964	МН «Тихорецк-Новороссийск», МН «Крымск-Грушовая», ж/д
2	ООО «Транснефть - Порт Приморск»	2001	БТС-1
3	ООО «Транснефть - Порт Козьмино»	2009	ВСТО-1,2
4	ООО «Транснефть - Порт Усть-Луга»	2012	БТС-2

На фоне увеличения пропускной способности морских терминалов не менее важным является вопрос сохранения целостности и безаварийной эксплуатации причальной инфраструктуры.

Опыт отечественной и мировой практики показывает, что для металлических конструкций, эксплуатирующихся в морской воде длительное время, обеспечить защиту от коррозии можно только с помощью сочетания пассивных и активных средств защиты – лакокрасочных покрытий и электрохимической защиты (ЭХЗ).

ЭХЗ причальных сооружений традиционно осуществляется с применением гальванических протекторов либо наложенным током от станций катодной защиты. На портовых и причальных сооружениях ПАО «Транснефть» ЭХЗ до настоящего времени осуществлялась только с применением гальванических протекторов, однако анализ технических решений показал, что применение активной защиты наложенным током предпочтительнее.

С целью повышения противокоррозионной надежности сооружений в ближайшей перспективе запланировано техническое перевооружение объектов с установкой станций катодной защиты и анодов для эксплуатации в морской воде.

По указанию руководства компании ООО «Транснефть – Порт Козьмино» и ООО «НИИ Транснефть» провели анализ проектной документации и проверку технических решений по противокоррозионной защите морских сооружений от коррозии.

ООО «НИИ Транснефть» выдано экспертное заключение по результатам проверки антикоррозионного покрытия и состояния средств противокоррозионной защиты морских сооружений ООО «Транснефть – Порт Козьмино». На основании заключения разработаны и согласованы с ПАО «Транснефть», АО «Гипротрубопровод» мероприятия по оснащению причальных сооружений средствами электрохимической защиты по программе ТПиР в 2017 году.

С целью выбора оптимальных технических решений по ЭХЗ, применительно к причальным и портовым сооружениям ПАО «Транснефть», были выполнены следующие работы:

1. Проверка состояния антикоррозионного покрытия морских сооружений ООО «Транснефть – Порт Козьмино».

2. Экспертиза проектных решений по антикоррозионной защите металлоконструкций гидротехнических сооружений портов «Козьмино», «Приморск», «Усть-Луга», «Шесхарис». Проанализированы данные диагностического обследования текущего коррозионного состояния металлических сооружений причальных комплексов.

3. Специалистами ООО «НИИ Транснефть» проведено предпроектное обследование в ООО «Транснефть – Порт Козьмино» с целью определения опытных значений защитного тока, необходимого для осуществления катодной защиты причальных сооружений.

4. Проведен анализ отечественной и зарубежной нормативной документации по защите морских сооружений, а также опыта внедрения и эксплуатации систем ЭХЗ портовых сооружений в сторонних организациях.

В настоящее время специалистами ООО «НИИ Транснефть» совместно с АО «Гипротрубопровод» прорабатываются технические решения по выбору оборудования ЭХЗ и размещению в акватории причального комплекса. В рамках данной работы запущено проведение длительных испытаний анодных заземлителей и электродов сравнения на экспериментальной установке, смонтированной в условиях эксплуатации причальных сооружений ООО «Транснефть – Порт Козьмино».

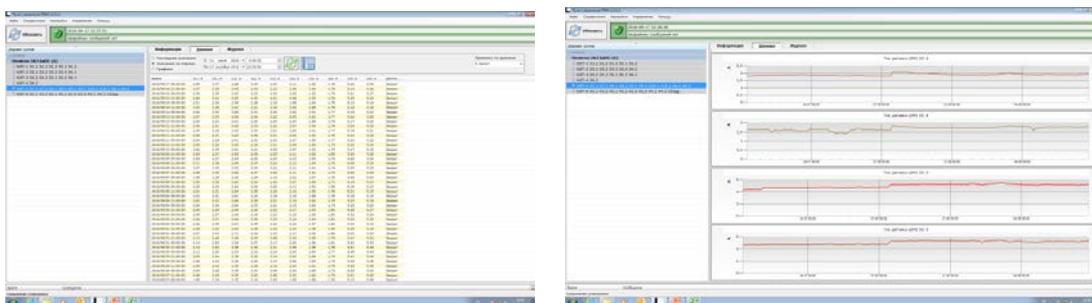


Рис. 1. Схема испытательной установки

Планируемая длительность испытаний составляет полтора года с возможностью продления. На сегодняшний день длительность испытаний составляет 6 месяцев.

В ходе испытаний планируется оценка эксплуатационных характеристик анодных заземлителей, электродов сравнения различных типов и производителей, а также кабельной продукции различных марок. Основное внимание направлено на такие показатели как выявление номинальной и максимальной силы тока электродов, надежность контактных узлов и кабельных соединений, скорость растворения и общий срок службы при заданных номинальных характеристиках. Для электродов сравнения ведется контроль стабильности собственного потенциала.

Для контроля основных электрометрических параметров экспериментальной установки смонтирована система дистанционного контроля, позволяющая в автоматическом режиме ежедневно получать, хранить и обрабатывать необходимые данные.



а) б)
Рис. 2. Система дистанционного контроля параметров

По завершении испытаний будет проведено извлечение образцов с проведением ВИК всей системы и ее отдельных узлов для оценки надежности и работоспособности в морских условиях.

Результаты проведенных испытаний будут использованы:

- при разработке проектных решений по техническому перевооружению систем электрохимической защиты причальных и портовых сооружений Компании;
- при разработке технических требований к оборудованию и включению в реестр Компании;
- для актуализации корпоративных нормативных документов.

УДК 620.197.5

Корзинин В.Ю., Гончаров А.В., Валюшок А.В.,
Замятин А.В., Владимиров Л.В.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СРЕДСТВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ В МОРСКОЙ ВОДЕ

Защита от коррозии портовых и причальных сооружений, эксплуатируемых в морской воде, традиционно осуществляется с применением антикоррозионных покрытий и средств электрохимической защиты (гальванические протекторы либо станции катодной защиты и анодов) [1]. На портовых и причальных сооружениях ПАО «Транснефть» электрохимическая защита до настоящего времени осуществлялась только с применением гальванических протекторов и покрытий, однако, с целью повышения надежности защиты от коррозии сооружений, в ближайшей перспективе запланировано техническое перевооружение объектов с

установкой станций катодной защиты и анодов. С целью выбора оптимальных технических решений по электрохимической защите применительно к причальным и портовым сооружениям ПАО «Транснефть» проводятся длительные испытания анодов и электродов в условиях эксплуатации реальных объектов. На данной стадии работы смонтирована и введена в действие экспериментальная установка на объекте ООО «Транснефть-Порт Козьмино». Планируемая длительность испытаний - не менее 1,5 года. В ходе испытаний планируется оценка эксплуатационных характеристики анодов (9 моделей) и электродов сравнения (6 моделей) длительного действия, выпускаемых отечественными производителями. В состав экспериментальной установки включены все основные типы анодов, применяемые для катодной защиты в морской воде - из ферросилица, магнетита, графитонаполненного полимера, а также металлизированного и оксидированного титана, и электродов сравнения, применяемых для контроля защищенности сооружений в морской воде - хлорсеребряные, цинковые и биметаллические. Основное внимание направлено на такие показатели как обеспечение номинальной силы тока, надежность контактных узлов и кабельной продукции, оценка электрохимического эквивалента рабочего элемента. Для электродов сравнения ведется контроль стабильности показаний потенциала. По завершении испытаний будет проведена оценка надежности контактных узлов, кабельной продукции и другие показатели, характеризующие работоспособность в морской воде.

Результаты испытаний найдут применение при разработке проектных решений по техническому перевооружению систем электрохимической защиты причальных и портовых сооружений Компании, а также при разработке корпоративных нормативных документов.

Библиографический список

1. Бэкман В., Швенк В. Катодная защита от коррозии: справочник / пер. с нем. – М.: Металлургия, 1984. – 496 с.

УДК 696.2

Кускильдин Т. Р.¹, Дмитриев М. Е.²

¹ОАО «Газпром газораспределение», г. Уфа, Россия

²Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

В последние годы газораспределительные организации столкнулись с проблемой снижения эксплуатационной надежности существующих газовых сетей, связанную в первую очередь с дефицитом пропускной способности газораспределительных систем и уязвимости к возможным остановам

поставки газа потребителям в результате аварийных и регламентных работах на газопроводах, газорегуляторных пунктах, газораспределительных станциях. Не мало важным обстоятельством, является обеспечение нормативных параметров газа в газораспределительной системе и у конечных потребителей, а именно давление в сети, качество газа и степень одоризации газа.

Для решения указанных проблем необходим взвешенный подход к организации мероприятий по ликвидации дефицита пропускной способности, анализу и совершенствованию расстановки запорной арматуры по структуре газовой сети, а также контроль и обеспечение необходимой степени одоризации газа у конечного потребителя.

Для выявления указанных проблем и выбора оптимальных способов их решения необходим комплексный подход, который предлагается реализовать в разработанной системе мониторинга эксплуатационной надежности газораспределительных систем.

Система представляет собой процесс наблюдения за состоянием газораспределительной сети, систематический сбор и обработка информации для моделирования процесса распределения газа по направлениям, влияющим на эксплуатационную надежность работы газовых сетей.

Система состоит из следующих основных блоков:

1. Сбор и систематизация исходной информации.

На данном этапе ведется непрерывный процесс сбора исходной информации, в том числе: определяется структура газораспределительной сети и ее основные параметры (длина, диаметры, материал труб, наличие конденсатосборников, способ прокладки, условия эксплуатации положение на местности и количество пунктов редуцирования газа, количество и место расположение запорной арматуры); определяется расход газа потребителями по показаниям приборов учета газа или по укрупненным нормативам; выполняется замер давления в характерных точках, в течении года и обязательно в пиковые периоды максимального газопотребления; выполняется отбор газа для контроля качества одорированного газа.

2. Моделирование процесса газораспределения.

Моделирование ведется по следующим направлениям:

- гидравлические расчеты по проектным и фактическим параметрам сети газораспределения для оценки пропускной способности линейной части газопроводов и пунктов редуцирования газа;

- оценка параметров одоризации газа в газораспределительной сети. В результате моделирования решаются две задачи: на стадии проектирования - определяется радиус безопасной концентрации одоранта от источника его введения в поток газа (как правило ГРС); на стадии эксплуатации - ведется контроль качества одорированного газа.

- определение оптимального количества запорной арматуры для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газовых сетей.

3. Выявление проблемных элементов сети, снижающих эксплуатационную надежность.

Производиться анализ работы газораспределительной сети и пунктов редуцирования газа в комплексе: результаты гидравлических расчетов, контроль одоризации, расстановка запорной арматуры. Определяются причины возникновения элементов газораспределительной сети снижающие эксплуатационную надежность и безопасность транспортировки газа.

4. Разработка мероприятий повышения эксплуатационной надежности и безопасности.

На данном этапе выполняется технико-экономическое обоснование вариантов мероприятий повышения эксплуатационной надежности и безопасности газовых сетей с оценкой затрат на новое строительство или реконструкцию. Мероприятия в общем случае предусматривают выбор оптимальных и рациональных способов ликвидации дефицита пропускной способности, рациональной расстановки запорной арматуры, реконструкции узлов управления потоками газа, приведение параметров одоризации газа к нормативным показателям установленным технической документацией.

УДК 620.19

Лисин Ю.В., Могильнер Л.Ю.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И МЕХАНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Диагностирование металлоконструкций и оборудования нефтеперекачивающих станций в настоящее время проводится с применением комплекса наружных методов измерений, включая визуальный и измерительный контроль, ультразвуковую и магнитопорошковую дефектоскопию, вихретоковый контроль.

Ультразвуковые толщиномеры и дефектоскопы с фазированными, голографическими и дифракционными технологиями, основанные на использовании пьезоэлектрических преобразователей, позволяют получать изображения различных сечений изделий с дефектами. Основная проблема, связанная с применением этих методов, заключается в необходимости тщательной подготовки поверхностей изделия к контролю, существенными временными и материальными затратами на зачистку контролируемых поверхностей и сканирование объектов.

Электромагнитные дефектоскопы позволяют проводить контроль изделий через небольшие зазоры. Однако они ограничены выявлением дефектов в поверхностных слоях изделий на глубинах до 1–2 мм.

Основное новшество в ультразвуковой дефектоскопии, которое может существенно изменить ситуацию – применение электромагнитно-

акустических преобразователей (ЭМАП). Эта технология позволяет вводить в изделие поперечные волны без жидкостного контакта в зазоре преобразователь-изделие. При этом значительно снижается влияние загрязнения поверхности изделия на ввод и прием ультразвуковых волн. Тем самым повышается помехозащищенность ультразвукового контроля и упрощаются требования к подготовке поверхностей изделий.

Также ЭМА-технология позволяет проводить дистанционное выявление дефектов. Из одного положения системы «источник-приемник» возможно полностью контролировать поперечное сечение труб диаметром 102-1219 мм или выявлять дефекты на поверхности труб, корпусов механо-технологического оборудования (далее – МТО) с расстояния до 3 м и более, что позволяет повысить производительность диагностирования.

В настоящее время недостатком применения ЭМАП является то, что зазор между датчиком и изделием – не более 1 мм. На практике стабильно обеспечить такой зазор чрезвычайно сложно. Увеличение величины зазора и снижение требований к точности его поддержания позволило бы вести контроль без удаления антикоррозионного покрытия труб и корпусов МТО. Также в настоящее время отсутствует информация о зависимости параметров сигналов от размеров и глубины залегания дефектов. Фактически ЭМА-дефектоскопы работают как дефектоскопы-индикаторы, которые фиксируют факт наличия дефектов высотой от 1 мм, но не позволяют измерять их размеры.

Также развиваются электромагнитные методы. Перспективным представляется применение низкочастотного электромагнитного контроля с использованием многоэлементных датчиков и многоканальных дефектоскопов, позволяющих получать изображения поверхностей изделий – трубопроводов, корпусов МТО.

На наружной поверхности изделий на частотах 5 Гц – 40 кГц выявляются коррозионные повреждения глубиной более 10% от толщины изделия и трещины различной природы и ориентации глубиной более 10% от толщины. На внутренней поверхности изделий толщиной до 15 мм на частотах 5–20 Гц выявляются коррозионные повреждения глубиной более 30% от толщины.

При этом при контроле поверхностных слоев изделий существенно снижается влияние загрязнения поверхности изделия на выявляемость дефектов. Тем самым повышается помехозащищенность контроля и упрощаются требования к подготовке поверхности к контролю при величине зазора между электромагнитным датчиком и изделием 2–12 мм.

Эти результаты можно получать в режиме реального времени при скорости сканирования 3–6 м/мин.

В настоящее время основным недостатком применения электромагнитных дефектоскопов является отсутствие возможности измерять линейные размеры дефектов при их малой протяженности (ориентировочно – менее 10 мм) и глубине менее 20% от толщины изделия.

Исходя из изложенного, перспективным направлением развития технологий диагностирования трубопроводов и металлоконструкций МТО представляется совместное использование ультразвуковых методов дефектоскопии с электромагнитно-акустическими преобразователями (ЭМАП) и низкочастотных электромагнитных методов.

Такая комплексная технология диагностирования позволила бы существенно упростить требования к подготовке поверхностей изделий и в перспективе снизить зависимость результатов контроля от величины и стабильности зазора между преобразователем и изделием, в том числе – проводить контроль без удаления антикоррозионного покрытия.

Для внедрения этой комплексной технологии в практику диагностирования технологических трубопроводов и металлоконструкций МТО необходимо проведение испытаний с целью:

– подтверждения возможности выявления дефектов и измерения их размеров в стенке трубопроводов и в элементах конструкций МТО (корпуса насосов, задвижек);

– подтверждения перспективы повышения производительности диагностирования.

УДК 622.692.4.07:532.5.013

Машин А.Ю.¹, Халиков Р.Р.², Кунакбаев Ф.Г.², Шайбаков Б.Р.²

¹ООО «СтройМонтажСервис», г. Уфа, Россия

²Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

ОБЕСПЕЧЕНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА С УЧЕТОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

На сегодняшний день известен способ обеспечения стабильности проектного положения трубопровода, заключающийся в определении по продольному профилю стремящихся вывести из стабильного положения трубопровод нагрузок и воздействий и их уравновешивании балластными грузами [1].

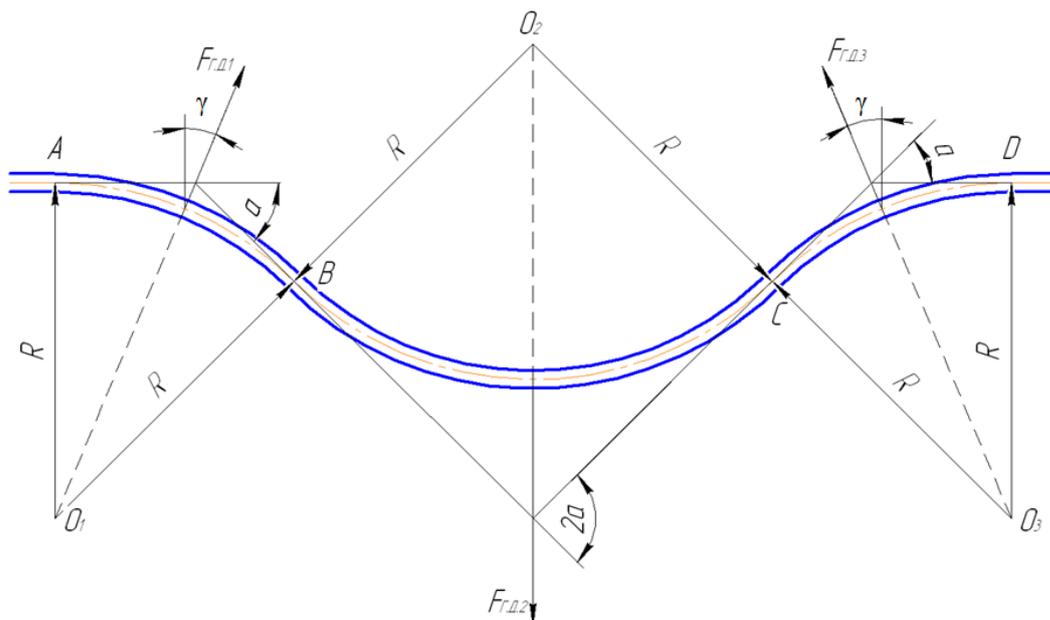
Недостатком способа является возможность нарушения стабильности проектного положения трубопровода от гидродинамического или газодинамического воздействия потока перекачиваемого продукта.

Целью исследований, представленных в данной статье, является обеспечение стабильности проектного положения трубопровода от гидродинамического или газодинамического воздействия потока перекачиваемого продукта.

Цель достигается авторами за счет того, что в способе обеспечения стабильности проектного положения трубопровода, заключающемся в

определении по продольному профилю стремящихся вывести из стабильного положения трубопровод нагрузок и воздействий и их уравновешивании балластными грузами, на выпуклом участке профиля предлагается определять гидродинамическое или газодинамическое воздействия потока перекачиваемого продукта и осуществлять добалластировку трубопровода с учетом интенсивности гидродинамического или газодинамического воздействия.

На рисунке представлена расчетная схема участка поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости.



Расчетная схема участка поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости

Величина силы гидродинамического или газодинамического воздействия определяется по формуле:

$$F_{Г.д.} = m \cdot a_{ц}, \quad (1)$$

где m – масса продукта, находящегося на участке поворота оси трубопровода;

$a_{ц}$ – центробежное ускорение продукта, находящегося на участке поворота оси трубопровода.

В случае если вертикальная проекция силы гидродинамического или газодинамического воздействия $F_{Г.д.}^B$ направлена вниз (имеет место быть на вогнутых участках трубопровода ниже переломных точек В и С), то сама сила $F_{Г.д.}$ работает на удержание трубопровода в проектном положении, и потому не учитывается (участок $\cup BC$).

В случае если вертикальная проекция силы гидродинамического или газодинамического воздействия $F_{Г.д.}^B$ направлена вверх (имеет место быть на участках трубопровода выше переломных точек В и С), то сама сила $F_{Г.д.}$

стремится вывести трубопровод из проектного положения, потому необходимо учесть данное воздействие (участки $U AB$ и $U CD$).

Величина m определяется по формуле:

$$m = \int_0^{\alpha} \frac{\pi R}{180^{\circ}} \cdot S \cdot \rho_{\text{пр}} d\varphi = \int_0^{\alpha} \frac{\pi R}{180^{\circ}} \cdot \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \cdot \rho_{\text{пр}} d\varphi = \int_0^{\alpha} \frac{\pi^2 D_{\text{вн}}^2 R}{720^{\circ}} \cdot \rho_{\text{пр}} d\varphi$$

$$= \int_0^{\alpha} \frac{\pi^2 D_{\text{вн}}^2 R}{720^{\circ}} \cdot \rho_{\text{пр}} \varphi \Big|_0^{\alpha} = \frac{\pi^2 D_{\text{вн}}^2 R \rho_{\text{пр}} \alpha}{720^{\circ}}, \quad (2)$$

где α – угол поворота оси трубопровода;

R – радиус поворота оси трубопровода;

S – площадь проходного сечения трубопровода;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода;

$\rho_{\text{пр}}$ – плотность перекачиваемого продукта.

Величина $a_{\text{ц}}$ определяется по формуле:

$$a_{\text{ц}} = \frac{v^2}{R}, \quad (3)$$

где v – средняя скорость потока продукта в трубопроводе.

Следовательно, силы гидродинамического или газодинамического воздействия:

$$F_{\text{г.д.}} = \frac{\pi^2 D_{\text{вн}}^2 R \rho_{\text{пр}} \alpha}{720^{\circ}} \cdot \frac{v^2}{R} = \frac{\pi^2 D_{\text{вн}}^2 \rho_{\text{пр}} \alpha v^2}{720^{\circ}}. \quad (4)$$

Нормативное значение интенсивности гидродинамического или газодинамического воздействия потока перекачиваемого продукта на трубопровод определяется как:

$$q_{\text{г.д.}}^{\text{н}} = \frac{F_{\text{г.д.}}}{L} = \frac{F_{\text{г.д.}}}{\frac{\pi R}{180^{\circ}} \cdot \alpha} = \frac{\frac{\pi^2 D_{\text{вн}}^2 \rho_{\text{пр}} \alpha v^2}{720^{\circ}}}{\frac{\pi R}{180^{\circ}} \cdot \alpha} = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2 \rho_{\text{пр}} v^2}{4R}, \quad (5)$$

где L – длина трубопровода на участке поворота.

Расчетное значение интенсивности гидродинамического или газодинамического воздействия потока перекачиваемого продукта на трубопровод определяется как:

$$q_{\text{г.д.}} = q_{\text{г.д.}}^{\text{н}} \cdot n_{\text{пр}} = \frac{\pi D_{\text{вн}}^2 \rho_{\text{пр}} v^2}{4R} \cdot n_{\text{пр}}, \quad (6)$$

где $n_{\text{пр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта, $n_{\text{пр}}=1,0$.

Для определения величины нормативной интенсивности балластировки $q_{\sigma}^{\text{н}}$ необходима лишь вертикальная составляющая величины расчетной интенсивности гидродинамического или газодинамического воздействия потока перекачиваемого продукта на трубопровод $q_{\text{г.д.}}^{\text{в}}$:

$$q_{Г.д.}^B = q_{Г.д.} \cdot \cos\gamma = \frac{\pi D_{ВН}^2 \rho_{пр} v^2}{4R} \cdot n_{пр} \cdot \cos\gamma, \quad (7)$$

где γ – угол отклонения силы $F_{Г.д.}$ от вертикали.

Для конкретного участка газопровода с наружным диаметром $D_n = 1020$ мм, толщиной стенки $\delta=14$ мм, внутренним диаметром $D_{ВН} = 992$ мм, углом изгиба круговой кривой $\alpha=15^\circ$, средней скоростью течения продукта в процессе эксплуатации $v=30$ м/с, плотностью продукта $\rho_{пр} = 70,1$ кг/м³, одиночные чугунные кольцевые грузы массой $Q_{Г} = 1100$ кг:

$$F_{Г.д.1} = F_{Г.д.3} = \frac{\pi^2 D_{ВН}^2 \rho_{пр} \alpha v^2}{720^\circ} = \frac{\pi^2 \cdot 0,992^2 \cdot 70,1 \cdot 15^\circ \cdot 30^2}{720^\circ} = 12763,8 \text{ Н},$$

$$q_{Г.д.1} = q_{Г.д.3} = \frac{\pi \cdot 0,992^2 \cdot 70,1 \cdot 30^2}{4 \cdot 1000} \cdot 1,0 = 48,75 \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

$$q_{Г.д.1}^B = q_{Г.д.3}^B = q_{Г.д.} \cdot \frac{\cos\alpha}{2} = 48,75 \cdot \cos \frac{15^\circ}{2} = \frac{48,33 \text{ Н}}{\text{м}}.$$

Количество одиночных кольцевых чугунных пригрузов с учетом газодинамического воздействия потока продукта на трубопровод $N=884$ шт, без учета газодинамического воздействия потока продукта на трубопровод $N=882$ шт.

Большинство подводных участков трубопроводов на переходах через водные преграды теряют устойчивость и выходят из проектного положения или в период испытаний, или в первый год эксплуатации, или после длительной эксплуатации и частых остановок перекачки. Это подтверждает то, что при проектировании таких участков недоучтены, вызывающие потерю устойчивости, например, гидродинамические или газодинамические воздействия.

По результатам исследований получено свидетельство РФ № 2014615182.

Изобретение позволяет обеспечить стабильность проектного положения от гидродинамического или газодинамического воздействия потока перекачиваемого продукта на подводных переходах, имеющих большое народно – хозяйственное значение.

Библиографический список

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
2. Мустафин Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков и др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

Миронова О.Н., Гаррис Н.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА БИО- И ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКУЮ КОРРОЗИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Увеличение сроков эксплуатации системы транспорта газа приводит к повышению опасности проявления стресс-коррозии.

Известно, что коррозионные разрушения подземных трубопроводов являются результатом взаимодействия незащищенного изоляционным покрытием металла трубы и окружающего грунта.

При изучении коррозионных процессов, протекающих на внешней поверхности магистральных газопроводов, исследователи рассматривают непосредственно сам трубопровод, не учитывая при этом многие внешние факторы и особенности эксплуатации. Но практика показывает, что именно внешние факторы определяют скорость и характер коррозионного разрушения.

По сложности своего состава и строения грунт не уступает металлу трубы, а по способности реагировать на внешние воздействия намного его превосходит. Грунт – это капиллярно-пористое тело, т.е. система, состоящая из минерального скелета, грунтового электролита (вода с растворенным в ней веществом в форме коллоидов, молекул, ионов, органических соединений), газообразной фазы (воздух, пар, азот, кислород) и микроорганизмов, в том числе сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Можно сделать вывод, что скорость развития коррозионных процессов магистральных газопроводов (коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), общая коррозия, биокоррозия) зависит от типа и состояния грунта, химического состава грунтового электролита, степени аэрации, от климатических, погодных, гидрологических условий, количества СВБ и т.д.

Условия эксплуатации магистральных газопроводов существенно отличаются от условий эксплуатации нефтепроводов. Теплогидравлические режимы газопроводов большого диаметра нестабильны, следовательно, механизмы протекания коррозионных процессов на газопроводах сложнее и имеют свои особенности. Температуры эксплуатации магистральных газопроводов, редко превышают 40 °С. Несмотря на это, магистральный газопровод большого диаметра является мощным источником тепла. Важно, что магистральные газопроводы эксплуатируются в неизотермических нестационарных режимах. В течение года меняется температура окружающей среды, изменяется температура газа по технологическим причинам. Поэтому при температурном воздействии газопровода в прилегающем к нему грунте формируются неравновесные термодинамические процессы

теплопереноса, электрохимические, биологические и т.д. характеризующиеся нестабильностью и сложные в своем взаимодействии.

Многолетние исследования теплообмена магистрального газопровода, выполненные совместно кафедрой «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины» УГНТУ и ООО «Газпром трансгаз Уфа» [3,4,5,6,7] показали, что неравновесные термодинамические процессы, происходящие при тепловом взаимодействии газопровода с окружающим его грунтом, являются причиной активизации коррозии, в том числе коррозионных процессов, протекающих по механизму коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), а температурный фактор является управляющим, который проявляется максимально в температурном интервале 30...40 °С при импульсном температурном воздействии. Ранее температурный фактор в исследованиях КРН не принимался к рассмотрению, так как считается доказанным, что стабильная температура практически не влияет на процесс коррозионного растрескивания под напряжением [2].

На основании проведенных исследований было установлено, что импульсное изменение температуры стенки трубы вызывает практически синхронное изменение температуры прилегающего грунта и его влажности. Вокруг газопровода большого диаметра (1,02...1,42 м) происходит движение почвенной влаги под действием градиента температуры. Это вызывает колебание влажности грунта, контактирующего с газопроводом и является одной из причин активизации коррозионных процессов на внешней поверхности магистрального газопровода, в том числе происходящих по типу коррозионного растрескивания под напряжением [3,4,5,6,7].

Такое толкование не противоречит фундаментальным исследованиям Карла Ф. Отта, отдающего предпочтение биокоррозионной модели развития стресс-коррозии на магистральных газопроводах [1].

Химические и микробиологические исследования грунтов и продуктов коррозии, отобранных с мест аварий, произошедших по причине КРН, выполненные институтом «Газпром ВНИИГАЗ» показали, что по своей локализации максимум коррозионной активности совпадает с максимальным содержанием СВБ в грунте, контактирующем с газопроводом.

Сопоставление результатов исследований (таблица) выявляет общую картину роста коррозионной трещины, где оба механизма имеют общую термодинамическую основу, согласованы и дополняют друг друга.

Таким образом, коррозионное разрушение металла подземных газопроводов – это результат развития сложнейших нестабильных процессов, имеющих общую термодинамическую основу, в системе «газовый поток - трубопровод - корродирующий слой - грунт - СВБ - воздушная среда». Следовательно, процесс КРН необходимо рассматриваться как синергетическое, согласованное явление, возникающее под действием многочисленных взаимовлияющих факторов максимально проявляющихся при нестабильном температурном режиме газопровода большого диаметра.

Факторы, влияющие на протекание процесса КРН

Исследования УГНТУ	Исследования К.Отт
<p>Электрохимический механизм процесса преимущественно с катодным контролем:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тормозится при ограниченном доступе влаги; - зависит от типа и состояния грунта; - зависит от состава грунтового электролита; - зависит от степени аэрации; - зависит от погодных и климатических условий; - активизируется в температурном интервале 30...40°C; - активизируется при движении и обновлении грунтовой влаги. (Доставка в зону реакции нового электролита, растворенного кислорода и удаление продуктов реакции.) 	<p>Электрохимический механизм процесса преимущественно с катодным контролем:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тормозится при ограниченном доступе влаги; - зависит от типа и состояния грунта; - зависит от состава грунтового электролита; - зависит от степени аэрации; - зависит от погодных и климатических условий; - активизируется в температурном интервале 30...40°C (оптимальная температура для жизнедеятельности СВБ); - активизируется при движении и обновлении грунтовой влаги. (Для жизнедеятельности СВБ (Prokariota) обязательно наличие воды – природного донора электронов, а также наличие элементов, составляющих основу живой клетки: Н,С,Н,О,Р,S, сопутствующих элементов: Cl,Na,K,Ca,Mn и др.)

Библиографический список

1. Отт, К.Ф. Стресс-коррозия на газопроводах / К.Ф. Отт; ООО «Газпром». – Югорск, 2002. – 182с.
2. Абдуллин, И.Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем. Диагностика и прогнозирование долговечности / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой. – Уфа: Гилем, 1997. – 177с.
3. Гаррис Н.А., Аскарлов Г.Р. Причина коррозионной активности грунтов вокруг газопроводов большого диаметра // Материалы Новоселовских чтений: сб. науч. тр. – 2004. – Вып.2. – С.161-167.
4. Гаррис Н.А. Новый подход к решению проблемы стресс-коррозии на трубопроводах большого диаметра / Н.А. Гаррис, Г.Р. Аскарлов // Нефтегазовое дело. – 2004. – №2. – С. 137-142.
5. Миронова О.Н., Назырова Р.З., Гаррис Н.А. Определение толщины коррозионно-активного слоя грунта вокруг газопровода большого диаметра // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – №4. – С. 3-8.
6. Аскарлов Г.Р., Гаррис Н.А., Миронова О.Н. Зависимость активности процесса подземной коррозии от средней температуры при нестабильном температурном режиме трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №2. – С.28-30.
7. Гаррис Н.А., Миронова О.Н. Физические причины активизации коррозии магистральных газопроводов большого диаметра // Нефтегазовое дело. – 2008. – Т.6, №1. – С. 112-114.

Могильнер Л.Ю., Панкратов А.Н., Власов Н.А.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Одно из основных направлений работ в области обеспечения электробезопасности объектов транспорта нефти и нефтепродуктов – молниезащита объектов при эксплуатации. В связи с этим ООО «НИИ Транснефть» ведет научно-исследовательские работы с целью систематизации требований, предъявляемых к системам молниезащиты и заземления (СМЗ) объектов, и выявления возможных несоответствий этих систем требованиям проектной и нормативно-технической документации.

По результатам исследований предложена классификация несоответствий по двум критериям:

- влияние несоответствия на электробезопасность объекта;
- причина возникновения несоответствия.

Классификация по первому критерию требуется в связи с необходимостью определения сроков устранения несоответствий. Классификация по второму критерию требуется для принятия мер к исключению их появления в дальнейшем.

По первому критерию выделено три группы несоответствий:

1. Несоответствия, непосредственно влияющие на электробезопасность объекта, имеющие критический характер и требующие устранения для продолжения безопасной эксплуатации СМЗ и объекта в целом. Должны быть устранены в кратчайшие сроки. Примеры: разрывы заземляющих проводников, превышение сопротивления заземляющих устройств над нормативными значениями.

2. Несоответствия, непосредственно влияющие на электробезопасность объекта при наступлении очередного грозового сезона. Должны быть устранены до наступления ближайшего грозового сезона. Примеры: электроустановка имеет один токоотвод (вместо двух), отдельные конструкции присоединены к контуру заземления последовательно.

3. Несоответствия, не имеющие критического характера для электробезопасности объекта при эксплуатации. Должны быть устранены в плановом порядке в сроки, определяемые эксплуатирующей и/или проектной организацией. Примеры: отсутствует единое комплексное заземляющее устройство объекта, площадка электроустановки защищена от прямого удара молнии при помощи неизолированной системы молниезащиты.

Несоответствия первой группы – наиболее редкие, однако именно их выявлению и устранению следует придавать особое внимание, поскольку они непосредственно влияют на электробезопасность объектов.

По второму критерию также выделено три группы несоответствий:

1. Несоответствия выполненных элементов СМЗ требованиям проектной и/или нормативно-технической документации. Примеры: контур заземления проложен по поверхности грунта, отсутствует возможность регулярного осмотра заземляющих проводников и токоотводов. Данные несоответствия связаны с нарушением технологии строительно-монтажных работ или требований регламентов по эксплуатации объектов. Для устранения возможности их появления необходимо обеспечивать качество строительства и строгое выполнение регламентов по эксплуатации.

2. Несоответствия элементов СМЗ требованиям нормативно-технической документации, вступившей в силу после ввода объекта в эксплуатацию; при этом СМЗ соответствует проектным решениям. Примеры: отсутствует присоединение заземляющих элементов электроустановки к общему заземляющему устройству объекта, внешняя ограда электроустановки соединена с общим заземляющим устройством объекта. Данные несоответствия связаны с вводом в действие новых нормативно-технических документов. Возможность устранения должна быть предусмотрена на этапе разработки и ввода в действие новых нормативов.

3. Несоответствия, возникающие в процессе эксплуатации в связи с воздействием окружающей среды. Примеры: ослабление контактных соединений шунтирующих переключателей фланцевых соединений во взрыво- и пожароопасных зонах, коррозионное разрушение отдельных проводников в составе элементов СМЗ. Систематизация этих несоответствий продолжается в настоящее время.

Проведенный анализ позволяет обоснованно назначать сроки устранения несоответствий СМЗ требованиям проектной и нормативно-технической документации, своевременно выявлять несоответствия и планировать их устранение, совершенствовать требования к качеству строительства и эксплуатации СМЗ, повышая эксплуатационную надежность объектов магистральных нефте- и продуктопроводов.

Мустафин Ф.М.¹, Машин А.Ю.², Тухфатуллина А.И.¹,
Давлетьяров Р.М.¹, Сапсай А.Н.³

¹Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

²ООО «СтройМонтажСервис», г. Уфа, Россия

³ПАО «Транснефть», г. Москва, Россия

РАСЧЕТЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА

В настоящее время обеспечение устойчивости положения подводного трубопровода против всплытия заключается в определении по продольному профилю стремящихся вывести из устойчивого положения трубопровод нагрузок и воздействий и их уравнивании балластными чугунными или железобетонными грузами [1].

Однако нормативными документами не предусматривается проводить расчеты возможности нарушения устойчивости трубопровода от действия продольных сил, возникающих в линейно протяженном трубопроводе от действия внутреннего давления и изменения температуры.

Предлагается обеспечить устойчивость положения подводного трубопровода против всплытия расчетами по определению по продольному профилю стремящихся нарушить устойчивость трубопровода нагрузок и воздействий и их уравнивании балластными грузами, причем на выпуклом участке профиля определяют максимальные продольно сжимающие, а на вогнутом – максимальные продольно растягивающие осевые усилия и по результатам расчетов осуществляют дополнительную балластировку трубопровода распределенной нагрузкой равной:

$$q = S \cdot \sin(\beta/2) / \beta \cdot \rho,$$

где S – максимальное продольное осевое сжимающее (растягивающее) усилие, определяемое в соответствии с [1], Н;

β – угол поворота продольного профиля трубопровода на кривом участке, рад;

ρ – радиус изгиба продольного профиля по выпуклой (вогнутой) круговой кривой, м.

В соответствии с [1] для участков, выполненных упругим изгибом, максимальное продольное осевое сжимающее (растягивающее) усилие определяется по формуле:

$$S = 100 \cdot [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F,$$

где μ – коэффициент Пуассона;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от внутреннего давления, Мпа;

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град⁻¹;

E – модуль Юнга, Мпа;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый максимальный положительный для выпуклых участков, и возможный максимальный отрицательный для вогнутых участков;

F – площадь поперечного сечения трубы, см².

Некоторые подводные участки трубопроводов на переходах через водные преграды теряют устойчивость в период испытаний, или после длительной эксплуатации. Это подтверждает то, что при проектировании таких участков недоучтены, вызывающие потерю устойчивости трубопровода нагрузки и воздействия, например, продольные силы.

По результатам исследований получено положительное решение на изобретение.

Изобретение позволяет обеспечить устойчивость трубопроводов на подводных переходах, имеющих большое народно – хозяйственное значение.

Библиографический список

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы
2. Мустафин Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков и др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

УДК 622.692.4.053

Мустафин Ф.М., Файзуллин С.М., Гайсина Г.Р.,
Басырова А.М., Шайбаков Б.Р.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Изобретение относится к ремонту трубопроводов, в частности, к ремонту методом сплошной переизоляции.

Капитальный ремонт линейной части магистральных трубопроводов в настоящее время выполняется по технологии, заключающейся в остановке эксплуатации, освобождении трубопровода от продукта, вскрытии, очистке от изоляции, укладке на инвентарные опоры, обследовании труб на дефектность, оценке допустимости дефектов, при котором принимают табличное значение коэффициента надежности по ответственности, отбраковке и ремонте труб, заварке обратно в нитку, изоляции, укладке и засыпке.

Основным недостатком этой технологии является неоправданно большой расход труб из-за необоснованного значения коэффициента надежности по ответственности трубопровода, так как его дискретные

значения применяют для интервалов величин давлений и диаметров без учета доступности к диагностике.

Поэтому целью работы авторов было снижение расхода труб при проведении ремонта трубопровода за счет учета уточненного значения коэффициента надежности по ответственности трубопровода с учетом фактических параметров ответственности.

Предлагается работы осуществлять следующим образом: после остановки эксплуатации и освобождения от продукта с помощью бульдозера и вскрышного экскаватора вскрывают трубопровод, при помощи трубоукладчика отрывают от ложа, используя электростанцию и машину предварительной очистки снимают изоляцию, трубопровод укладывают на инвентарные опоры, дефектоскопической лабораторией проводят диагностику очищенных от изоляции труб. По диспетчерским данным и по рабочим чертежам определяют значения диаметра, максимально возможного рабочего давления после проведения капитального ремонта на ремонтируемом участке, границы участков различной категории и наличие узлов запуска и приема внутритрубных диагностических снарядов. Уточняют значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода с учетом доступности к диагностике и величины эффективной энергии, отнесенной к единице длины, от которой зависит подвижка дислокаций и аккумуляция энергии упругой деформации, которая вызывает локальное упрочнение и охрупчивание металла [1] с использованием зависимости:

$$k_n = k_{kd} \cdot (1 + 5,5 \cdot 10^{-4} \cdot p^2 \cdot D^3 \cdot m),$$

где k_{kd} – коэффициент доступности к диагностике, $k_{kd}=1,1$ при отсутствии возможности внутритрубной диагностики труб (перемычки между магистралями трубопроводов в многониточных коридорах, трубопроводы на узлах подключения компрессорных или насосных станций, многониточные подводные переходы трубопроводов без узлов запуска и приема внутритрубных диагностических снарядов, технологические трубопроводы НС и КС), $k_{kd}=1,0$ при наличии возможности внутритрубной диагностики труб после ремонта и в процессе эксплуатации (магистральные участки трубопроводов расположенные между узлами запуска и приема внутритрубных диагностических снарядов);

p – значение рабочего давления в трубопроводе, Мпа, (прогнозируемое по многолетним диспетчерским данным);

D – значение номинального диаметра трубопровода, м;

m – коэффициент условий работы в соответствии с [2].

В соответствии с [2], используя уточненные значения коэффициента надежности по ответственности, вычисляют значение минимально допустимой толщины стенки трубопровода.

Выполняют ремонт труб, заваривают в сварочном посту обратно в нитку. В лаборатории контроля качества сварных соединений проверяют качество кольцевых стыков у уложенного на инвентарные опоры трубопровода. После очистки машиной финишной очистки, используя

оборудование подогрева трубопровода, грунтовочную и изоляционную машины, проверяя качество лабораторией контроля качества изоляционного покрытия, наносят изоляцию, укладывают в траншею и засыпают при помощи экскаватора или бульдозера.

В настоящее время значения коэффициента надежности по ответственности трубопровода приведены в [2] в дискретном виде. Корректировка значений коэффициента надежности по ответственности трубопровода с учетом диаметра трубы, рабочего давления и категоричности ремонтируемых участков соответствует действительным условиям надежности по параметрам ответственности ремонтируемого участка трубопровода.

Расчетные рекомендуемые значения коэффициентов надежности по ответственности участков трубопроводов третьей категории доступных к диагностике внутритрубными снарядами уточненные с учетом фактических параметров ответственности приведены в таблице.

Рекомендуемые расчетные значения коэффициентов надежности по ответственности участков трубопроводов третьей категории доступных к диагностике внутритрубными снарядами уточненные с учетом фактических параметров ответственности

Номинальный диаметр трубопровода, м	Значение K_n			Для н/п и н/п.п.
	Для газопроводов в зависимости от p , МПа			
	$p \leq 5,5$	$5,5 < p \leq 7,5$	$7,5 < p \leq 10$	
$\leq 0,5$	1,00	1,00	1,01	1,00
0,6	1,00	1,01	1,01	1,01
0,7	1,01	1,01	1,02	1,01
0,8	1,01	1,02	1,03	1,02
0,9	1,02	1,03	1,04	1,03
1,0	1,02	1,03	1,05	1,03
1,2	1,03	1,06	1,09	1,06
1,4	1,04	1,08	1,15	-

По результатам исследований получено положительное решение на изобретение.

Использование изобретения позволяет существенно снизить расход металла труб при проведении капитального ремонта за счет уточнения значения коэффициентов надежности по ответственности трубопроводов с учетом фактических параметров ответственности.

Библиографический список

1. Карл Ф. Отт. Стресс-коррозия на газопроводах. Гипотезы, аргументы и факты: обзорная информация. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 26 с.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы.
3. Мустафин Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков и др. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

УДК 665.613.22: 532.135

Некучаев В. О., Кырнышева П. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

**ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА
СМЕСИ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ, ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ
ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ
«УСА-УХТА» И «УХТА-ЯРОСЛАВЛЬ»**

Задачей настоящей работы является исследование зависимости статического напряжения сдвига парафинистой смеси нефтей, транспортируемой по МН АО «Транснефть-Север», от температуры, состава смеси и времени нахождения ее в покое. Кривые течения исследуемых нефтей и значения пределов текучести записывались на автоматическом ротационном вискозиметре НААКЕ VT 550. Полученные результаты указывают на то, что значения статического напряжения сдвига практически перестают зависеть от скорости сдвига при снижении последних ниже 0,05 1/с. Таким образом, можно получать объективные величины предела текучести (статического напряжения сдвига) с помощью современных ротационных вискозиметров.

Полученные данные можно использовать для определения времени безопасной остановки трубопроводов, транспортирующих застывающие парафинистые нефти, и о величине давления, необходимого для сдвига застывшей в трубопроводе нефти [1].

Библиографический список

1. Дегтярев, В. Н. Вопросы пуска нефтепровода с парафинистой нефтью после его длительной остановки. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» / В. Н. Дегтярев. – М.: РНТС, ВНИИОЭНГ, 1982. – 61 с.

УДК 665.613.22: 532.135

Некучаев В.О., Некрасова Л.А., Попова К.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРНЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРОЦЕССА
КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ В АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЯХ,
ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ
НЕФТЕПРОВОДАМ «УСА-УХТА» И «УХТА-ЯРОСЛАВЛЬ»**

В настоящей работе измерены характерные температуры процессов кристаллизации парафинов в нефтях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции несколькими методами (визуальным, «холодного стержня», фотометрическим, ИК-Фурье-спектрометрическим, вискозиметрическим).

Исследовались характерные температурные точки, которые определяют начало процессов зародышеобразования, начала образования первых кристаллов из парафиновых углеводородов, массового образования кристаллов, их коагуляции и образования структурной сетки из этих кристаллов.

Показано, что математическая обработка полученных спектров поглощения с помощью ИК-Фурье спектроскопии позволяет получать два важных параметра, характеризующих динамику процесса кристаллизации парафина в нефти и конденсате при понижении температуры, а именно:

- а) температуру начала кристаллизации парафина
- б) процентное содержание массовой доли выпавшего в объеме нефти парафина в зависимости от температуры.

УДК 622.691.4:620.194.2

Низамов Р.Ш., Мустафин Ф.М., Халиков Р.Р., Басырова А.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИИ НА ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКАХ ГАЗОПРОВОДОВ

Коррозионное растрескивание под напряжением является одной из самых острых проблем эксплуатации магистральных газопроводов. На ее долю приходится 36% всех инцидентов в ПАО «Газпром» на период 2016 года. При сочетании трех факторов – коррозионной среды, растягивающих напряжений и особенностей применяемых труб – дефекты данного вида приводят к существенному материальному и экологическому ущербу.

Целью исследовательской работы стал сбор статистики отказов магистральных трубопроводов различных газотранспортных систем; систематизация и анализ полученной информации, установление участков трубопроводов, наиболее подверженных риску возникновения КРН. По итогам исследований были выдвинуты рекомендации по диагностированию стресс-коррозии и предотвращению ее появления на газопроводах РФ.

Первая рекомендация – это применение качественных и надежных материалов для строительства и ремонта МГП (трубы, сварочные, изоляционные материалы и др.). Для труб следует производить более строгий контроль соответствия химического состава и гарантированных механических характеристик требованиям нормативно-технической документации. Для сооружения новых газопроводов предпочтительно применять трубы с одним продольным заводским швом либо бесшовные

трубы. Необходимо обращать внимание на мероприятия по снижению остаточных напряжений в трубе (улучшение и другие виды термообработки).

Требуется использовать заводское полиэтиленовое покрытие. Исходя из того, что стресс-коррозионные трещины проявляются только в местах порчи изоляции (проколы, отслоения) рекомендуется более тщательный строительный контроль на этапе входного контроля и изоляционно-укладочных работ.

Вторая рекомендация касается эксплуатационных условий газопроводов. Во-первых, необходимо принять меры для стабилизации работы СКЗ. Следует провести проверку технологических показателей работы СКЗ (силы тока, наложенного потенциала на трубопроводе) и провести их корректировку; свести к минимуму эффект «перезащиты» и возможные перебои в работе станций.

Во-вторых, следует производить оценку потенциально опасных участков с точки зрения НДС и условий работы трубопровода. Исследуя профиль трассы, особое внимание следует обратить на места изменения направления прокладки (перегибы рельефа, повороты в горизонтальном направлении). При изучении грунтовых условий необходимо обследовать:

- участки с щелочной и кислой средой;
- обводненные и периодически затапливаемые участки;
- участки с высоким уровнем грунтовых вод;
- болотистые участки и малоаэрируемые грунты.

В-третьих, необходимо сократить разрыв между внутритрубными диагностическими исследованиями с рекомендуемых 5 лет до 3 лет, чтобы зафиксировать рост трещины на второй стадии.

Основные рекомендации кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» на потенциально опасных для КРН участках следующие.

Применение компенсаторов и стабилизаторов в нижних точках рельефа местности, в соответствии с патентами. Установка компенсаторов позволит снизить напряженно-деформированное состояние всего МГП и уменьшить износ изоляции.

Использование на опасных участках труб с защитным покрытием только усиленного типа и с большей толщиной стенки. Например, для участков III-IV категории применять трубы с толщиной стенки как для I категории, а для участков I-II категории – как для категории В.

Библиографический список

1. Варламов Д.П. Прогнозирование рисков безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, склонных к коррозионному растрескиванию под напряжением: дис. ... докт. техн. наук. – М., 2014. – 349 с.

2. Хижняков В.И., Кудашкин Ю.А. и др. Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа // Известия Томского политехнического ун-та. – 2011. – Т.319, №3. – С. 84-89.

3. Спиридович Е.А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением: дис. ... докт. техн. наук. – М., 2014. – 422 с.

4. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. – Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.

5. Мустафин Ф.М. и др. S-образный компенсатор для трубопровода: пат. 95059 Рос. Федерация. №2009148360; опубл. 10.06.10г., Бюл. №16.

6. Мустафин Ф.М. и др. Стабилизатор продольных перемещений трубопровода: пат. 116947 Рос. Федерация. №2011146003; опубл. 10.06.12г.

УДК 622.279.8:66.045.1

Николаев Б. М., Мастобаев Б. Н.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОМАССОБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАДИАЛЬНОГО ТИПА НА УКПГ

В основном на УКПГ используются трубчатые и пластинчатые теплообменники, к минусам которых относятся большие гидравлические сопротивления наличие застойных зон.

Для того чтобы избавиться от недостатков вышеуказанных теплообменных аппаратов была предложена особая конструкция теплообменников, сочетающая в себе их свойства. Данный аппарат называется радиально-пластинчатым, и его трёхмерное изображение указано на рис. 1.

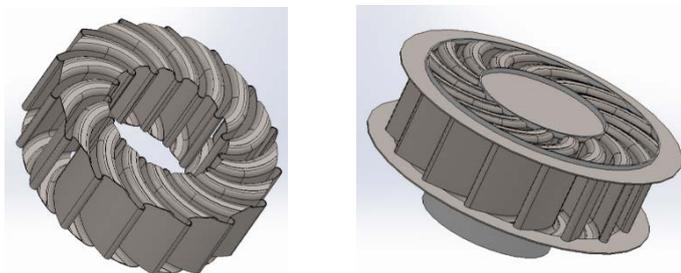


Рис. 1. Радиально-пластинчатый теплообменный аппарат

В данном исследовании был проведен сравнительный анализ гидравлических расчетов секций трубчатого и радиально пластинчатого теплообменников. Также для полной картины были рассмотрены потоки, проходящие внутри пластинчатых каналов разных типов, но с одинаковой

площадью. В качестве результата рассматривались, потери давления, и его распределения на поверхности канала.

Расчет проводился в программе ANSYS 17.0, в пакете ANSYS CFX, который является инструментом для вычислительной гидродинамики.

В качестве примера был взят поток метана с давлением 1,5 МПа и расходом 0,05 кг/с в одном канале.

В первую очередь был рассмотрен канал кожухотрубчатого теплообменника (рис. 2). Падение давления происходило равномерно по всей длине потока, и оно составило 3 кПа.

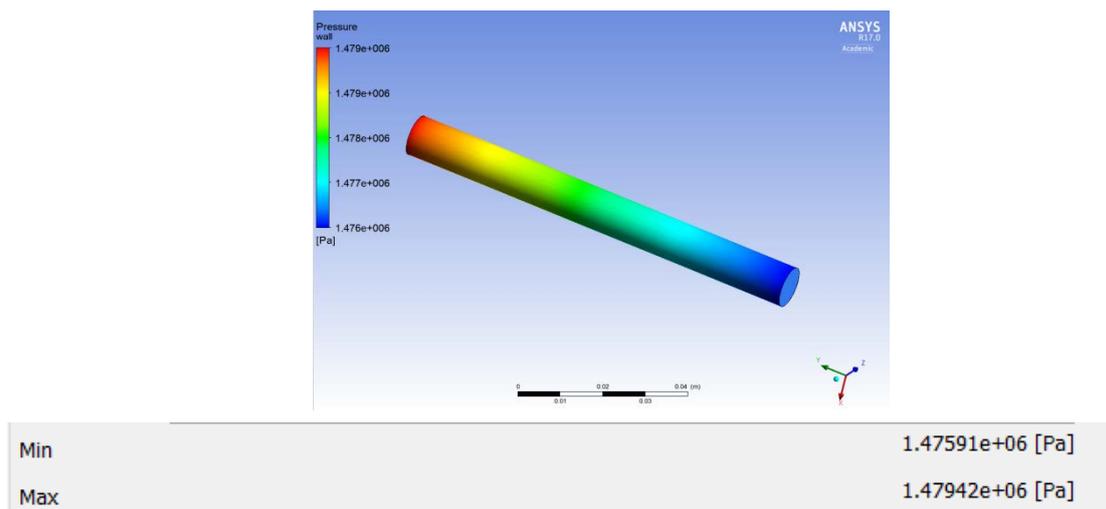


Рис. 2. Распределение давления в канале кожухотрубчатого теплообменника

Далее был рассмотрен участок канала радиально- пластинчатого теплообменника без изгиба (рис. 3). Потеря давления составила 10 Па, и она происходит равномерно, за исключением участков изгиба на входе и на выходе.

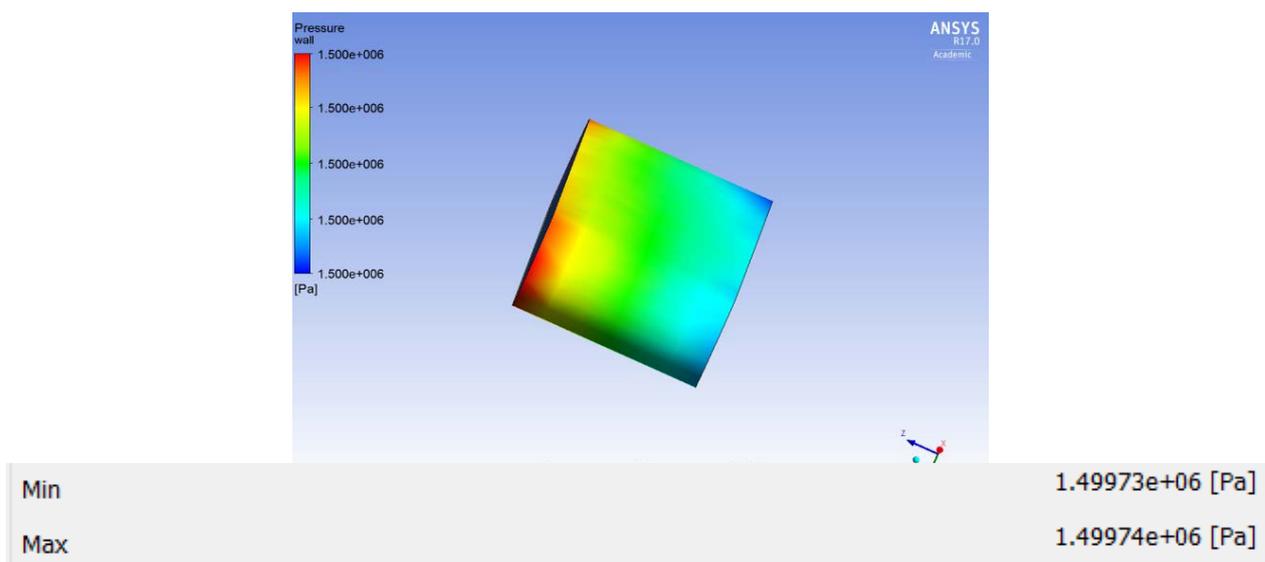


Рис. 3. Распределение давления в не изогнутом канале радиально- пластинчатого теплообменника

Следующий расчет был произведен для канала с изгибом, соответствующим конструкции данного аппарата (рис. 4). Максимальное давление наблюдается на наружной стороне, что является положительным явлением, так как при таком распределении давления снимается нагрузка с изгибов на входе и выходе канала. Падение давления при такой конструкции составляет 60 Па.

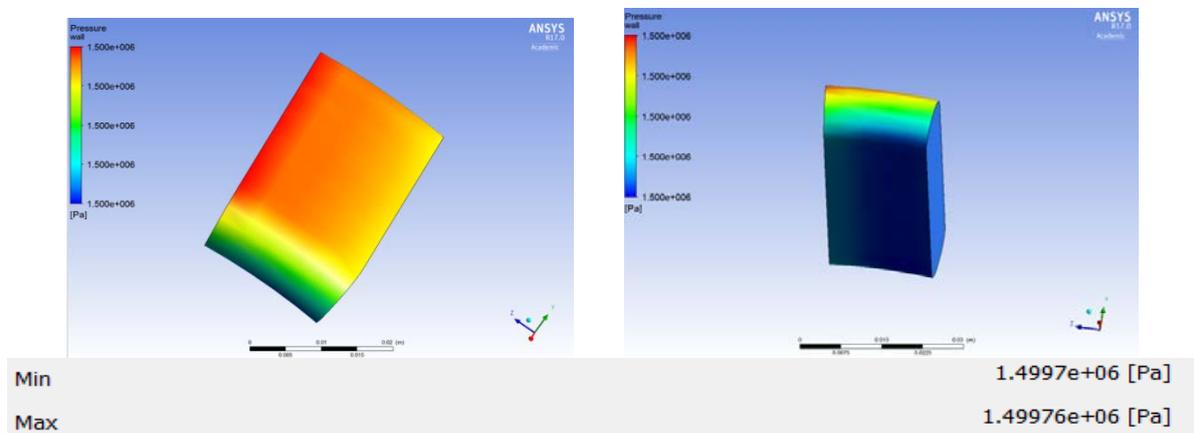


Рис. 4. Распределение давления в изогнутом канале радиально- пластинчатого теплообменника

Для увеличения поверхности теплообмена на пластинах делают специальное оребрение, которое в свою очередь меняет гидравлические свойства потока. На рисунке можно увидеть результат гидравлического расчета оребренного канала (рис. 5). Распределение давления в такой конструкции не равномерное, максимальная его величина наблюдается на поверхности ребра, а минимальная на середине поверхности выхода. Также при данной конструкции значительное давление оказывается на изгибы на выходе, которые являются ответственным узлом конструкции, и большие нагрузки на них не желательны. Падение давления у этой конструкции наиболее значительно среди всех теплообменников радиально пластинчатого типа, и оно составляет 0,63 КПа.

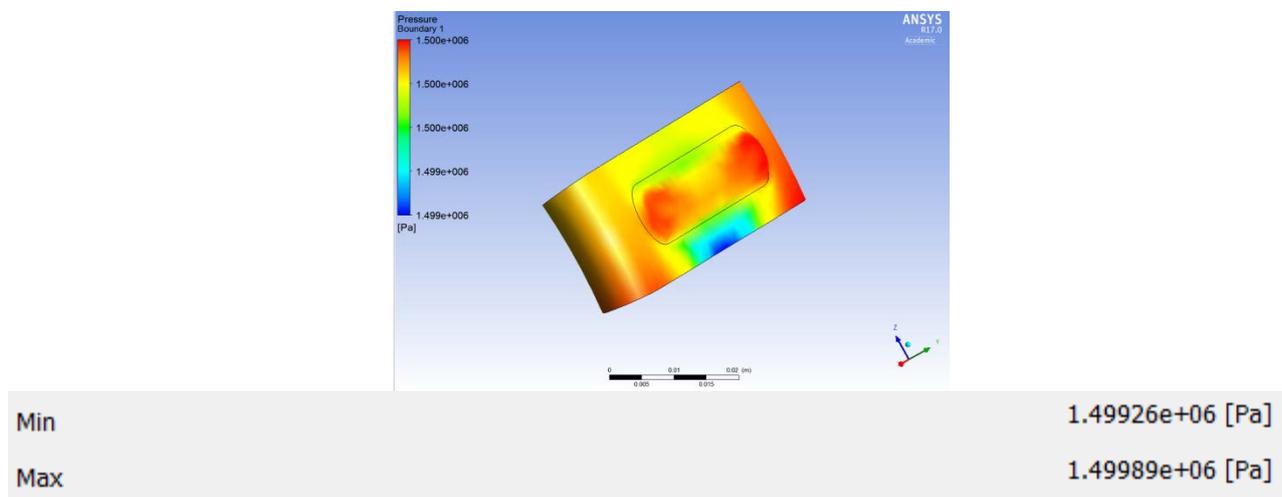


Рис. 5. Распределение давления в оребренном канале радиально- пластинчатого теплообменника

Последний расчет был проведен для поверхности с круглым оребрением, которое также часто используется при производстве пластинчатых теплообменников (рис. 6). По рисунку также можно видеть, что наибольшее давление приходится на самые высокие точки ребра а минимальное на входе и выходе завихрения потока на ребре. В остальной не оребренной поверхности теплообменника мы наблюдаем равномерное распределение давления по поверхности потока. Падение давление на участке данной конструкции составило 0,33 кПа, что меньше чем в предыдущем случае, но больше чем у фрагмента без оребрения.

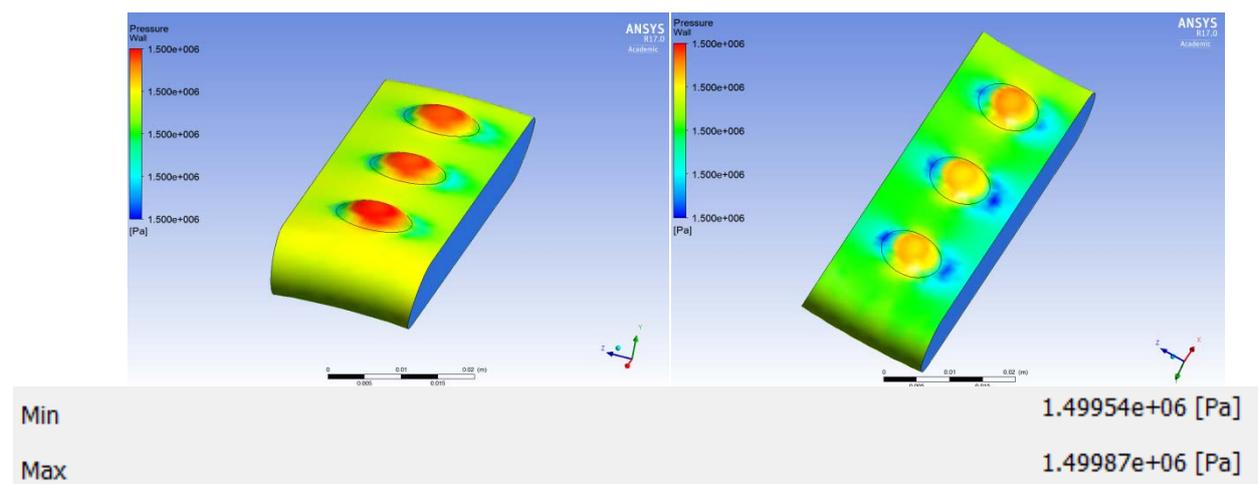


Рис. 6. Распределение давления в изогнутом канале радиально- пластинчатого теплообменника

Данные расчеты показали, что одна и та же площадь теплообмена при разной конструкции имеет разные гидравлические сопротивления. Из результатов можно сделать вывод, что применение теплообменников радиально пластинчатой конструкции позволяет на порядок уменьшить потери давления. Также можно сделать вывод, что оребрение и изгиб пластин увеличивает гидравлическое сопротивление конструкции, однако изгиб пластин оправдывается размещением их внутри аппарата, а оребрение, значительно меняющее гидравлику аппарата, имеет смысл использовать при ограниченных габаритах, для увеличения площади теплообмена.

Библиографический список

1. Бекиров Т.М., Ланчакв Г.А. Технология обработки газа и конденсата. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.
2. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов / пер. с англ. – Москва: Недра, 1977.

Нуруллаев В. Х.¹, Усубалиев Б. Т.², Гахраманов Ф. С.¹,
Гасанова М. М.², Рзаева А.К.²

¹Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики
(SOCAR), г. Баку, Азербайджанская Республика

²Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы
нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджанская Республика

ПРОМЫВАНИЕ КАВИТАЦИОННЫХ ЗОН, ОБРАЗУЮЩИХСЯ В ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ

Известно, что АСПО является очень сложной дисперсной системой, состоящей из асфальтенов, смол, парафинов, а также проникающих в них механических смесей, песка и солей. Во время процессов транспортировки нефти по трубопроводам в некоторых зонах труб наблюдаются образования АСПО, поэтому указанные зоны называются зонами кавитации. Подобные кавитационные зоны в трубопроводах определяются графо-аналитическим методом [1]. Осуществленные нами исследования показали, что такие зоны в большинстве случаев образуются в зонах перевалов. Для устранения подобных зон кавитации используется целый ряд химических и физических методов. Причины образования в зонах перевалов осадков, состоящих из асфальтенов, смол, парафинов, а также проникающих в них механических смесей подробным образом изложены в соответствующей литературе [2,3].

Путем исследований было установлено, что протекания нефти через эти зоны приводит к частичному улучшению их реологических свойств. Несмотря на это, образование зон кавитации в нефтепроводах не желательно. В случае несвоевременного обнаружения и устранения зон кавитации в трубопроводах увеличивается риск вероятности аварийных ситуаций, называемых кавитационными авариями. Причина аварийных ситуаций связана с преобразованием некоторых нефтяных компонентов в плазменное состояние в результате повышения температуры и давления в подобных зонах [4]. Подобные термодинамические условия становятся причиной сильных гидравлических повреждений в трубопроводах и неоднократного учащения процессов образования коррозий и эрозий [5].

Целью данной работы является устранение кавитационных зон АСПО, образующихся в трубопроводах при транспортировке сырой нефти.

Поставленная задача достигается посредством метода устранения зон кавитации, при котором зоны «кавитации» трубопроводов обрабатываются композитным раствором в нижеуказанном составе (масса, %): 0,5 - 1 % полимеры, 69,5 - 70 % ДЩО (дизельно-щелочные отходы), остальное – вода. В качестве полимера применяется композитный раствор на основе наноструктурного координационного полимера при соотношении к осадку: 1 – 4 : 30, с формулой БАФ-1.

Указанный эффект достигается за счет структурных особенностей координационного полимера. Так, в каркасном строении координационного полимера имеются колонки со специальной избирательной способностью к самообразованию и самоконструированию, привлекая тем самым в свои каркасные полости молекулы, обладающие одинаковыми размерами и геометрическими формами, образуя невалентные супрамолекулярные соединения, которые расщепляют осадки изнутри.

Подготовка композита осуществляется в нижеуказанной последовательности: в резервуар с определенным объемом жидкости вводится необходимое количество ДЩО, после чего добавляется полимер и раствор смешивается в течение 5 минут. Процесс осуществляется при комнатной температуре и атмосферном давлении.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что количество использованного в примере композитного раствора является достаточным для полного расщепления АСПО и данный процесс должен считаться эффективным в случае соотношения «композитный раствор : осадки» (4 : 30 соответственно).

Как видно предлагаемый метод отличается своей эффективностью, благодаря использованию в качестве моющего композита, впервые полученного нами на основании производимых в промышленности компонентов и впервые примененного при промывании АСПО наноструктурным координационным полимером и легкой технологией получения с формулой БАФ-1, а также ДЩО (дизельно-щелочные отходы).

Для осуществления непосредственного применения предлагаемого метода в промышленности (в процессе транспортировки нефти) используется готовое кавитационное устройство.

Библиографический список

1. Исмаилов Г. Г., Нуруллаев В. Х., Зейналов Е. А. Графоаналитический метод для определения спмотечных участков в нефтепроводах при установившемся режиме. – 2015. – Т 7, №3. – С. 91-104.
2. Nurullayev V. H., Gahramanov F. S., Usubaliyev B. T. Education surface to a pipelines // International journal of engineering sciences and research technology. – 2016. – V 5, №1. – P. 441-447.
3. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011, №1, – С. 268-284.
4. Агаев С.Г. Фазовые переходы и структурообразование в модельных системах твердых углеводородов и депрессорных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – №9. – С. 37-40.
5. Промтов М.А. Перспективы применения кавитационных технологий для интенсификации химико-технологических процессов // Вестник ТГТУ. – 2008. – Т.14, №4. – С. 861-869.

Панахов Г.М.¹, Аббасов Э.М.¹, Исмаилов Ш.З.², Гусейнов В.Г.²

¹*Институт математики и механики НАН Азербайджана,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

²*Азербайджанский государственный университет нефти и
промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика*

РЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ СТРУКТУРООБРАЗУЮЩИХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ ПРИ ТЕЧЕНИИ В ТРУБАХ

В последние годы изучение течения гетерогенных жидкостей приобрело актуальность в связи с проявлением большого разнообразия реологических свойств (аномальной вязкости, гистерезисных эффектов, неньютоновских свойств и т.д.). На практике часто встречаются так называемые дисперсные системы, обладающие пространственной структурой, в которых вплоть до пороговых высоких скоростей сдвига не происходит полного разрушения целостного каркаса. Одной из причин проявления такой аномальности является сверхмицеллярное структурообразование, которое было установлено у многих гидрофобных коллоидных растворов.

Для изучения полного разрушения таких растворов от внешних воздействий необходима оценка характера такого воздействия в предположении о том, что напряжение, действующее в малой окрестности некоторой точки среды в данный момент времени, зависит от предыстории деформации соответствующего элементарного объема.

Причиной слипания частиц в жидкостях может быть нарушение агрегатной устойчивости и коагуляции. К таким растворам можно отнести углеводородные жидкости - и, в частности, гетерогенные нефти, связь между частицами возникает из-за частичной перекристаллизации или ассоциации полярных групп таких соединений, как асфальтены-смолы-парафины (АСП), нафтеновые кислоты и иные высокомолекулярные компоненты.

Принимая во внимание, что структурообразование является наиболее частой причиной аномалии вязкости, остается открытым вопрос о форме зависимости вязкости от напряжения сдвига. Он не может быть решен на основании общей схемы рассуждений без конкретизации природы связей.

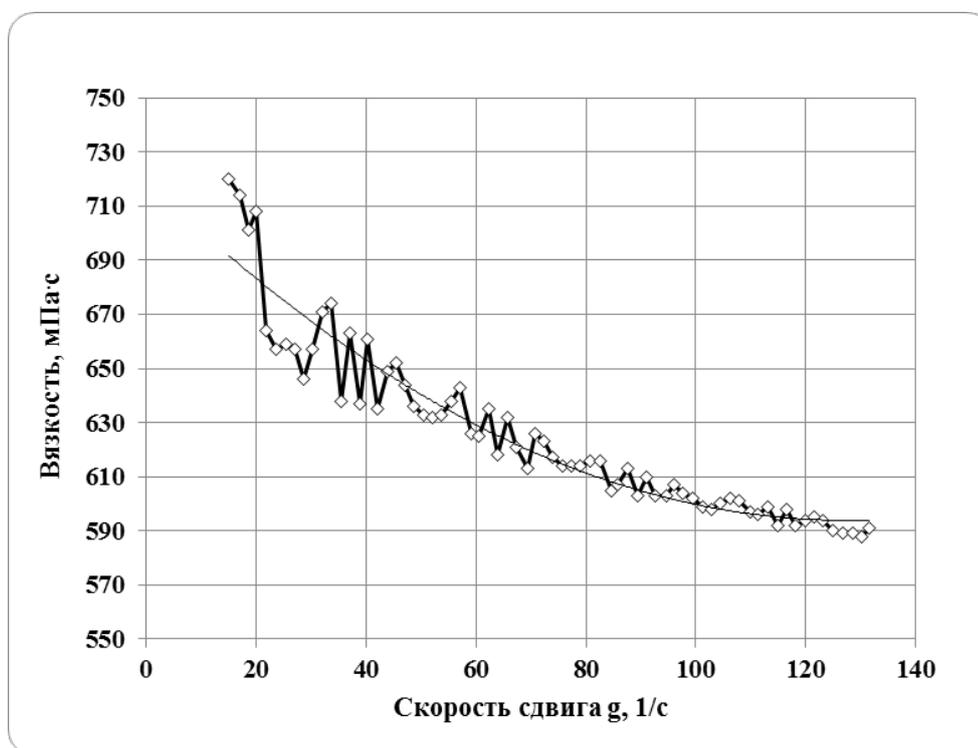
Эффект аномалии вязкости с тиксотропными превращениями в системе позволяет дать кинетическую интерпретацию не только режиму установившегося течения, но и предстационарной стадии деформирования.

В работе экспериментально изучен процесс разрушения-восстановления структурных связей гетерогенный углеводородных жидкостей (нефтей), при которых проявляются элементы, ответственные за тиксотропное поведение и гистерезисные эффекты при течении.

В основе этих исследований лежит решение задачи о влиянии некоторых безынерционных периодических интенсивных возмущений на течение жидкости с переменной внутренней структурой в трубке круглого сечения.

Изучено влияние параметров, определяющих кинетику изменений структуры и колебаний градиента давления на эффективную вязкость жидкости и другие осредненные гидродинамические характеристики. Основным вопросом исследований являлось выявление критических значений интенсивности возмущений, позволяющих изменить расходные характеристики течения, а затухает или нарастает скорость течения в зависимости от наложенных возмущений с течением времени.

Авторами проведены исследования с использованием вихревого устройства, установленного на входе модели трубопровода, моделирующего пульсационный режим течения при стационарном расходе, соответствующий колебаниям с различными амплитудами возмущений. Установлено, что при пульсационном режиме изменения расхода и вязкости жидкости имеет место нестационарный характер течения, существенно зависящий от амплитуды накладываемых на поток возмущающих колебаний.



Реовискозиметрия дегазированной нефти

В работе решена задача о влиянии безынерционных периодических интенсивных возмущений на течение жидкости с переменной структурой в трубах круглого сечения, определяющих кинетику изменения структуры и влияние колебаний градиента давления на эффективную вязкость жидкости и другие осредненные гидродинамические характеристики. Оценена амплитуда интенсивности возмущений, изменяющая (улучшающая) расходные характеристики потока жидкости.

Пашковская А.В., Фролов Ю.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

К ВОПРОСУ О РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ

Основным фактором, от которого зависит пропускная способность автозаправочной станции, является количество топливораздаточных колонок, их эффективная и бесперебойная работа. Помимо этого, огромное значение имеют резервуары, являющиеся одним из основных конструктивных элементов автозаправочной станции, изготавливаемые из стали или полимерных материалов, позволяющие осуществлять хранение запасов топлива на АЗС для последующей его выдачи. От качества стальных резервуаров, установленных на АЗС, также зависит ее надёжность и безаварийное функционирование.

Резервуары являются той основой, вокруг которой строится вся остальная часть инфраструктуры и коммуникаций. Площадь, занимаемая резервуарным парком, значительно превышает площадь установки остальных объектов и сооружений автозаправочной станции.

Эксплуатация резервуаров неминуемо влечет их износ и выход из строя.

Статистика показывает, что наиболее часто встречающиеся поломки:

- трещины в местах сварки переходящие на основное полотно;
- неровности поверхности обечайки резервуара;
- некачественная сварка деталей;
- повреждение отдельных конструктивных элементов резервуара и т.д.

Эти поломки вызываются следующими причинами:

- старение конструкции;
- ломкость (охрупчивание) металла на холоде;
- некачественная сварка в местах конструктивного сопряжения элементов;
- ошибки при монтаже резервуара;
- осадка грунта под резервуаром;
- неграмотная эксплуатация резервуара, обусловленная низкой квалификацией персонала и т.д.

Ремонт и устранение всех неполадок проходит в соответствии с требованиями по эксплуатации резервуаров, и осуществляется в следующих направлениях:

- техническое обслуживание - плановая проверка всех швов, стыков и соединений внутри резервуара, мест примыкания арматуры к резервуару, проверка работы технического оборудования, обнаружение возможной деформации резервуара и появления вмятин или гофр, обследование оборудования и т.д.;

- текущий ремонт – плановые зачистки резервуара, ремонт отдельных частей конструкции резервуара, восстановление герметичности резервуара, укрепление швов и мест стыка, ремонт крышек колодца, покраска отдельных деталей;

- капитальный ремонт – наиболее полный и сложный ремонт, при котором делается полная разборка, восстановление или замена изношенных и устаревших деталей, а также их восстановление, наладка и регулировка. А также тестирование работы системы с соблюдением всех требований безопасности и экологичности.

Для обеспечения долговечной работы резервуаров АЗС необходимо своевременное проведение диагностики, что позволит определить возможные причины сбоя в работе резервуара и предусмотреть проведение системы планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания (ППРО), что позволит обеспечить бесперебойную работу АЗС. в целом.

В представленном докладе обсуждаются вопросы оценки ремонтнопригодности основного оборудования АЗС, в том числе резервуаров, а также выбора возможных стратегий ремонта и технического обслуживания.

УДК 66.081.6:665.6

Петр Крижанек¹, Лубош Новак²

¹*MemBrain s.r.o., Pod Vinicí 87, Stráž pod Ralskem 471 27, Czech Republic*

²*MEGA a.s., Drahohejlova 1452/54, 190 00 Praha 9 – Vysočany,
Česká republika*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕМБРАННЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕХНОЛОГИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

Отношение использования воды в процессе добычи нефти составляет 3:1, что на самом деле равняется 70% объема; 95% воды можно вернуть в скважину, но и оставшиеся 5% представляет собой интересный объем воды, который можно было бы использовать при предусматриваемом водном стрессе для орошения, как питьевую воду или в энергетике. Состав воды сильно варьируется в зависимости от местоположения и геологической истории месторождения. Шахтная вода в процессах нефти и газа представляет собой смесь органических и неорганических материалов. Состав в зависимости от местоположения может варьироваться, но основными компонентами загрязнения будут:

- растворенные и диспергированные нефтяные (углеводородные соединения);
- растворенные минеральные вещества;
- добавки (химические соединения против коррозии, противовспениватель, биоциды);

- продукты реакции (твердые вещества от коррозии, воски, асфальтены, бактерии);

- растворенные газы.

Концентрация соли отличается в зависимости от характера месторождения: от промилле на литр до 250 000 мг/л. Концентрация сульфатов, как правило, ниже, чем в морской воде. Воды содержат и тяжелые металлы, их состав и количество зависят от времени возникновения месторождения. Основными твердыми взвешенными неорганическими веществами являются SiO_2 , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , BaSO_4 . Наиболее распространенными газами, присутствующими в шахтной воде в результате добычи нефти, является сероводород, диоксид углерода, кислород.

Вода в газовых скважинах лишь из геологического отложения. При добыче не используется, как у нефти, нагнетаемая вода для большей выработки месторождения. Содержание хлоридов во много раз выше, чем в морской воде. В качестве добавки часто используется метанол, этиленгликоль и триэтиленгликоль. Летучие компоненты, однако, представлены в более высоких концентрациях, чем при добыче нефти.

Сброс или повторное использование вод обоих видов добычи имеет серьезные подводные камни в виде диспергированных углеводородов, солености и неполярных органических веществ. Общей схемой рабочего процесса обработки таких вод является:

- удаление диспергированных углеводородов;
- удаление растворенных органических веществ;
- размягчение и удаление взвешенных веществ;
- удаление газовых фаз;
- удаление хлоридов;
- дезинфекция.

У всех этих процессов существуют коммерческие практики. Мы рассмотрим мембранные, электромембранные процессы, а также процессы обработки давлением.

Электродиализ (ED)

Позволяет обрабатывать воду из растворимых веществ (TDS) 400-7000 мг/л с обессоливанием между 50 -95% с выходом 85 -94%. Самыми экономичными являются процессы с содержанием TDS до 3500 мг/л. Для увеличения загрязнения используются комбинированные процессы ED и другие мембранные процессы и сочетания с традиционными методами:

- Применение электродиализа в комбинированных процессах
- UF (Ультрафильтрация) - ED (Электродиализ)
- Мембранный биореактор (MBR)- Электродиализ (ED)

В процессе нефти и газа мембранные процессы, таким образом, обычно используются для обработки воды, диэтиленгликоля и очистки аминов.

Благодарность

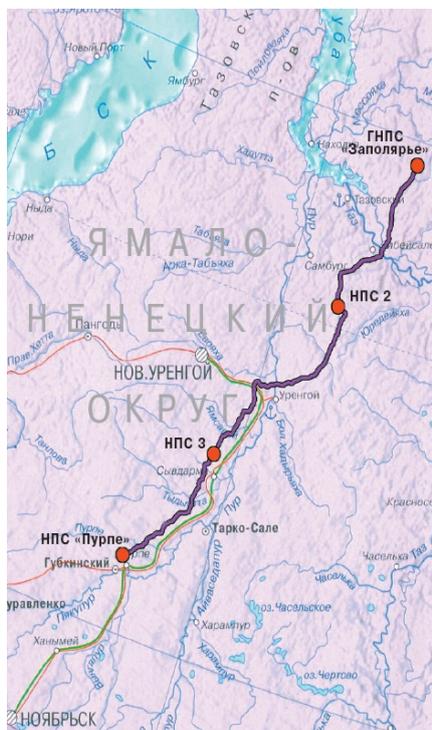
Данная работа возникла при поддержке Министерства промышленности и торговли Чешской Республики в рамках проекта LO1418 «Прогрессивное развитие Мембранного инновационного центра», поддерживаемого

Национальной программой устойчивого развития (NPU I) Министерства образования и физической культуры Чешской Республики, а также с использованием инфраструктуры Мембранного инновационного центра.

УДК 622.692.4.053

Половков С.А., Гончар А.Э., Шестаков Р.Ю.,
Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТЕРРИТОРИЙ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИВА



В 2016 году ПАО «Транснефть» готовится к пуску в эксплуатацию магистрального нефтепровода «Заполярье -НПС «Пурпе» (географическое расположение трубопровода представлено на рис. 1). Это самый северный трубопровод системы «Транснефть». Расположение трубопровода в Арктической зоне накладывает ограничения на возможность ликвидации и локализации разливов нефти. Подобный сценарий ставит во главу угла вопросы прогнозирования возникновения повреждений нефтепровода, распространения разлива нефти, разработки методов и защитных сооружений для локализации и ликвидации.

Данная статья посвящена формированию комплексного подхода к разработке мероприятий по защите территорий Арктической зоны РФ.

*Рис. 1. Географическое
расположение МН
«Заполярье – НПС «Пурпе»*

характеризующегося суровой продолжительной зимой, сравнительно коротким, но тёплым летом.

Смесь нефтей, планируемая к перекачке, характеризуется температурой застывания до +17 °С и высокой вязкостью. По этим причинам предусмотрен подогрев нефти до 60 °С на специально оборудованных пунктах подогрева, расположенных по трассе.[1]

Магистральный нефтепровод «Заполярье -НПС «Пурпе» (далее – МН) проложен в условиях арктического климата (территория Ямало-Ненецкого автономного округа),

Воздействие «горячей нефти» и работ по локализации и ликвидации разлива может вызвать деформацию многолетнемерзлых грунтов, что нанесёт непоправимый ущерб природе Арктики и может стать причиной новых аварий на МН.

Для разработки мероприятий по защите территорий Арктики должны быть определены наиболее опасные участки трубопровода, количество нефти при аварии на них, спрогнозированы пути распространения разлива.

Наиболее опасные участки МН были определены в результате оценки риска. Для проведения оценки риска нефтепровод был разбит на участки протяжённостью 1 км, точки возможного истечения принимались в начале каждого участка. Объём истечения из каждой точки определялся в соответствии с [2] с учётом времени закрытия задвижек, расстояния от них, профиля рельефа. Оценка риска проводилась с помощью программного пакета «Toxi+Risc» версии 4.4.1, ущерб оценивался в соответствии с методикой, представленной в руководящем документе [3]. По итогам оценки риска все участивыбранного МН характеризуются «малой», реже «средней» сравнительной степенью опасности аварии. «Средняя» сравнительная степень опасности обусловлена вероятностью попадания разлива нефти в водный объект. Для моделирования выбран отрезок трассы с большим количеством водных объектов, располагающихся вблизи трассы трубопровода.

Для прогнозирования распространения разлива нефти путём компьютерного моделирования был использован модуль «Разлив нефтепродуктов (суша)» (далее - модуль), разработанный российской компанией ООО «ИНТРО-ГИС» (г. Уфа) для программного пакета ArcGISDesktop. В данной статье рассмотрен наиболее опасный вариант распространения разлившейся нефти, при котором основное влияние на распространение и скопление будет оказывать рельеф местности, на которой проложен нефтепровод. Иницирующим разлив событием был выбран гильотинный разрыв нефтепровода, т.к. при подобной аварии разливается наибольший объём нефти. Такое моделирование позволит спрогнозировать наиболее удалённые места стоков и скоплений.

Цифровая модель рельефа местности для моделирования была построена на основе результатов лазерного сканирования. Для имитации



Рис. 2. Результаты моделирования разлива

попадания нефти в водный объект на рельеф дополнительно были нанесены углубления, при попадании в которые нефть не может выйти за их пределы. Объем разливающейся нефти на каждом участке был определен в процессе оценки риска. Результат моделирования представлен на рис. 2.

Красными окружностями отмечены места попадания нефти в водный объект. Эти места стоит отнести к местам приоритетной защиты, для которых рекомендуется разработка защитных мероприятий и сооружений.

В целях исключения угрозы попадания нефти в водные объекты существует необходимость сооружения стационарных заграждений, препятствующих распространению нефти. Кроме того, для экономии времени за счет доставки средств на место чрезвычайной ситуации, существует необходимость создания опорных пунктов, которые будут расположены в непосредственной близости к наиболее уязвимым участкам трассы трубопроводной системы. Данные опорные пункты будут представлять собой площадки с расположенными на них оборудованием и приспособлениями, которые в полной мере позволят оперативно отреагировать на разлив нефти.

Подводя итог, стоит отметить, что описанный выше подход позволяет получить наиболее полную и приближенную к реальности картину событий при аварии на магистральном нефтепроводе. Полученные результаты могут быть использованы при разработке защитных мероприятий и сооружений, направленных на минимизацию ущерба и максимальное сокращение воздействия возможного разлива на хрупкое природное равновесие Арктики.

Библиографический список

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Суриков В.И., Павлов В.В., Зотов М.Ю. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №1(13). – С. 24-28.

2. РД-13.020.00-КТН-148-11. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. – Утверждено ОАО «АК «Транснефть» 15.12.2011.

3. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. – Утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.02, № 63.

Рамазанова Э.Э.¹, Усубалиев Б.Т.¹, Нуруллаев В.Х.²,
Гахраманов Ф.С.², Гасанова М.М.¹, Рзаева А.К.¹

¹Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», г. Баку, Азербайджанская Республика

²Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR), г. Баку, Азербайджанская Республика

СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ТЯЖЕЛЫХ ТОВАРНЫХ НЕФТЕЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Известно [1, 2], более половины всех мировых известных запасов составляет тяжелая нефть, которая в подавляющем большинстве представлена новыми месторождениями с быстроразвивающимися технологиями и новыми потребностями.

Одной из наиболее сложных проблем при добыче высоковязкой нефти является ее транспортировка по трубопроводам и доставка на нефтехранилища [3, 4].

Настоящая работа посвящена вопросам транспортировки нефти, в частности методу снижения кинематической вязкости углеводородных текучих сред, а также уменьшению количества отложений в затрубном пространстве скважины или трубопроводе.

К известным методам, способствующим добыче вязкой нефти и облегчающим ее транспортировку к другому месторасположению, нефтехранилищу или нефтеперерабатывающему заводу. К таким способам относятся, например, механические перекачивания в сочетании с нагнетанием водяного пара, добыча нефти шахтным методом, добавление разбавителей с низкой вязкостью, например дистиллятов тяжелой ароматической нефти [5–7], а также приведение в контакт углеводородной текучей среды эффективным эмульгирующим количеством композита, содержащего, по меньшей мере, один гидрофобно-модифицированный неионогенный полимер.

Недостатками этих методов являются низкие значения объемного коэффициента полезного действия насосного оборудования, высокий гидродинамический перепад давления, использование (1,6%) раствора указанных полимеров, необходимость интенсивного перемешивания, а также сложность технологии получения полимеров.

Поставленная задача достигается обработкой нефтей композитом, имеющим состав (% мас.): 0,5-1,5% полимер, 0,08-0,15% сульфанола, остальное – вода; при этом в качестве полимера используют наноструктурные координационные полимеры при соотношении композит : нефть 1 ÷ 5 : 30.

Наблюдаемый эффект достигается за счет особенностей структуры координационных полимеров, в каркасе которых образуются колонки,

имеющие форму гексагональной призмы, диаметром около 2,5 н. Контакт таких материалов, имеющих полимерно-слоистую каркасную 3D структуру, с тяжелой нефтью, приводит к самопроизвольному образованию невалентных супрамолекулярных соединений с высокомолекулярными углеводородными и гетеросодержащими компонентами нефти, ответственными за повышенную вязкость углеводородной среды.

Сравнительные данные о влиянии соотношения композита к нефти на показатели ее кинематической вязкости приведены в таблице. Как видно из полученных данных, наилучшие результаты были получены при соотношении композита к нефти как 4 : 30. Исходя из этого, данное соотношение принимается в качестве оптимального для дальнейших примеров. При этом кинематическая вязкость нефти снижается до значения 44,71 мм²/сек.

*Тенденция изменения вязкости нефти в зависимости
от отношения раствора к сырью*

Отношение раствора к сырью	Кинематическая вязкость нефти, мм ² /сек
-	83,32
1 : 30	72,18
2 : 30	50,43
3 : 30	45,22
4 : 30	44,71
5 : 30	51,42

Как видно из представленных данных, предлагаемый метод выгодно отличается эффективностью использования полимерсодержащих композиций, получение которых базируется на применении компонентов, производимых в промышленных масштабах, полимеров, не имеющих оптических и геометрических изомеров, а для достижения значительного улучшения реологических свойств углеводородной системы (снижения кинематической вязкости) достаточно применения незначительного количества наноструктурного координационного полимера, что позволяет улучшить не только условия, но и экономичность транспортировки высоковязких нефти.

Библиографический список

1. Сажин В.В., Селдинас И., Сажин В.Б. Трудноизвлекаемые заносы и «тяжелые нефти» России // Успехи в химии и химической технологии. – 2008. – Т. XXII, № 12(92). – С. 56-68.
2. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей: автореф. ... дисс. докт. техн. наук. – УГТУ, Ухта, 2003. – 43 с.

3. Мастобаев Б.Н., Хайбуллин Р.Я. Влияние асфальтосмолистых веществ на процесс парафинизации нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1981. – № 8. – С. 9.

4. Надиров Н.К., Тугунов П.И. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. Серия: Новые нефти Казахстана и их использование. – Алма-ата: Наука, 1985. – 285 с.

5. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

6. Пат. РФ 2073696, опуб. 20.02.1997.

7. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-290.

УДК.622.691.6

Сайфутдинов А.М., Коробков Г.Е.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

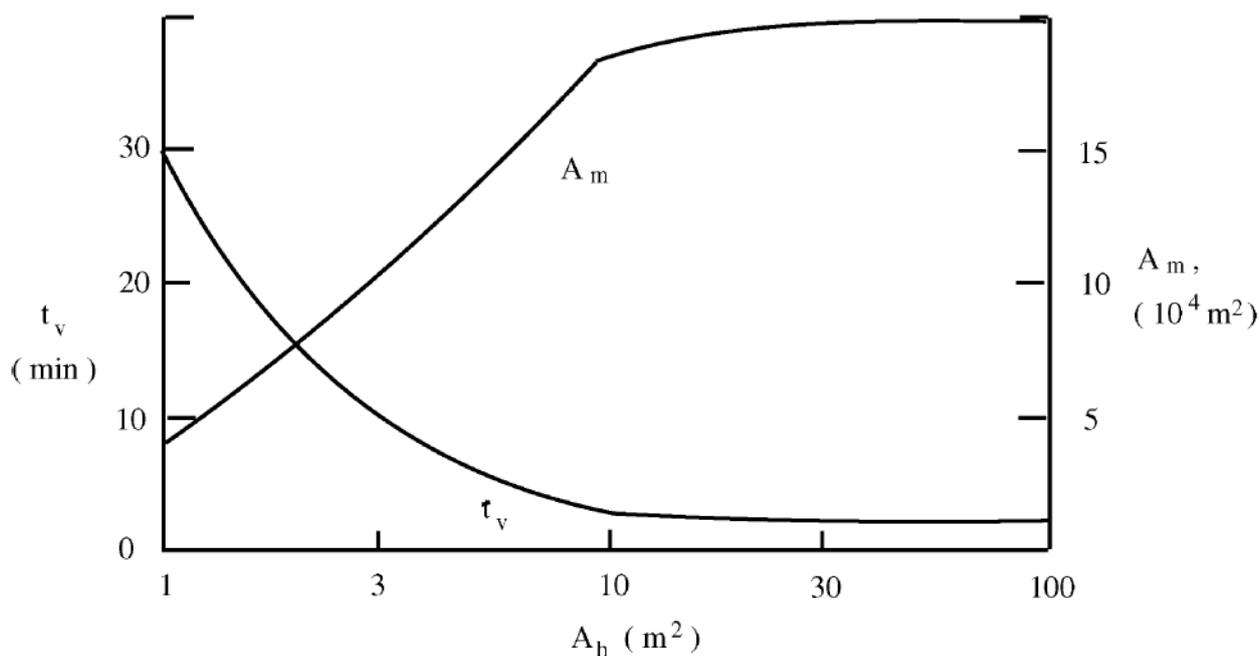
ОСОБЕННОСТИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНОГО ИСТЕЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ ТАНКЕРА

Танкеры сжиженного природного газа (СПГ) транспортируют жидкость, плотность которой составляет около 42% от плотности воды. В связи с этим порядка 30-50% груза находятся над поверхностью воды, что является характерной особенностью морских метановозов. Для них справедлива зависимость, если осадка судна (вертикальное расстояние от киля до ватерлинии) есть число D_r , то высота разлива над ватерлинией $h_0=1,1D_r$. При объеме СПГ V в единичном танке газовеца площадь поверхности жидкости составляет $A_t=0,52*(V/D_r)$. Таким образом для типового танкера общей вместимостью 125000 м^3 , имеющего осадку $D_r=11,8 \text{ м}$ и объем одного грузового отсека $V=25000 \text{ м}^3$, высота разлива над ватерлинией составляет $h_0=13 \text{ м}$, а площадь поверхности СПГ $A_t=1100 \text{ м}^2$. В случае аварийной ситуации -разгерметизации (пробой) корпуса судна на уровне ватерлинии объем вытекающей жидкости составит $h_0 * A_t=14300 \text{ м}^3$.

При истечении СПГ на водную поверхность процессы распространения и испарения «бассейна» зависят от величины Δ [1], являющейся отношением разности плотностей морской воды и «бассейна» пролива к плотности морской воды (для СПГ $\Delta=0,58$), и скорости испарения w . В случае испарения пролива величина w может быть принята равной $1,9*10^{-4} \text{ м/с}$, а в случае возгорания - $w=8*10^{-4} \text{ м/с}$.

Было установлено, что максимальная площадь «бассейна» СПГ и продолжительность его горения являются функциями от площади пробоя в

стенке танкера A_h (показано на рисунке). График был построен для случая истечения и возгорания СПГ из танка единичной вместимостью 25000 м^3 . Для принятого варианта условий расчет показал, что с увеличением площади пробоя в стенке площадь «бассейна» увеличивается до 181000 м^2 . Данная величина соответствует радиусу полукруга разлива в 339 м , что, для сравнения, превышает длину танкера 270 м . Примечательным в данном случае является тот факт, что с увеличением площади разлива сокращается время выгорания пролива до $3,3 \text{ минут}$. Объясняется это тем, что чем больше площадь разлива СПГ, тем больше тепловой поток, поступающий как от подстилающей поверхности воды, так и от горения зеркала СПГ.



Зависимость площади (A_m) и времени выгорания (t_v) СПГ с поверхности воды от площади пробоя (A_h) в стенке танкера

Полученные зависимости могут быть использованы при проектировании морских и речных терминалов по отгрузке и приему СПГ, что является актуальной задачей для России в условиях диверсификации поставок газа как на внешний, так и внутренний рынок.

Библиографический список

Рахимов, В.О. Определение радиуса аварийного разлива сжиженного природного газа на водной поверхности / В.О. Рахимов, Г.Е. Коробков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – №3. – С.21-24.

Саттаров Р.М.¹, Дуликравич Д.С.², Саттарзада И.Р.²¹Баку, Азербайджанская Республика²Майами, Хьюстон, Соединенные Штаты Америки

НАНОМОДЕЛИРОВАНИЕ НЕКОТОРЫХ НЕГОМОГЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА

Известно, что мониторинг и управление различными технологическими процессами добычи и транспорта нефтей, как правило, связано с моделированием движения структурированных неоднородных жидкостей, характеризующихся сложными физико–химическими и реологическими свойствами.

Одной из важнейших гидравлических характеристик неоднородных жидкостей является смачиваемость, а также явление ионообмена между самими фазами и многофазными системами с твердой поверхностью.

Регулирование гидравлическими характеристиками, основанные на упорядочении ионообменных и зарядовых процессов, связаны с регулированием смачиваемостью, ионообменном, дисперсностью углеводородных фаз, физико-химическим составом реагентов в реологически сложных нефтях и технологиями применения различных добавок химических присадок и воздействия физических полей.

Всё вышеотмеченное является в современном понимании нанорегулированием процессов или свойств неоднородных сложных жидкостей на молекулярном или надмолекулярном уровне, определяющими физико-химические явления и параметры, которые рассматриваются как наноэлементы при моделировании систем и процессов на макроуровне.

В связи с этим разработка математических моделей управления технологическими процессами путем применения химических, физических, тепловых и различных других методов воздействия должна основываться на моделировании движения негетогенных сложных жидкостей на наноуровне.

1. Некоторыми исследованиями газожидкостных систем в достаточно широком диапазоне изменения давлений показано, что в окрестности области, как выше, так и ниже давления насыщения, величина вязкости газожидкостных систем может меняться весьма существенно, вероятно за счет образующихся кластеров с наноразмерными газовыми включениями.

На основе отмеченных предположений было получено реологическое уравнение течения в трубе вязкой жидкости, при наличии газовых нановключений, с нелинейными параметрами, зависящими от уровня давления

$$\theta \frac{d\tau}{dt} + \tau = \beta_* W + \lambda_* \frac{dW}{dt}; \quad (1)$$

$$\beta_* = \frac{4\mu_0}{R} \left[\beta\gamma(P_s - P) - \frac{1}{\gamma} \right] \quad \lambda_* = \theta \frac{\tau}{W},$$

а также уравнение фильтрации газожидкостной смеси с нелинейными параметрами, в области и выше давления насыщения, при наличии газовых нановключений

$$g^* \frac{dV}{dt} + V = -\frac{k}{\mu_{0c}} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \theta \frac{d}{dt} \frac{\partial P}{\partial x} \right); \quad (2)$$

$$g^* = \theta \frac{\mu_c}{\mu_{0c}} = -\theta \frac{k}{\mu_{0c}} \frac{\partial P}{\partial x} \quad \mu_{0c} = \mu_0 [1 + \beta\gamma(P - P_s)].$$

Здесь τ – напряжение сдвига; W – осредненная скорость течения в трубе вязкой жидкости, при наличии газовых нановключений; V – скорость фильтрации газожидкостной смеси, при наличии газовых нановключений; P_s – давление насыщения; $\frac{\partial P}{\partial x}$ – градиент давления при фильтрации газожидкостной смеси, при наличии газовых нановключений; μ_0 – вязкость жидкости; R – радиус трубы; θ – характерное время образования газовых включений газожидкостной смеси; β – коэффициент растворимости газа в жидкости; γ – постоянный коэффициент; x – направление течения; t – время.

2. Большой класс природных и технологических жидкостей нефтегазодобычи является сложными гетерогенными системами, сложность и многообразие которых предопределяется наличием различных смолистых, асфальтеновых и парафиновых составляющих в нефтях, а также широким использованием в добыче и транспорте полимерных и поверхностно–активных добавок к различным жидкостям.

При течении концентрированных негомогенных дисперсных систем, в случае выполнения условий нахождения молекул, в течение определенного конечного промежутка времени, на расстоянии, не превышающем некоторой определенной величины размеров наноструктурных кластеров, реологическое уравнение может быть записано следующим образом:

$$\tau_{12} = \mu(\mu_m, C_m, \dot{\gamma}, T, P, \theta_m, \dots) \dot{\gamma} = \mu(\mu_m, C_m, \dot{\gamma}, T, P, \theta_m, \dots) \frac{d\gamma}{dt}, \quad (3)$$

а первая разность нормальных напряжений как

$$\tau_{11} - \tau_{22} = F(M, T, C_m, \mu_m) \dot{\gamma}^2 = F(M, T, C_m, \mu_m) \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^2. \quad (4)$$

Здесь индекс 1 обозначает направление течения; индекс 2 направление, перпендикулярное течению; τ – напряжение; $\dot{\gamma}$, $\frac{d\gamma}{dt}$ – скорость сдвига; $F(M, T, C_m, \mu_m)$ – функция молекулярной массы M , температуры T , концентрации линейных макромолекул C_m , максимального времени релаксации θ_m гетерогенной системы и наибольшей ньютоновской вязкости μ_m , содержащие некоторые неизвестные параметры модели, такие как

коэффициент трения, связанный с образованием узла зацепления при нулевой скорости сдвига и радиус сферы, в которой возможно возникновение зацеплений.

При этом подбор конкретной реологической модели концентрированных негомогенных дисперсных систем сводится к выявлению зависимостей $\mu(\mu_m, C_m, \dot{\gamma}, T, P, \theta_m, \dots)$ и $F(M, T, C_m, \mu_m)$ в уравнениях (3) и (4) для молекул, находящихся на расстоянии, не превышающем некоторой определенной величины размеров наноструктур и наноструктурных кластеров порядка до 100 нм, а в редких случаях до 300 нм.

Вместе с тем выявленные общие закономерности образования и течения реологически сложных жидкостей, с определенными априори исследованными наноструктурами, позволяет изыскивать эффективные методы управления реологическими свойствами (наноструктурами) конкретных реальных систем.

3. При моделировании реологических характеристик гетерогенных высококонцентрированных дисперсных систем линейная зависимость эффективной вязкости от параметра концентрации дисперсной фазы наночастиц не удовлетворяется.

В таких негомогенных высококонцентрированных нанодисперсных системах становится необходимым учитывать взаимодействия наночастиц и мультипликативность некоторых эффектов в протекающих процессах в любых произвольно выбранных точках рассматриваемых нанодисперсных систем.

Если в дисперсных системах низкой концентрации можно считать, что объем, занимаемый наночастицами, ничтожно мал по сравнению с общим рассматриваемым объемом, то для высококонцентрированных нанодисперсных систем такое допущение неправомерно, причем в этом случае следует ожидать нелинейное поведение зависимости эффективной вязкости от параметра концентрации наночастиц.

Зависимость для эффективной вязкости μ от концентрации C , при прочих постоянных условиях, можно выразить в виде полиномиального ряда второго порядка

$$\mu = \mu_0(1 + \chi_1 C + \chi_2 C^2). \quad (5)$$

В зависимости (5) можно предположить, что второй член учитывает наличие наночастиц в дисперсионной среде с вязкостью μ_0 , а третий – взаимодействие между наночастицами.

При отсутствии дисперсных фаз наночастиц ($C = 0$) эффективная вязкость μ становится равной вязкости дисперсионной среде μ_0 , а для нанодисперсных систем низкой концентрации коэффициент χ_1 совпадает с соответствующими коэффициентами в известных зависимостях, а коэффициент χ_2 обращается в нуль, поскольку полагается, что нет взаимодействия между наночастицами.

Графически зависимость (5) может быть представлена в виде кривой, обращенной выпуклостью к оси абсцисс C , если негомогенная

высококонтрированная нанодисперсная система упрочняется наночастицами дисперсной фазы (например, образование нанокластеров), а также вогнутостью к оси абсцисс C , если система разупрочняется (например, расщепление нанокластеров и образование полостей) и происходит в некотором смысле разрушение структуры неомогенной системы.

Неомогенная высококонтрированная нанодисперсная система, обнаруживающая физическую нелинейность эффективной вязкости μ , предположительно может являться дисперсной системой с взаимодействующими наночастицами и изменяющейся эффективной вязкостью в зависимости от скорости сдвига.

В соответствии со структурно-кинетической теорией можно полагать, что для определенного типа неомогенных жидкостей при определенных скоростях сдвига возрастает вероятность образования нанокластеров, причем, чем больше концентрация нанокластеров, тем больше вероятность разделения нанокластеров на наночастицы, в то же время возрастание концентрации наночастиц приводит к вероятности образования нанокластеров.

Для неомогенных жидкостей типа суспензий при малых скоростях сдвига концентрация наночастиц и нанокластеров более компактна, а при больших скоростях сдвига разброс наночастиц и вероятности образования нанокластеров возрастают.

Согласно отмеченному, предполагая пропорциональную зависимость концентрация нановключений от скорости сдвига $C \sim \dot{\gamma}$, реологическая модель для неомогенной высококонтрированной нанодисперсной системы, с учетом зависимости (5), может быть записана в следующем виде:

$$\tau = \mu_0 (1 + \chi_1' \dot{\gamma} + \chi_2' \dot{\gamma}^2) \dot{\gamma} = \mu_0 \left[1 + \chi_1' \frac{d\gamma}{dt} + \chi_2' \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^2 \right] \frac{d\gamma}{dt}. \quad (6)$$

Коэффициенты зависимостей (5) и (6) для конкретных неомогенных нанодисперсных жидкостей могут быть определены на основе молекулярно-кинетической теории и статистической механики, термогидродинамических и экспериментальных методов исследований, причем каждый из способов дополняют и корректируют друг друга.

Коэффициенты χ_1' (или χ_1) и χ_2' (или χ_2) могут иметь как положительные, так и отрицательные значения, в зависимости от структурной организации и физико-химических свойств неомогенных нанодисперсных жидкостей.

В случае когда коэффициенты $\chi_1' < 0$, $\chi_2' < 0$, кривая по зависимости (6) обращена выпуклостью к оси ординат τ , что характерно для псевдопластичных жидкостей; в случае же когда $\chi_1' > 0$, $\chi_2' > 0$ – обращена выпуклостью к оси абсцисс $\dot{\gamma}$, что соответствует поведению дилатантных жидкостей.

При выполнении условия $\chi'_1 < 0$, $\chi'_2 > 0$ может иметь место немонотонное поведение кривой, которая вначале при определенных скоростях сдвига будет обращена выпуклостью к оси ординат τ , а затем с возрастанием скорости сдвига после достижения максимального значения напряжения будет меняться обращением выпуклости к оси абсцисс $\dot{\gamma}$.

Такого типа немонотонное поведение реологической кривой характерно для реологически сложных жидкостей, в которых конкурируют скорости разрушения и восстановления внутренней структуры в зависимости от скорости сдвига до тех значений скорости сдвига, пока не наступит динамическое равновесие между скоростями структурообразования и деструкции.

Немонотонный участок реологической кривой является неустойчивым участком, который может, наряду с некоторыми известными явлениями самоупорядочения, трактоваться таким образом, что при течении возможно как разрушение существующей структуры многокомпонентной жидкости, так и образование новых структур в условиях, далеких от равновесия.

Явление падения напряжения сдвига при увеличении скорости сдвига известно как проявление сверханомальной вязкости в высококонцентрированной дисперсной системе.

На падающем участке могут происходить потери устойчивости течений, что может в свою очередь приводить к образованию пространственно неоднородных стационарных состояний.

Особенностями такого типа реологических кривых являются скорости как разрушения существующей структуры многокомпонентной жидкости, так и образование новых структур, которые и характеризуют поведение немонотонного участка.

Многие природные (например, нефти с достаточно высоким содержанием парафиновых включений) и технологические негомогенные дисперсные жидкости (буровые растворы) нефтегазодобычи проявляют немонотонные реологические особенности, которые могут быть обусловлены как структурными изменениями жидкости, так и содержанием различного типа нановключений.

Следует отметить, что выявление особенностей нанореологических характеристик различных природных и технологических жидкостей нефтегазодобычи и транспорта могут в значительной мере выявлять новые явления и увеличивать эффективность диагностирования и регулирования свойствами и протекающими процессами в рассматриваемых жидкостях.

Предложенные выше реологические и фильтрационные уравнения течения могут быть использованы при решении конкретных инженерных задач регулирования наноразмерами для повышения эффективности различных технологических процессов добычи и транспорта.

Саубанов О.М., Валеев А.Р.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Насосно-компрессорное оборудование занимает особое место среди механо-технологических агрегатов на нефте-и газоперекачивающих станциях. От их надежной и безаварийной работы зависит функционирование систем магистрального транспорта нефти и газа.

Поэтому своевременное обнаружение и устранение дефектов, а также контроль за техническим состоянием НКО позволит не только обеспечить их надежную и безаварийную работу, но и защитить оборудование от внезапных отказов [1]. Применение комплексного подхода к обслуживанию и ремонту НКО позволит значительно сократить эксплуатационные издержки нефтегазотранспортных предприятий [2].

Современная эксплуатация насосно-компрессорного оборудования (НКО) непрерывно связана с эпизодическим проведением диагностических и ремонтных работ. Текущая тенденция обслуживания подобного оборудования все более и более ориентируется на обследование их фактического состояния, которое достигается только при использовании современных методов и средств технической диагностики. Стоит отметить, что основой технической диагностики НКО является контроль и анализ изменения уровня вибрации т.к. именно вибрация является важнейшим индикатором технического состояния, а так же механических проявлений дефектов оборудования.

Как показывает опыт, применяемая на сегодняшний день концепция обслуживания агрегатов по плану (ППР) включающая периодическую ручную вибродиагностику не дает уверенного прогноза в сроках выхода оборудования из строя, а так же реальной картины фактического состояния. Данная концепция позволяет оперировать данными по степени дефектности агрегата только в момент обследования, что с учетом динамичности развития дефектов является слабым местом и допускает работу агрегата с неисправностью до момента следующей диагностики [3].

Поэтому для перехода к обслуживанию по фактическому состоянию необходимо внедрить единую автоматизированную систему вибродиагностики которая позволяет выявлять дефекты на ранних стадиях развития по ходу эксплуатации.

С учетом этого авторами ведется разработка комплексной системы контроля фактического состояния включающая виброакустический анализ в режиме реального времени, а также контроль за изменениями ряда других

технических параметров и их взаимодействий.

Авторами составлена концепция работы системы, разработаны научные основы алгоритма диагностирования, собран прототип и проведены испытания[4].

Библиографический список

1. Ширман, А.Р. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования / А.Р. Ширман, А.Б Соловьев. – М., 1996. – 252 с.

2. Sullivan G.P. Pugh R. Melendez A.P. Hunt W.D. Operations & Maintenance. Best Practices. Release 2.0. A Guide to Achieving Operational Efficiency. – U.S. Department of Energy, 2004. – P. 5.5-5.7.

3. Гумеров, А.Г. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов. / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, Р.Г Исхаков, Л.Ф Новикова, Т.В Хангильдин. – Уфа, 2008. – 328 с: ил.

4. Валеев, А.Р. Перспективы внедрения автоматизированной системы контроля фактического технического состояния насосного оборудования / А.Р. Валеев, О.М. Саубанов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья: научно-информационный сборник. – 2014. – №4. – С. 19-24.

УДК 622.692.4

Сунагатуллин Р.З., Жолобов В.В., Гольянов А.И.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

О ФОРМЕ МЕЖФАЗНОЙ ПОВЕРХНОСТИ И СТРУКТУРЕ ВОЛНЫ ГИДРОУДАРА НА САМОТЕЧНОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

Для математического описания гидравлических параметров потока транспортируемой среды на самотечном участке трубопровода используется известная двух жидкостная модель сплошной среды. Исследование структуры гидравлического скачка в безнапорном двухфазном течении сводится к краевой задаче для обыкновенного дифференциального уравнения третьего порядка. Устойчивость расслоенного режима движения газожидкостной смеси предлагается рассматривать с помощью линеаризации относительно решения основной системы уравнений (в частности относительно равновесного потока).

Если в расслоенном изотермическом двухфазном потоке жидкость/газопаровая смесь пренебречь межфазным обменом массой (полностью не смешивающиеся жидкости), то уравнения непрерывности несжимаемых фаз и уравнения сохранения импульса (уравнение энергии не требуется) представляются следующим образом:

$$\begin{aligned}
& \frac{d_j}{dt}(F_j) + F_j \frac{\partial}{\partial x}(u_j) = 0; \\
& \rho_j F_j \frac{d_j}{dt}(u_j) = -\tau_{wj} L_j \pm \tau_{gl} \chi - \rho_j F_j g \sin \alpha - F_j \frac{\partial}{\partial x}(P_{ij}) - \rho_j g \cos \alpha \frac{\partial}{\partial x}(h); \\
& \frac{d_j}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + u_j \frac{\partial}{\partial x}, \quad \sin \alpha = -\frac{\partial}{\partial x} Z_d; \\
& F_l = (h-R) \sqrt{R^2 - (h-R)^2} + R^2 \arcsin \frac{h-R}{R} + R^2 \frac{\pi}{2}, \quad F = F_l + F_g = \pi R^2; \\
& L_l = 2R \arcsin \frac{h-R}{R} + \pi R, \quad L_l + L_g = 2\pi R, \quad \chi = 2\sqrt{h(2R-h)}, \quad (1)
\end{aligned}$$

где $2R$ – диаметр трубы; h – глубина слоя жидкости; χ – периметр контакта фаз; L_l, L_g – периметр трубы, смоченный жидкостью или газом соответственно; F_l, F_g – площадь поперечного сечения трубы, занимаемая жидкостью или газом, соответственно; u_j – расходные скорости соответствующих фаз; \pm – верхний знак относится к жидкости (самотечный участок является непроточным для газовой фазы); P_j – среднее давление в j -й фазе; P_{ij} – давление на границе раздела фаз; τ_{wj} – касательное напряжение на стенке трубы в j -й фазе; τ_{gl} – межфазное напряжение сдвига; ρ_j – плотность фаз; g – ускорение свободного падения; $Z_d = Z_d(x)$ – высотный профиль трубопровода; α – угол наклона нижней образующей трубопровода к горизонту.

При помощи зависимости $F_j = F_j(h)$ уравнения непрерывности и сохранения суммарного импульса газожидкостной смеси представляются в виде:

$$\begin{aligned}
& \frac{dF_l}{dh} \frac{d_l}{dt}(h) + F_l \frac{\partial}{\partial x}(u_l) = 0, \quad (F - F_l) \frac{\partial}{\partial x}(u_g) + F_l \frac{\partial}{\partial x}(u_l) = 0, \\
& \rho_l \frac{d_l}{dt}(u_l) - \rho_g \frac{d_g}{dt}(u_g) - g(\rho_l - \rho_g) \cos \alpha \frac{\partial}{\partial x}(h) + \frac{\partial}{\partial x}(P_{il} - P_{ig}) = \Gamma \\
& \Gamma = -\frac{\tau_{wl}}{F_l} L_l + \frac{\tau_{wg}}{F_g} L_g + \tau_{gl} \chi \left(\frac{1}{F_l} + \frac{1}{F_g} \right) - g(\rho_l - \rho_g) \sin \alpha \\
& P_{il} - P_{ig} = -\sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right), \quad \tau_{wj} = \frac{1}{2} \lambda_{wj} \rho_j u_j^2, \quad \lambda_{wj} = A \left(\frac{d_j u_j}{v_j} \right)^n. \quad (2)
\end{aligned}$$

Здесь r_1, r_2 – основные радиусы кривизны межфазной поверхности; σ – поверхностное натяжение на границе раздела газопаровая смесь / жидкость; λ_{wj} – коэффициент гидравлического сопротивления фаз; v_j – кинематическая вязкость фаз; A, n – постоянные величины.

При заданной структурной зависимости для τ_{gl} соотношения (2) дают замкнутую систему уравнений для описания переходных процессов на самотечном участке. Стационарный равновесный режим течения определяется условием $\Gamma = 0$. При наличии экспериментальных данных

относительно τ_{wl}, τ_{wg} это условие может также служить для определения межфазного касательного напряжения τ_{gl} . Для замыкания системы (2) используются соотношения, предложенные в работах [1, 2]:

$$\tau_{gl} = \tau_{gl}^0 + \tau_f, \quad \tau_{gl} = \frac{1}{2} \lambda_{gl} \rho_g (u_g - u_l) |u_g - u_l|, \quad \lambda_{gl} = \begin{cases} 0.014 & \lambda_{wg} < 0.014 \\ \lambda_{wg} & \lambda_{wg} > 0.014 \end{cases};$$

$$\tau_f = \rho_f (u_l - u_g)^2 C_E \frac{\partial h}{\partial x}, \quad \rho_f = \begin{cases} \rho_l & u_l > u_g \\ \rho_g & u_l < u_g \end{cases}$$

$$\frac{1}{r_1} = \frac{\partial^2 h}{\partial x^2} \left[1 + \left(\frac{\partial h}{\partial x} \right)^2 \right]^{-\frac{3}{2}}, \quad \frac{1}{r_2} = 0, \quad (3)$$

где $C_E > 0$ – эмпирическая константа; τ_{gl}^0 – межфазное касательное напряжение, определяемое для плоской (невозмущенной) поверхности.

Предполагая, что все искомые величины зависят от одной автомодельной переменной $z = x + Nt$, $N = \text{const}$, в длинноволновом приближении получим систему уравнений определяющих параметры бегущей волны:

$$F_l(u_l + N) = C_l, \quad F_g(u_g + N) = C_g,$$

$$\sigma \frac{d^3 h}{dz^3} + \Phi(h) \frac{dh}{dz} + \tilde{\Gamma}(h) = 0,$$

$$\Phi(h) = \left\{ g(\rho_l - \rho_g) \cos \alpha + \frac{\rho_f \cdot \chi \cdot F}{F_l(F - F_l)} \left(\frac{C_l}{F_l} - \frac{C_g}{F - F_l} \right)^2 + \left[\frac{\rho_l C_l^2}{F_l^3} + \frac{\rho_g C_g^2}{(F - F_l)^2} \right] \frac{dF_l}{dh} \right\}$$

$$\tilde{\Gamma}(h) = \Gamma - \tau_f \cdot \frac{\chi F}{F_l(F - F_l)}. \quad (4)$$

В качестве краевых условий к дифференциальному уравнению выбирается величина h , определяемая из соотношения $\Gamma = 0$ ($z = 0$) до волны, распространяющейся со скоростью N , $\Gamma_E = 0$ $z = z_E$ после завершения

переходного процесса и $\frac{dh}{dz} = 0$, $z = z_E$. Скорость непрерывной волны (без

скачка на фронте) определяется из кинематических уравнений совместности. Решение краевой задачи дает структуру, как непрерывной волны, так и со скачком на переднем фронте волны. В этом случае в качестве начальных данных при $z = 0$ необходимо выбирать значение глубины слоя жидкости за гидравлическим скачком.

Устойчивость расслоенного режима движения газожидкостной смеси аналогично работе [3] рассматривается в рамках системы уравнений, получаемой с помощью линеаризации относительно решения основной системы уравнений (в частности относительно равновесного потока).

Библиографический список

1. Taitel, Y., Dukler, A.E., A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow // *AIChE Journal*. – 1976. – Vol.22, №1. – P. 47-55.
2. Barnea, D., Taitel, Y., Structural and interfacial stability of multiple solutions for stratified flow // *Int. J. Multiphase Flow*. – 1992. – Vol.18, №6. – P.821-830.
3. YacineSalhi, El-KhiderSi-Ahmed, JackLegrand, Gérard Degrez. Stability analysis of inclined stratified two-phase gas-liquid flow // *Nuclear Engineering and Design*. – 2010. – Vol.240, №5, May. – P. 1083-1096.

УДК 532.529

Тарновский Е.И.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ЧИСЛЕННЫЙ РАСЧЕТ ДВУХФАЗНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ТЕЧЕНИЙ В СИСТЕМЕ ДОБЫЧИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Технология разработки и эксплуатации нефтяного месторождения включает в себя использование различных систем трубопроводного транспорта. К их числу относятся: насосно-компрессорные трубы, сборный коллектор и трубопроводы. На всех месторождениях пластовый флюид транспортируется по однетрубным системам. Проблемы, которые возникают при транспортировке многофазной углеводородной смеси, говорят не в пользу однетрубных систем.

В работе целью исследования является прогнозирование особенностей течения многофазных углеводородных сред в трубопроводах различного профиля, от горизонтального до вертикального, и на их основе внесение новых конструктивных решений для изменения выделенных особенностей.

Математическая модель, предложенная в [1] для описания двухфазных течений, была положена в основу алгоритма расчета и реализована в программном коде автором. Под математической моделью понимается система дифференциальных уравнений, начальных и граничных условий, которые описывают нестационарный процесс течения многофазной многокомпонентной среды применительно к трубопроводным системам, а также численный алгоритм решения соответствующих краевых задач.

Вычислительные эксперименты проводились для различных составов углеводородных смесей, объемное содержание жидкой фазы варьировалось в диапазоне $0,05 \leq S_1 \leq 1$. В представленных вариантах расчета состав смеси (в мольных долях) CH_4 - 0,722, C_2H_6 - 0,0482, C_3H_8 - 0,0293, C_5H_{12} - 0,0464, C_7H_{16} - 0,0323, $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ - 0,0252, H_2S - 0,0966 был выбран из условия наличия ретроградной области в рассматриваемом диапазоне изменения давления.

Рассматривается трубопровод, состоящий из десяти одинаковых участков общей протяженностью $L=5000$ м, с внутренним диаметром $d_0=0,499$ м ($\Delta=0,0001$ м) имеющий горизонтальные, восходящие и нисходящие линейные профили, x, z – продольная и вертикальная координата (рис. 1). Разность высотных отметок между последовательно расположенных горизонтальных участков составлял 100 м.

Начальные и граничные условия: трубопровод был заполнен углеводородной смесью указанного состава при $T=293^\circ$ К и находился под давлением $p(x,0)=0,1$ МПа; на левом конце трубопровода задавалось давление $p(0,t)=5,0$ МПа, скорость $u|_{x=0}=0$ (м/с) течения смеси заданного состава; на правом конце трубопровода, вариант 1 – $p(1,t)=0,1$ МПа, $\frac{\partial u}{\partial x}|_{x=1}=0$;

вариант 2 – $\frac{\partial p}{\partial x}|_{x=1}=0, u|_{x=1}=0$.

При свободном истечении смеси с правого конца трубопровода распределение давления и содержание жидкой фазы в сечениях трубопровода $x_i (i=0, \dots, 8)$ во времени приведены на рис. 2, 3. Наблюдается устойчивое нестационарное движение, при этом на восходящих участках профиля отмечается противоточное течение и накопление жидкой фазы с перестройкой структуры течения. Местоположение «накопления» жидкой фазы удастся прогнозировать в результате модельных расчетов для широкого диапазона изменения режимов течения различных составов смесей.

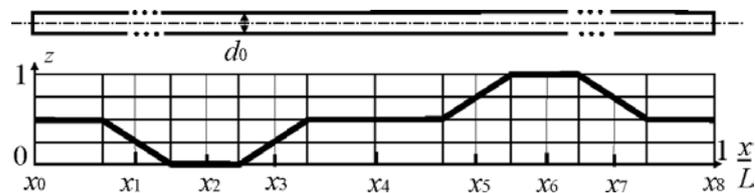


Рис.1. Расчетный профиль трубопровода

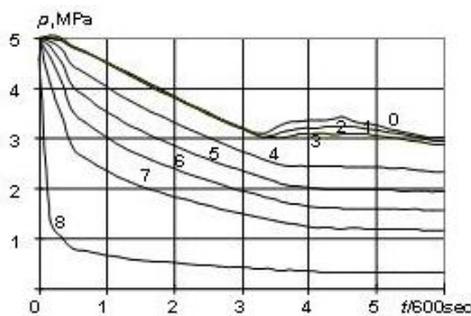


Рис. 2. Распределение давления в сечениях трубопровода $x_i (i=0,1, \dots, 8)$

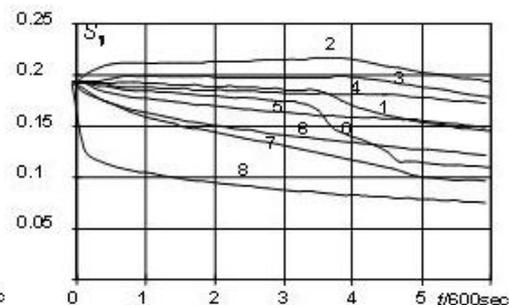


Рис. 3. Распределение содержания жидкой фазы в сечениях $x_i (i=0,1, \dots, 8)$ трубопровода

Как видно из результатов, процесс истечения углеводородной смеси за границу трубопровода с $p(1,t)=0,1$ МПа достаточно протяженный во времени. Падение давления на всем протяжении трубопровода проходит

плавно. Отмечается рост давления в сечениях x_1, x_2, x_3 связанный с изменением площади сечения канала для газовой фазы. Содержание жидкой фазы не претерпевает заметных изменений (рис. 3). В низине профиля, в начальный момент времени, происходит накопление жидкой фазы и вынос фазы основным потоком.

Во втором варианте расчета при заполнении пустого трубопровода выявлено следующее: процесс заполнения трубопровода (рис. 4) протекает быстрее в отличие от процесса рассмотренного первого варианта (рис. 2); жидкая фаза (рис. 5) в перекрытом трубопроводе распределяется неравномерно по длине, накапливаясь в низинной части профиля (участок x_1-x_3).

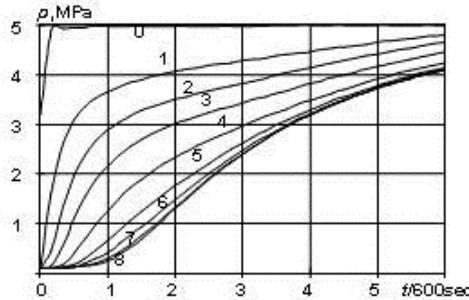


Рис. 4. Распределение давления в сечениях трубопровода x_i ($i = 0, 1, \dots, 8$)

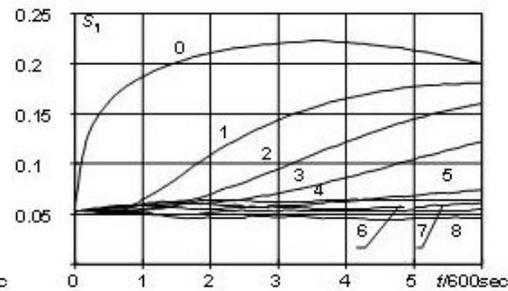


Рис. 5. Распределение содержания жидкой фазы в сечениях x_i ($i = 0, 1, \dots, 8$) трубопровода

Введение в рассмотрение двухтрубной системы транспорта (рис. 6) позволит разделить газожидкостные потоки по фазам и устранить отмеченные осложнения.

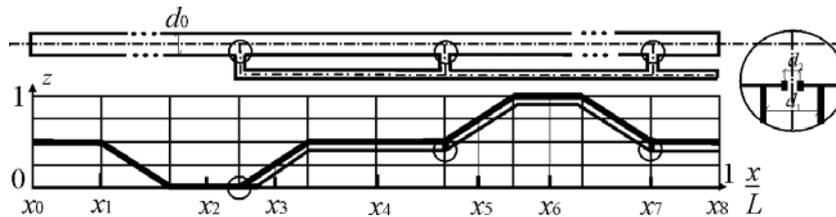


Рис. 6. Расчетный профиль трубопровода с разделением потока по фазам

Аналогичные численные эксперименты были проведены для двухтрубной системы транспортировки, где в зависимости от объемного содержания жидкой фазы задавали d_1, d_2 (рис. 6). Места соединения с вторым трубопроводом, обеспечивающим отдельное течение фаз, выбирались из условия достижения заданного значения содержания жидкой фазы в сечении трубопровода при однотрубной транспортировке.

Библиографический список

1. Жолобов.В. В., Тарновский Е. И. Моделирование течения многокомпонентной углеводородной жидкости в трубопроводе // Изв. Томск. политехн. ун-та. Сер. «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений». – Томск. – 2002. – Т. 305. Вып. 8. – С. 136 -142.

Ташбулатов Р.Р., Мугаллимов Ф.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОЦЕССА СКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ ПЕРЕД ОЧИСТНЫМ УСТРОЙСТВОМ НА ПАРАМЕТРЫ ЕГО ДВИЖЕНИЯ В ПОТОКЕ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ

По результатам проведенных экспериментов были исследованы процессы отрыва от стенки трубопровода отложений и их дальнейшего скопления перед очистным устройством с помощью внутритрубного регистратора параметров перекачки и перекачиваемого продукта по нефтепроводу[1].

Регистратор параметров перекачки и перекачиваемого продукта предназначен для измерения и записи в электронную память данных о температуре (Т), давлении (Р), дифференциальном давлении (ΔP) на очистном устройстве (скребке) по всему участку трубопровода в реальном времени с заданной дискретностью от 3 измерений в 1 сек. Эксперименты проводились на действующих нефтепроводах добывающих и нефтетранспортных предприятиях.

В рамках данной работы в качестве математической модели использовалась система уравнений движения внутритрубного устройства в потоке жидкости, описанной в [1, 2,3, 4]. При этом решалась обратная задача, определялась «условная» масса ОУ, характеризующая наличие скоплений отложений спереди ОУ, с учетом данных, полученных от внутритрубного регистратора параметров перекачки и перекачиваемого продукта по нефтепроводу.

По результатам полученных расчетов, выявлена тенденция увеличения «условной» массы ОУ по мере движения очистного устройства (без учета резких скачков «условной» массы очистного устройства под влиянием прохождения местных сопротивлений, отрыва отложений от стенки трубопровода и т.п.). При этом подтвердился факт неравномерного распределения отложений по длине нефтепроводов и выявлены места наибольшего их скопления. По указанной модели рассчитаны условия образования закупоривающей пробки и остановки ОУ.

Полученные результаты при дальнейшей доработке могут быть использованы для осуществления сопровождения и мониторинга движения очистного устройства, выявления места возможного образования пробки и остановки ОУ, а также при многократном использовании внутритрубного регистратора и накопления массива статистических данных, – для определения оптимальной периодичности очистки.

Библиографический список

1. Ташбулатов Р.Р., Мугаллимов Ф.М., Павлов О.Б., Сафонов В.А., Мугаллимов Б.Ф., Уметбаев В.В. Внутритрубный регистратор параметров перекачки и перекачиваемого продукта по нефтепроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 4.

2. Калашников П.К. Транспорт нефти по подводным трубопроводам с использованием очистных снарядов и устройств для удаления загрязняющих веществ из трубопровода. – Дис. ... канд. техн. наук. – М., 2011.

3. Fujiwara Y., Tomita Y., Satou H., Funatsu K. Characteristics of Hydraulic Capsule Transport // International Journal. – 1994. – Vol. 37, №1.

4. Tomita Y., Yamamoto M., Funatsu K. Motion of a Single Capsule in a Hydraulic Pipeline // J. Fluid Mech. – 1986. – Vol.171.

УДК 622.692

Ташбулатов Р.Р., Мугаллимов Ф.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВНУТРИТРУБНОГО РЕГИСТРАТОРА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Приведены результаты опытно-промышленных испытания внутритрубного регистратора параметров перекачки и перекачиваемого продукта (далее регистратор) на действующих нефтепроводах [1]. Регистратор снаряда предназначен для измерения и записи данных о падении температуры (Т), давления (Р), дифференциальном давлении (ΔP) на очистном устройстве по всему участку трубопровода в реальном времени с заданной дискретностью от трех измерений в 1 сек.

По результатам многократных прогонов очистного устройства с регистратором было определено фактическое распределение давления по длине трубопровода, тем самым появляется возможность уточнения фактических кольцевых напряжений, возникающие на стенках трубопровода для оценки условий прочности дефектных участков. Также выявлена потенциальная возможность использования массива данных распределения давления для уточнения высотного положения оси трубопровода в отсутствии достоверного профиля трассы. Так, полученные расчётные значения высотного положения в ходе проверки показаний были неоднократно подтверждены предоставленными исполнительными профилями трассы участков.

Полученные результаты совместно с диагностическими данными могут быть полезны для уточнения несущей способности трубопровода при проведении оценки технического состояния трубопроводов [2], расчетов

дефектов на прочность и долговечность, что особенно актуально при отсутствии проектной документации на ранее не инспектированные участки и длительно эксплуатируемые трубопроводы.

Ввиду относительно невысокой стоимости регистратора и простоте монтажа на любом типе жесткого очистного устройства, его использование вполне может быть оправдано в качестве предварительного этапа (калибровка) для оценки состояния линейной части перед запуском более дорогостоящих инспекционных приборов (навигационный снаряд, профилемер калибр), для предотвращения их повреждения.

Библиографический список

1. Ташбулатов Р.Р., Мугаллимов Ф.М., Павлов О.Б., Сафонов В.А., Мугаллимов Б.Ф., Уметбаев В.В. Внутритрубный регистратор параметров перекачки и перекачиваемого продукта по нефтепроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 4.

2. РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов.

УДК 622.692.4

Токарев А.П.

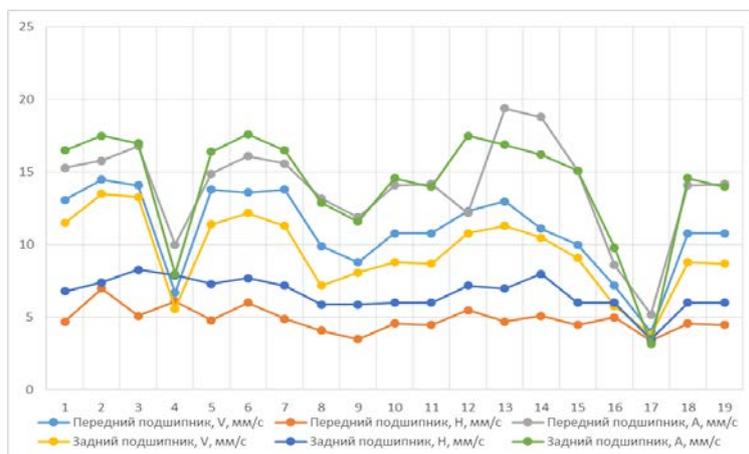
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

СНИЖЕНИЕ ВИБРАЦИИ ОБВЯЗКИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПРИМЕНЕНИЕМ ВИБРОЗАЩИТНЫХ СИСТЕМ С ПЕТЛЯМИ ГИСТЕРЕЗИСА ПРЯМОУГОЛЬНОЙ ФОРМЫ

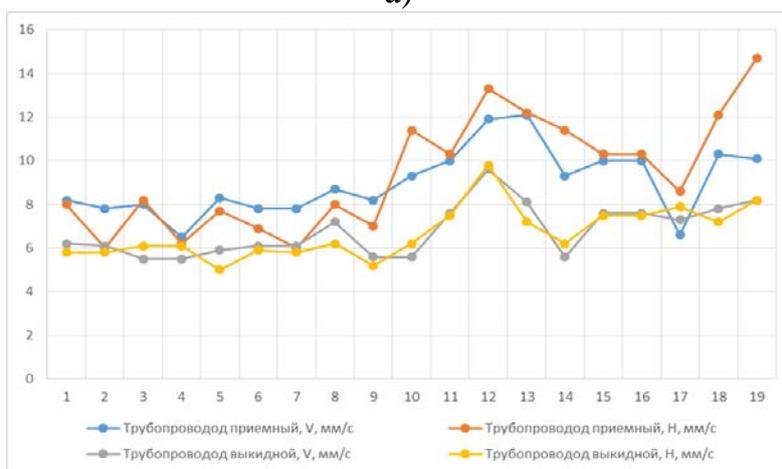
В качестве источника повышенного вибрационного воздействия в системе «насосный агрегат – трубопровод» очень часто выступает не только непосредственно насосный агрегат, но и трубопроводы обвязки [1, 2].

При изменении параметров работы насосного агрегата всасывающий и нагнетательный участки трубопроводов обвязки могут попадать в резонанс. В ряде случаев [2, 4, 5] данная проблема крайне актуальна для подпорных насосных агрегатов. В частности, по результатам вибродиагностики горизонтальных подпорных насосных агрегатов НМП 5000-90 НПС N* повышенные значения виброскорости наблюдаются на переднем и заднем подшипниках насоса в вертикальном и аксиальном направлениях (рис. 1, а).

На всасывающем трубопроводе наибольшие значения виброскорости наблюдаются в горизонтальном и вертикальном направлениях и достигают 13 мм/с и 12 мм/с соответственно (рис. 1, б).



а)



б)

*V – вертикальное направление; H – горизонтальное направление;
A – аксиальное направление*

Рис. 1. Результаты замеров вибрации насосного агрегата НМП 5000-90 на: а) подшипниках; б) трубопроводах обвязки

Собственная частота колебаний ($f_0 = 34,5$ Гц) всасывающего трубопровода при этом приближается ко второй гармонике роторной частоты насоса ($f_p = 33,3$ Гц). Отношение собственной и возмущающей частот при этом составляет $f_0/f_p = 1,04 \approx 1$, что и вызывает резонансные колебания. Для обеспечения отсутствия резонанса отношение частот должно быть следующим [7]:

$$f_0 / f_p \leq 0,75 \text{ и } f_0 / f_p \geq 1,3. \quad (1)$$

Возникающий резонанс между собственными частотами колебаний всасывающего трубопровода и возмущающей частотой колебаний насоса вызывает, таким образом, большие вибрации всей системы.

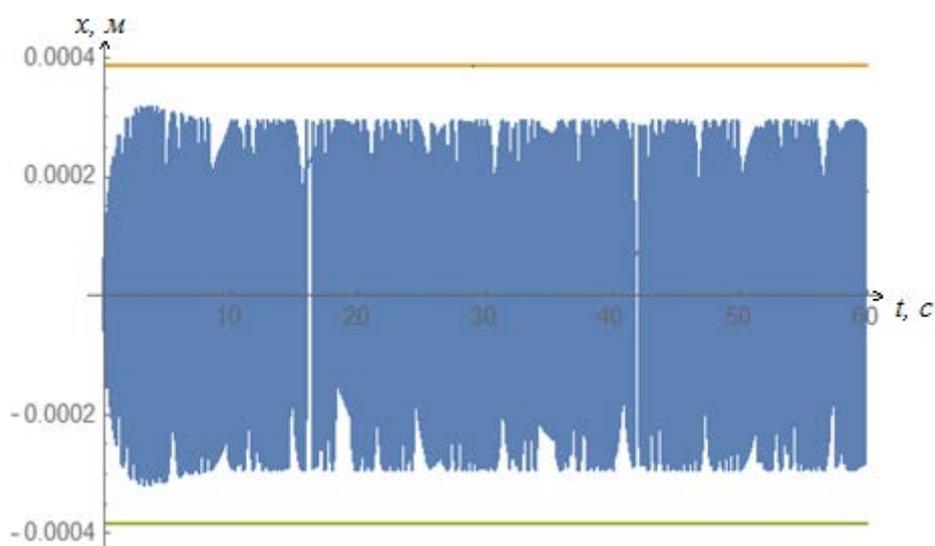
Для гашения колебаний обвязки предлагается использовать виброзащитные системы пассивного типа, имеющие силовые характеристики с петлями гистерезиса прямоугольной формы [8]. Колебания приемного трубопровода при этом определяются дифференциальным уравнением:

$$m \cdot \ddot{x} + (q \cdot F_*) \cdot \text{sign}(\dot{x}) + F_* \cdot \text{sign}(x) = -c \cdot x + F_0 \cdot \cos(p \cdot t), \quad (2)$$

где m – масса защищаемого от вибрации объекта;

x – координата защищаемого объекта;
 q – коэффициент, определяющий высоту петли гистерезиса ($0 \leq q \leq 1$);
 F_* – восстанавливающая сила без учета сил трения;
 F_0 – амплитуда вынуждающей силы;
 p – частота вынуждающей силы;
 t – время;
 c – коэффициент жесткости, определяемый самим трубопроводом.

При определенных значениях F_* , q происходит резкое уменьшение амплитуды колебаний. Уже при малых значениях коэффициента, определяющего высоту петли гистерезиса, требуется незначительное изменение восстанавливающей силы для записания колебаний в пределах допустимых значений (рис. 2).



Прямыми указаны максимально допустимые нормы вибрации, м [2]

Рис. 2. Вибрации трубопровода при применении виброзащитных систем, имеющих силовые характеристики с петлями гистерезиса прямоугольной формы: $q=0,1$ и $F_=549Н$*

Так, при $q = 0,1$ и $F_0 = 700 Н$, восстанавливающая сила, достаточная для записания колебаний, составляет $F_* = 549 Н$. На защищаемый объект при этом действует постоянная восстанавливающая сила $|F_* \cdot (1 + q)|$.

Таким образом, применение виброзащитных систем пассивного типа, имеющих силовые характеристики с петлями гистерезиса прямоугольной формы, представляется целесообразным для гашения колебаний обвязки и, тем самым, отстройки от резонанса и снижений вибрации насосного агрегата.

Библиографический список

1. Токарев А.П., Новоселова Л.П. Контроль КПД магистральных насосов как метод оценки их энергопотребления и работоспособности // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 2. – С. 38-42.

2. Самарин А.А. Вибрации трубопроводов энергетических установок и методы их устранения. – М.: Энергия, 1979. – 228 с.: ил.

3. Токарев А.П., Новоселова Л.П. Моделирование влияния гидродинамических процессов в обвязке магистральных насосных агрегатов на их вибрационное состояние // Нефть и газ – 2014: материалы 68-й Международной молодежной научной конференции. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С.112-113.

4. Токарев А.П., Новоселова Л.П., Дусеева Д.Р. Влияние геометрии обвязки подпорного насосного агрегата НМП 5000-90 на величину его вибрации // Трубопроводный транспорт – 2015: материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 430-431.

5. Гумеров А.Г. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов / А.Г. Гумеров, Р.А. Гумеров, Р.Г. Исхаков и др. – Уфа, ИПТЭР, 2008. – 328 с.: ил.

6. РД-75.000.00-КТН-079-10. Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – М.: ТРАНСНЕФТЬ, 2009. – 121 с.

7. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. – Введен впервые. Введ. 01.04.2014. – М.: Стандартинформ, 2014. – 109 с.

8. Зотов А.Н. Виброзащитные и ударозащитные системы, имеющие силовые характеристики с петлями гистерезиса прямоугольной формы / А.Н. Зотов, А.Ю. Тихонов, А.Р. Валеев // Известия высших учебных заведений «Горный журнал». – 2010. – №1. – С. 125-132.

УДК 622.691.4

Фарухшина Р.Р.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ВЫБОР СХЕМ КОМПОНОВКИ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ

В последние годы ПАО «Газпром» производит замену морально и физически устаревших газоперекачивающих агрегатов (ГПА), эксплуатируемых на компрессорных станциях (КС).

При реализации программы реконструкции КС количество и тип устанавливаемых агрегатов определяется при проектных параметрах работы газопроводов.

Анализ фактических данных показывает увеличение сезонной неравномерности и снижение загрузки магистральных газопроводов (МГ),

что приводит к повышению расхода топливного газа из-за отклонения режимов работы ГПА от оптимальных режимов [1, 2].

Целью работы являлось разработка способа поддержки принятия решений при выборе оптимальной компоновки компрессорных цехов в осложненных условиях эксплуатации КС.

Для разработки способа применен метод анализа иерархий (МАИ) [3], при этом, были приняты следующие обозначения: расход топливного газа - K_1 , стоимость ГПА - K_2 , затраты на ремонтно-техническое обслуживание - K_3 , количество выбросов в окружающую среду - K_4 . Компрессорная станция работает на МГ DN1400.

В последние годы наметилась тенденция оснащения компрессорных цехов агрегатами авиационного типа [4] ввиду ряда их достоинств – экономичность, экологичность, мобильность. Например, при замене ГПА стационарного типа ГТК-10-4 устанавливаемых на КС по восемь, новая компоновка КС предусматривает увеличение единичной мощности и оснащение цеха пятью разнотипными агрегатами ГПА-12р (3 шт.) и ГПА-16р (2 шт.) серии «Урал».

Произведем сравнительный анализ трех альтернативных схем компоновки КС с помощью метода анализа иерархий:

1. ГПА-12р (3 шт.) и ГПА-16р (2 шт.) серии «Урал»;
2. ГПА-25р (3 шт.) серии «Урал»;
3. ГТК-10-4 (8 шт.).

Для представленных вариантов были рассчитаны значения удельного расхода топливного газа, по фактическим данным объема перекачки транспортируемого газа за годовой период времени. Результаты показали, что, несмотря на сезонную неравномерность расхода газа по МГ, удельный расход топливного газа при компоновке цехов агрегатами с большой единичной мощностью всегда меньше, чем при компоновке агрегатами меньшей мощности. Таким образом, наиболее целесообразной из условия минимизации затрат на эксплуатацию будет компоновка КС с увеличенной единичной мощностью агрегатов.

На основе применения метода иерархий для сравнения альтернативных схем компоновки получена матрица сравнения критериев (табл. 1). Для сравнений использовалась 9-бальная шкала степени важности Саати [3].

Таблица 1

Матрица сравнений критериев

Критерий	K_1	K_2	K_3	K_4	Вес критерия
K_1	1,0	3,0	7,0	5,0	0,603
K_2	0,333	1,0	5,0	5,0	0,233
K_3	0,143	0,2	1,0	0,333	0,069
K_4	0,2	0,2	3,0	1,0	0,095

Сопоставление альтернатив относительно каждого рассматриваемого критерия представлено в виде матрицы парных сравнений в табл. 2.

Матрица сравнения альтернатив

Альтернатива	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄
A ₁	0,163	0,706	0,667	0,238
A ₂	0,763	0,083	0,238	0,667
A ₃	0,059	0,194	0,083	0,083

Итогом анализа является выбор альтернативы, с соответствующим наибольшим значением обобщенного приоритета (коэффициента важности), который рассчитывается по формуле:

$$V_j = \sum_{i=1}^n w_i V_{ji},$$

где V_j - обобщенный приоритет альтернативы;

w_i - элемент собственного вектора i -го критерия;

V_{ji} - элемент собственного вектора j -ой альтернативы по i -му критерию.

Получим, для первой альтернативы:

$$V_{A1} = 0,163 \cdot 0,603 + 0,706 \cdot 0,233 + 0,667 \cdot 0,069 + 0,238 \cdot 0,095 = 0,331.$$

Аналогично рассчитываются обобщенные приоритеты для второй и третьей альтернативы. Для рассматриваемых альтернатив наибольшим значением обобщенного приоритета обладает вторая схема компоновки КС.

Таким образом, по рассмотренным критериям метода анализа иерархий получено, что наиболее оптимальным вариантом компоновки КС будет вторая альтернатива предусматривающая установку трех агрегатов ГПА-25р серии «Урал».

Библиографический список

1. Галикеев, А.Р. Анализ параметров перекачки природного газа по магистральным газопроводам/А.Р. Галикеев, А.Р. Гадельшина, С.В. Китаев// Проблемы строительного комплекса России: материалы XX Международной научно-технической конференции. – Уфа, 2016. – С.293-294.

2. Китаев, С.В. Прогнозирование объема перекачки природного газа при снижении загрузки магистральных газопроводов / С.В. Китаев, А.Р. Галикеев, А.Р. Гадельшина // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – №3. – 2016. – С.106-118.

3. Саати, Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий. – М.: Радио и связь, 1993. – 320 с.

4. Байков, И.Р. Перспективы энергоресурсосбережения в условиях длительно эксплуатируемой газотранспортной системы / И.Р. Байков, С.В. Китаев, И.А. Шаммазов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №4. – С. 9-13.

**ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ
ГАЗОПРОВОДА ИСХОДЯ ИЗ УСЛОВИЙ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

На основе методов непараметрической статистики [1,2] в работе [3] выполнена оценка вероятности безотказной работы линейных участков магистрального газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск. В развитие этих методов в работах [4, 5] приведены алгоритмы расчета коэффициента запаса прочности трубопровода (n_σ), функция плотности распределения которого $f_n(n_\sigma)$ восстанавливается методами непараметрической статистики [1,2] по выборке значений $n_{\sigma_i}, i = \overline{1, m}$, m - объем выборки (ежедневно фиксируемые САУ ГПА на каждой компрессорной станции величины температуры и давления нагнетания газа, на основе которых рассчитываются значения возникающих в стенке газопровода напряжений).

Функция $f_n(n_\sigma)$ позволяет рассчитать для n_σ любые значения квантилей n_σ^α путем решения относительно n_σ^α (при заданной величине вероятности $\alpha = const$) уравнения:

$$\int_0^{n_\sigma^\alpha} f_n(n_\sigma) dn_\sigma = \alpha. \quad (1)$$

В данной работе рассмотрено влияние температуры и давления нагнетания газа на функцию распределения коэффициента запаса прочности $f_n(n_\sigma)$ для линейных участков МГ [2] и по уравнению (1) рассчитаны квантильные оценки n_σ^α .

В расчетах принято: диаметр трубы 1420 мм; толщина стенки 20 мм; материал - сталь 17ГС; труба имеет коррозионный дефект длиной 300 мм и глубиной 10 мм. Предел прочности (s) материала трубы подчиняется закону Грамма-Шарлье [6], функция плотности которого $f_s(s)$ имеет вид:

$$f_s(s) = \frac{1}{\lambda_2 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(u_s)^2}{2}\right] \left\{ 1 + \frac{\lambda_3}{6} [(u_s)^3 - (u_s)] - \frac{\lambda_4}{24} [(u_s)^4 - 5(u_s)^2 + 3] \right\} \times \frac{1}{c_s}, \quad (2)$$

где

$$c_s = \int_{s_{\min}}^{s_{\max}} p_s(s) ds; \quad p_s(s) = \frac{1}{\lambda_2 \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(u_s)^2}{2}\right] \left\{ 1 + \frac{\lambda_3}{6} [(u_s)^3 - (u_s)] - \frac{\lambda_4}{24} [(u_s)^4 - 5(u_s)^2 + 3] \right\},$$

$$u_s = \frac{s - \lambda_1}{\lambda_2};$$

λ_1 и λ_2 – среднее значение и среднеквадратичное отклонение случайной величины s ;

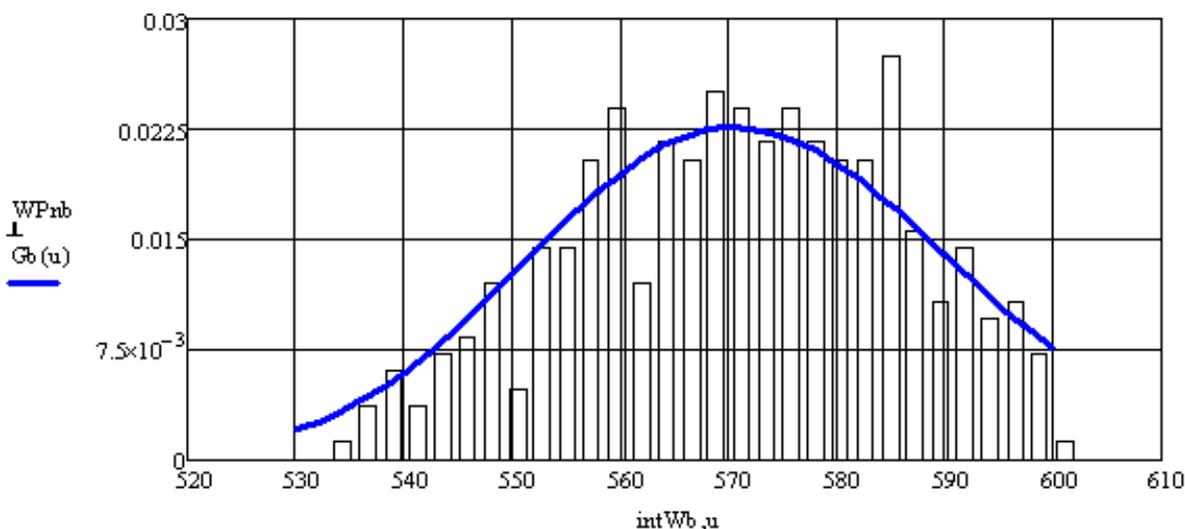
$$\lambda_3 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (s_i - \lambda_1)^3;$$

$$\lambda_4 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (s_i - \lambda_1)^4 - 3 \quad - \text{соответственно асимметрия и эксцесс}$$

случайной величины s .

Параметры закона (2) имеют значения: $\lambda_1=570,9$ МПа; $\lambda_2=19,3$ МПа; $\lambda_3=0,1480$; $\lambda_4=0,0209$; $s_{\min}=53$ МПа; $s_{\max}=600$ Мпа [5]. Функция $f_s(s)$ предела прочности показана на рисунке.

Учет влияния коррозионного дефекта на уровень возникающих в трубе напряжений выполнен через коэффициент концентрации напряжений [5], величина которого составила 1,46754.

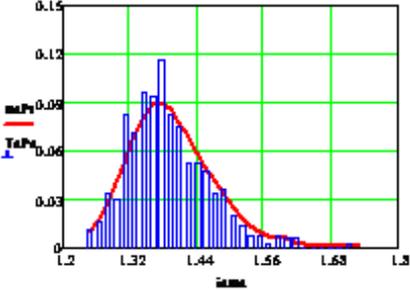
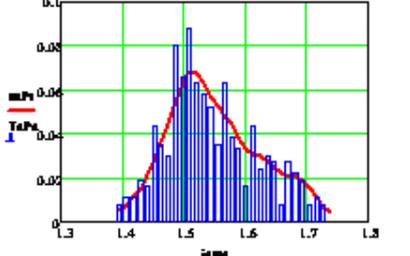
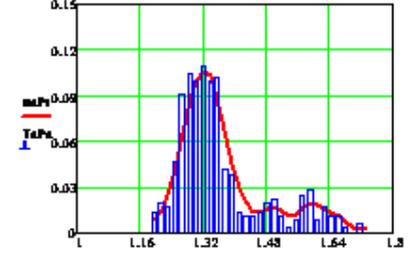
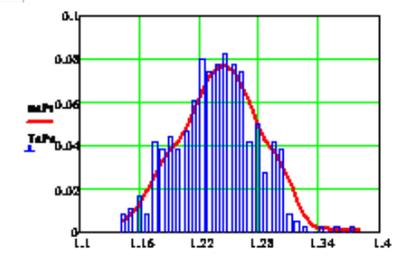
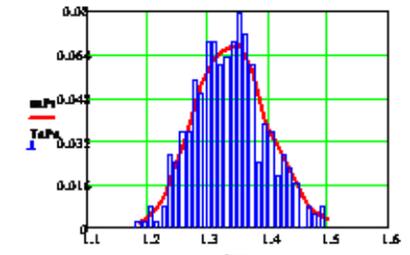
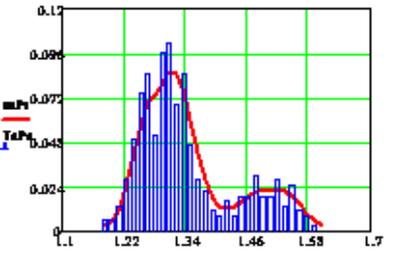


Функция $f_s(s)$ предела прочности стали 17ГС

Примеры восстановленной функции $f_n(n_\sigma)$ плотности распределения коэффициента запаса прочности для 7-и линейных участков МГ Уренгой-Сургут-Челябинск представлены в таблице.

Функции $f_n(n_\sigma)$ плотности распределения и значения коэффициентов запаса прочности для линейных участков МГ

№	Функция $f_n(n_\sigma)$	Компрессорная станция (КС) и расчет n_σ^α при α :				
		0,005	0,010	0,050	0,100	0,5000
1		КС-ГКС				
		1,18205	1,19417	1,23122	1,25246	1,33403

2		КС-Ягенетская				
		1,23430	1,24633	1,28296	1,30441	1,38765
№	Функция $f_n(n_\sigma)$	Компрессорная станция (КС) и расчет n_σ^α при α :				
		0,005	0,010	0,050	0,100	0,5000
3		КС-Пурпейская				
		1,39145	1,40151	1,43731	1,45908	1,53961
4		КС-Губкинская				
		1,18945	1,20115	1,23995	1,26098	1,33953
5		КС-Вынгапуровская				
		1,14163	1,14874	1,17182	1,18526	1,24195
6		КС-Ортыгунская				
		1,19555	1,20806	1,24342	1,26275	1,33900
7		КС-Аганская				
		1,18996	1,20163	1,23217	1,24848	1,32329

Анализ данных таблицы свидетельствует, что при одинаковых геометрических размерах и механических свойствах трубы коэффициент запаса превышает нормативную величину 1,2 лишь на линейных участках КС-Ягнетской, и Пурпейской (при допустимой вероятности $\alpha = 0,01$). На остальных КС коррозионный дефект с приведенными выше параметрами приводит к величине коэффициента запаса меньшей, чем 1,2. Наиболее опасным при заданных условиях нагружения газопровода является линейный участок КС-Вынгапуровская, для которого коэффициент запаса прочности составляет 1,14.

Использование рассчитанной информации позволяет значительно расширить перечень показателей для оценки прочностной надежности газопровода и выявить его опасные линейные участки.

Библиографический список

1. Сызранцев, В.Н. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики / В.Н. Сызранцев, Я.П. Невелев, С.Л. Голофаст. – Новосибирск: Наука, 2008. – 218 с.

2. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Адаптивные методы восстановления функции плотности распределения вероятности // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2006. – № 12. – С. 3-11.

3. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Вероятностная оценка прочностной надежности трубопроводов // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2011. – №5. – С.14-22.

4. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Вероятностная оценка коэффициента запаса прочности трубопровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – № 2 (30). – С. 27-29.

5. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. – М., 2015. – №7 (725). – С.45-48.

6. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.

УДК 547.912

Фролов Ю.А., Афанасьев И.А., Габдрахманов Т.Ф.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

МИГРАЦИЯ НЕФТИ В ПОЧВЕННОМ СЛОЕ ПРИ УТЕЧКАХ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Известно, что трубопроводный транспорт нефти является наиболее экологически безопасным, по сравнению с другими видами транспорта. Это утверждение является верным только при нормальном функционировании

всех систем трубопровода, возникновение сбоев и аварий может привести к тяжелым последствиям как для предприятия, так и для окружающей среды. Наибольшую опасность представляют капельные утечки, так как их сложнее всего обнаружить.

Так, по информации Greenpeace, потери нефтяного сырья при добыче и транспортировке в России составляют около 1%, а, например, по данным НП "Центр экологии ТЭК" - 3,5-4,5%. По итогам 2015 г. в России добыто 534,081 млн. т. нефти, соответственно потери составили от 18,69 до 24,03 млн. т.

Для того чтобы снизить риск возникновения аварийных ситуаций и минимизировать ущерб от них существуют различные системы обнаружения утечек, а также планы ЛАРН. Так, с целью более эффективного и своевременного предупреждения и устранения аварии и её последствий авторами предлагается вести мониторинг почвенного слоя вблизи трубопровода. Процессы миграции нефти в почвенном слое могут позволить обнаружить место утечки без вскрытия трубопровода, а также понять в каком направлении движется продукт, чтобы остановить его дальнейшее распространение.

Комплексное исследование миграции углеводородов проведено Пиковским Ю.И. [1], в нём автор выделяет два основных способа загрязнения территории, расположенной в непосредственной близости к месту аварии.

Первый – растекание нефти по поверхности почвы, происходящее при размывании стенок шламовых амбаров, нарушении целостности нефтесборных коллекторов, утечек нефти с устья скважин во время испытания и по другим причинам.

Второй способ – разбрызгивание нефти на поверхность почвы при авариях на нефтепроводах, фонтанирования из устья скважин. Также в данной монографии подробно исследованы процессы просачивания нефти в почвах различных ландшафтов.

Анализ литературы показал, что ряд современных исследований [2,3] также посвящен процессам миграции нефти и нефтепродуктов в почвенном слое. Однако большинство работ рассматривают вертикальную миграцию по почвенному профилю, а также ситуации, когда факт аварии уже зафиксирован, и произошел залповый разлив нефти по поверхности почвы.

Факт капельной утечки не всегда получается зафиксировать, так как потери нефти за короткий период времени незначительны, а на обнаружение такого рода неисправностей может уйти значительное количество денежных средств и времени. С другой стороны нефть продолжает поступать в окружающую среду, постепенно накапливаясь в почвенном слое. Начинают происходить процессы миграции нефти и, в итоге, она может попасть в подземные, а впоследствии и в поверхностные воды, в которых нефть может перемещаться на большие расстояния и нанести ущерб здоровью людей и окружающей среде.

Хотя процессы миграции нефти в почве остаются неизменными, технологии предупреждения и предотвращения аварий постоянно развиваются. В связи с чем, видится возможным использовать поведение

нефти в почве, как индикатор неисправности трубопровода, для создания комплексной системы мониторинга за подводными переходами, что позволит более эффективно решать задачи по обнаружению утечек и ликвидации последствий аварии.

Библиографический список

1. Пиковский, Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде: монография. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – 208 с.

2. Ковалева, Е.И. О возможности использования почвенных лизиметров для моделирования миграции нефти и продуктов её трансформации / Е.И. Ковалева, А.С. Горленко, А.С. Яковлев, М.Г. Кегиян, А.О. Макаров, А.А. Макаров // Известия Самарского научного центра РАН. – 2014. – Т. 16, №1(3). – С. 910-916.

3. Галинуров И. Р. Миграция нефтяных углеводородов в профиле прирусловых пойменных почв / И. Р. Галинуров, А. М. Сафаров, Ф. Х. Кудашева, Р. М. Хатмуллина, Т. П. Смирнова // Вестник Башкирского университета. – Уфа. – 2011. – Т. 16, №1. – С. 47-52.

УДК 665.612.2 : 622.691

Хасанов И.И.¹, Кускильдин Т. Р.²

¹ *Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

² *ОАО «Газпром газораспределение», г. Уфа, Россия*

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА НА СУДАХ-ГАЗОВОЗАХ

Транспортный сектор является одним из основных потребителей нефтяного топлива, а также одним из главных источников углекислого газа (CO₂). По данным Еврокомиссии, европейский транспортный сектор на 94% зависит от нефти, 84% из которой импортируется, следствием чего являются ежедневные затраты в €1 млрд, а также постоянное негативное воздействие на окружающую среду. Кроме того, наблюдается тенденция дефицита нефтяного сырья и параллельным ростом экологических проблем, так как использование углеводородного топлива в двигателях внутреннего сгорания сопровождается выбросами в атмосферу огромного количества вредных веществ [1].

Природный газ давно и успешно применяется в качестве основного топлива на судах-газовозах СПГ. Перевозимый на них сжиженный природный газ в небольших количествах (0,15-0,18 % от общей вместимости танков в сутки) постоянно испаряется. Его утилизация возможна

двумяпутями – испаренный газ можно повторно сжигать, что требует размещения на судне специальной холодильной установки и дополнительных затрат газа на ее работу или использовать в качестве топлива энергетической установки судна

Исходя из вышесказанного, становится очевидной необходимость перехода транспортного сектора на альтернативные источники энергии. В связи с этим на протяжении последних лет во всем мире ведется активная научная деятельность, направленная на поиск и совершенствование альтернативных источников энергии, которые смогли бы в будущем заменить традиционные ископаемые виды топлива. На сегодняшний день можно выделить 5 основных альтернативных источников энергии, которые с технической и экономической точек зрения могут быть использованы в транспортном секторе. Данными источниками являются сжиженный углеводородный газ, природный газ в сжиженной и компримированной форме, электричество, жидкое биотопливо и водород. Тем не менее, стоит отметить, что на своем нынешнем этапе развития ни один из альтернативных источников энергии, не сможет полностью заменить нефтяное топливо в транспортном секторе. Поэтому для осуществления полного перехода на альтернативные нефтяные источники энергии необходимо дальнейшее развитие каждой из вышперечисленных технологий, с фокусом на особенности конкретного вида транспорта. Ключевыми аспектами в осуществлении перехода к какому-либо новому источнику энергии являются его техническая состоятельность, а также доступ к инвестициям, необходимых для финансирования дальнейших инженерных проектов.

Таким образом, в настоящее время формируется рынок использования испаряющегося СПГ в качестве топлива, что привело к более широкому развитию двигателей, работающих не только на дизельном топливе, но и к более рентабельному использованию двухтопливных двигателей.

Двухтопливные, работающие и на обычном топливе и на сжиженном газе, судовые дизельные двигатели все чаще устанавливаются на новых судах, поскольку гарантируют судовладельцам двойную выгоду. Они снижают уровень вредных эмиссий с судов за счет идеально чистого сгорания сжиженного природного газа (СПГ) и обеспечивают экономию нефтяного топлива, когда судно работает на СПГ.

Библиографический список

1. Гимаева А.Р., Фаттахов М.М., Мастобаев Б.Н. Особенности производства диметилового эфира и его использование в качестве перспективного моторного топлива // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 42-45.
2. Рачевский Б. С. Сжиженные углеводородные газы – альтернатива нефти и нефтепродуктам / Б. С. Рачевский // Транспорт на альтернативном топливе. – 2009. – № 4 (10). – С. 7-10.

Хасанов Р.Р.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

О НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМНЫХ АСПЕКТАХ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Анализ результатов технических расследований аварий на магистральных трубопроводах, зафиксированных за последнее десятилетие, показывает, что основной причиной является коррозия металла трубы – в 60–75% случаях [1]. Проблема очевидна и она требует особого подхода в решении, а решений всего четыре: пассивные, активные, конструкционные и комбинированные методы защиты.

В рамках статьи [2] авторы на основе многолетнего практического опыта представили свое видение современного состояния и перспектив развития области защитных покрытий трубопроводов на примере магистральных газопроводов Западного Казахстана. Ввиду этого акцентируем внимание в работе на активных методах электрохимической защиты (ЭХЗ) строительных конструкций от коррозии, в частности, на катодной поляризации с применением внешних источников постоянного тока. Идея проста: потенциал защищаемого объекта искусственно сдвигается до величины, при которой окислительные процессы на нем значительно замедляются за счет постепенного разрушения анодного заземлителя (АЗ). Собственно, среди причин выхода из строя установок ЭХЗ значительная доля – до 50% – приходится на повреждения анодных заземлителей. Во многом это явилось результатом недостаточного уровня финансирования направления, своевременной модернизации и обновления оборудования, замены расходных материалов. К примеру, несмотря на низкие показатели эффективности применения, широко распространенными на практике остаются стальные и чугунные анодные заземлители. Это объясняется, прежде всего, доступностью исходного сырья, простотой технологического изготовления и монтажа подобных конструкций. Тем не менее, основным критерием выбора элементов системы катодной защиты должен являться не экономический подход, а принципы обеспечения надежности и экологической безопасности, основанные на результатах инженерных расчетов. Достижение обозначенных целей возможно, в том числе, внедрением в производство перспективных технических разработок – анодных заземлителей на титановой основе с покрытием из диоксида марганца, эластомерных и полимерных анодов, композиционных анодных масс на основе остатков продуктов нефтехимии и нефтепереработки [3].

Вместе с тем, в системе электрохимзащиты объектов трубопроводного транспорта существует множество других задач и проблем, требующих скорейшего решения и адекватного действия со стороны специализирующихся служб и руководства эксплуатирующих компаний. В контексте этого вопроса приведем наиболее значимые примеры:

1. Недостаточная достоверность и полнота результатов контроля. На территории площадочных сооружений (перекачивающих и сливо-наливных станций, резервуарных парков) и прилегающих к ним линейных участках, как правило, рабочие параметры электрохимической защиты поддерживаются на регламентированном должном уровне, однако по мере удаления от «площадок» вдоль трассы все чаще встречаются места повреждений изоляционного покрытия и зоны с неудовлетворительным уровнем защитного потенциала трубопровода. Во многом это обуславливается порядком организации и осуществления внутреннего контроля, преимущественно проводимого на близлежащих доступных участках трубопровода. Комплексные обследования коррозионного состояния удаленных и сложных участков магистрали в основном проводятся представителями подрядных организаций. К сожалению, некачественно выполняемые работы по договору подряда – не такое уж редкое явление.

Кроме того, скептического отношения требуют к себе данные контроля рабочих параметров станций катодной защиты, заносимые в полевые журналы эксплуатации на местах, и сезонных измерений защитных потенциалов «сооружение – земля». Зачастую снятые показания, несоответствующие установленным нормам, корректируются и «приводятся в порядок» лишь на бумаге. Следует признать, что содержание подобных «отчетов и заключений» не позволяет корректно оценивать реальное техническое состояние системы ЭХЗ.

2. Нарушение норм и правил организации и ведения ремонтно-строительных работ. В этом отношении наиболее уязвимыми являются участки магистральных трубопроводов, подвергающиеся в процессе эксплуатации капитальному ремонту и/или реконструкции. В качестве примера можно привести обрывы дренажных линий и точек подключения, демонтируемые и не восстанавливаемые впоследствии работ КИП.

3. Небрежное отношение к должностным обязанностям работниками службы ЭХЗ. Проблема далеко не новая, но от того не менее актуальная. Согласно [4] общее время отключения средств ЭХЗ на участке магистрального трубопровода не должно превышать 10 суток в год. Однако мониторинг, периодически проводимый нами на действующих объектах, позволяет с уверенностью констатировать факт, что это требование не выполняется. Причиной того служит не технологическая необходимость продления сроков отключения электропитания, а безответственность и невнимательность некоторых работников службы ЭХЗ. Другой яркий пример – эксплуатация оборудования, не отвечающего требованиям действующих норм.

Библиографический список

1. www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%94%202014.pdf.
2. Хасанов Р.Р., Султанмагомедов С.М. Современное положение и проблемы защитных покрытий магистральных трубопроводов // Оралдын

глым жаршысы. Научно-теоретический и практический журнал. – 2014. – № 4 (83). – С. 78-87.

3. Делекторский А.А., Стефов Н.В., Поляков А.В. Особенности работы эластомерных анодов // Коррозия Территории нефтегаз. – 2006. – №2(4). – С. 44-47.

4. РД-75.200.00-КТН-079-12. Положение о диагностировании, порядке технического освидетельствования и продлении срока службы энергоустановок нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.

УДК 621.6

Шаталов Д.А.¹, Комаров А.И.²

¹ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть», г. Москва, Россия

² ПАО «Транснефть», г. Москва, Россия

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Актуальной задачей для нефтетранспортной отрасли является безопасное строительство магистральных трубопроводов под водными препятствиями в различных типах грунта. В процессе строительства подводных переходов магистральных трубопроводов методом наклонно-направленного бурения возникают осложнения, связанные с отклонением траектории ствола скважины, неустойчивым состоянием ствола скважины, поглощением бурового раствора проницаемыми отложениями, а также повышенным износом и сломом бурового инструмента.

В естественном состоянии грунты находятся в равновесии, когда прочность грунтов уравнивает действие гравитационных и тектонических сил. В процессе бурения из пласта удаляется часть выбуренной породы, выносимая буровым раствором на устье, вследствие чего возникает свободная поверхность. В результате происходит перераспределение напряжений вдоль ствола скважины. Действующее давление бурового раствора в скважине начинает противодействовать боковому давлению грунтов. Кроме того, в процессе бурения раствор активно взаимодействует с проходимыми грунтами. Все это приводит к тому, что механические характеристики грунта, слагающие стенку скважины, изменяются во времени.

Поэтому, важно выявление изменения напряжений в грунтах на начальной стадии и отслеживание динамики их протекания с целью прогнозирования состояния устойчивости ствола скважины, подверженного таким воздействиям.

Это позволило бы проводить своевременное планирование мероприятий и устранение негативных процессов с минимальными материальными и трудовыми затратами, обеспечивая безопасность строительства подводных переходов. Не допустить появления аварийных ситуаций во время строительства подводного перехода возможно применяя комплекс инженерно-технических решений, который включает в себя:

1. Анализ условий проведения работ и исходного напряженно-деформированного состояния грунтов, слагающих стенку скважины.
2. Гидродинамическое моделирование воздействия применяемых жидкостей на состояние грунтов и их прочностные характеристики.
3. Построение геомеханической модели подводного перехода.

На основании результатов геомеханической модели определяется технология строительства подводного перехода (выбор состава и свойств буровых растворов, технологии бурения и расширения скважины, породоразрушающего инструмента).

Библиографический список

1. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважины в пористых горных породах: учеб. пособие. – Уфа: УГНТУ, 2001. – 70 с.

2. Sharafutdinov Z.Z. Requisiti per incrocitecnologia costruzioneutilizzandotrivellazioneorizontale / Sharafutdinov Z.Z., Spector U.I., Golofast S. L. // Italian Science Review. Italy. 2014; 12(21). PP. 163-172.

3. Шарафутдинов З.З. Требования к технологии строительства переходов трубопроводов методом наклонно-направленного бурения / Шарафутдинов З.З., Спектор Ю.И., Голофаст С.Л. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – №1. – С.57-67.

4. Шарафутдинов З.З. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия / З.З. Шарафутдинов, Ю.И. Спектор и др. – Новосибирск: Наука, 2013. – 339 с.

УДК 622.692.4

Шоцкий С.А., Голофаст С.Л.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Избыточное внутреннее давление и перепад температур вызывают в подземном трубопроводе продольные и поперечные перемещения [1], наиболее характерные для трубопроводов, проложенных на пересеченном рельефе местности и в слабонесущих грунтах. Уменьшить эти перемещения, в том числе на выпуклых участках трассы, позволяет обетонирование

трубопровода. Особенностью области малых поперечных перемещений трубопровода является увеличение их ростом сопротивления грунтовой засыпки [2], с учетом которого авторамистатьи проведен анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) участка обетонированного трубопровода с углом поворота на выпуклом рельефе местности, конструктивно выполненным крутоизогнутым отводом.

Для решения задачи использовано дифференциальное уравнение продольно-поперечного изгиба балки, в результате получены параметры НДС трубопровода. Наибольший изгибающий момент M , прогиб ν трубопровода, продольное усилие N на участке его поперечных перемещений, длина изогнутого участка ℓ , определяются по формулам:

$$M = \bar{M} \cdot q_0 \sqrt[3]{\left(\frac{EJ}{q_T} \operatorname{tg} \varphi\right)^2}; \quad (1)$$

$$N = \bar{N} \sqrt[3]{EJ \left(\frac{q_T}{\operatorname{tg} \varphi}\right)^2}; \quad (2)$$

$$\nu = \tilde{\nu} \frac{q_0}{q_T} \sqrt[3]{\frac{EJ}{q_T} \operatorname{tg}^4 \varphi}; \quad (3)$$

$$\ell = 2 \tilde{\ell} \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q_T} \operatorname{tg} \varphi}, \quad (4)$$

где \bar{M} , $\tilde{\nu}$, \bar{N} , $\tilde{\ell}$ – соответственно безразмерные параметры изгибающего момента, прогиба, продольного усилия на изогнутом участке трубопровода и протяженности этого участка; E – параметр упругости металла трубы; J – момент инерции сечения трубы; q_T – вес трубопровода единичной длины с продуктом; φ – половина угла поворота трубопровода; q_0 – интенсивность сплошной пригрузки (бетонного покрытия).

Для определения безразмерных параметров \bar{M} , $\tilde{\nu}$, \bar{N} и $\tilde{\ell}$ получены расчетные формулы, отличающиеся в зависимости от соотношения значений N и $(4k_0DEJ)^{0.5}$. Здесь k_0 – коэффициент пропорциональности при сжатии грунта; D – наружный диаметр трубопровода. Например, для случая $N > (4k_0DEJ)^{0.5}$ формулы для безразмерных параметров имеют вид:

$$\bar{M} = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha^2}} \left\{ \frac{a\alpha}{\varepsilon(\xi_2^2 - \xi_1^2)} (\xi_1 \operatorname{tg} \xi_1 - \xi_2 \operatorname{tg} \xi_2) + \frac{a^2(1 + \varepsilon)(\cos \xi_1 - \cos \xi_2)}{\varepsilon(\xi_2^2 - \xi_1^2) \cos \xi_1 \cos \xi_2} \right\} \quad (5)$$

$$\tilde{\nu} = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha^4}} \left\{ \frac{a^3\alpha}{\varepsilon\xi_1\xi_2(\xi_2^2 - \xi_1^2)} (\xi_1 \operatorname{tg} \xi_2 - \xi_2 \operatorname{tg} \xi_1) + \frac{a^4(1 + \varepsilon)}{\varepsilon(\xi_2^2 - \xi_1^2)} \left[\frac{1}{\xi_1^2 \cos \xi_1} - \frac{1}{\xi_2^2 \cos \xi_2} \right] - \frac{a^4}{\varepsilon_1^2 \xi_2^2} \left(\frac{1}{\varepsilon} + 1 \right) \right\} \quad (6)$$

$$\bar{N} = \sqrt[3]{\alpha^2} \quad (7)$$

$$\tilde{l} = \frac{a}{\sqrt[3]{\alpha}} \quad (8)$$

$$\alpha = \frac{a(1 + \varepsilon)}{\xi_1 \xi_2 (\cos \xi_1 - \cos \xi_2)} (\xi_1 \sin \xi_2 \cos \xi_1 - \xi_2 \sin \xi_1 \cos \xi_2). \quad (9)$$

Параметры a , ξ_1 и ξ_2 определяются в зависимости от продольного усилия в трубопроводе, его геометрических характеристик, механических свойств и свойств грунта, $\varepsilon = \frac{q_0}{q_r}$

Полученные формулы позволяют определить возникающие в трубопроводе изгибающий момент M , продольное усилие N , прогиб v и вычислить продольные напряжения. Из расчетных зависимостей видно, что оценить НДС трубопровода в зависимости от условий эксплуатации (перепад температур, внутреннее давление) и параметров сооружения (конструкция укладки, свойства грунта, интенсивность сплошной пригрузки) можно при анализе параметров \bar{M} , \bar{N} и \tilde{v} .

На рисунке представлена часть полученных на основе расчетных формул графических зависимостей и значений параметров НДС трубопровода (таблица), анализ которых свидетельствует, что параметры \bar{M} , \bar{N} и \tilde{v} увеличиваются с ростом параметра a . При $a > 3,5$ и $\eta \leq 0,28$ ($\eta = \frac{4k_0 DEJ}{N^2}$) увеличение параметра a , характеризующего величину начального продольного усилия в неподвижном трубопроводе от температурного перепада и внутреннего давления, приводит к уменьшению параметра \bar{N} .

Увеличение параметров ξ_1 , ξ_2 и ε , определяющих сопротивление грунта прогибу трубопровода (рост коэффициента k_0) и интенсивности сплошной нагрузки q_0 , уменьшают параметры \bar{M} и \tilde{v} и увеличивают \bar{N} . Например, при $a = 1,0$, $\xi_1 = 0,26$ и $\xi_2 = 0,97$ увеличение ε от 0,5 до 2,0 приводит к снижению параметра \bar{M} в 3,2 раза, \tilde{v} в 5,0 раз и увеличению \bar{N} в 1,5 раза.

Таким образом, полученные аналитические зависимости позволяют провести анализ НДС обетонированных подземных трубопроводов на углах поворота и выбрать количественные параметры сплошной пригрузки для снижения напряжений в трубопроводе до допустимого уровня.

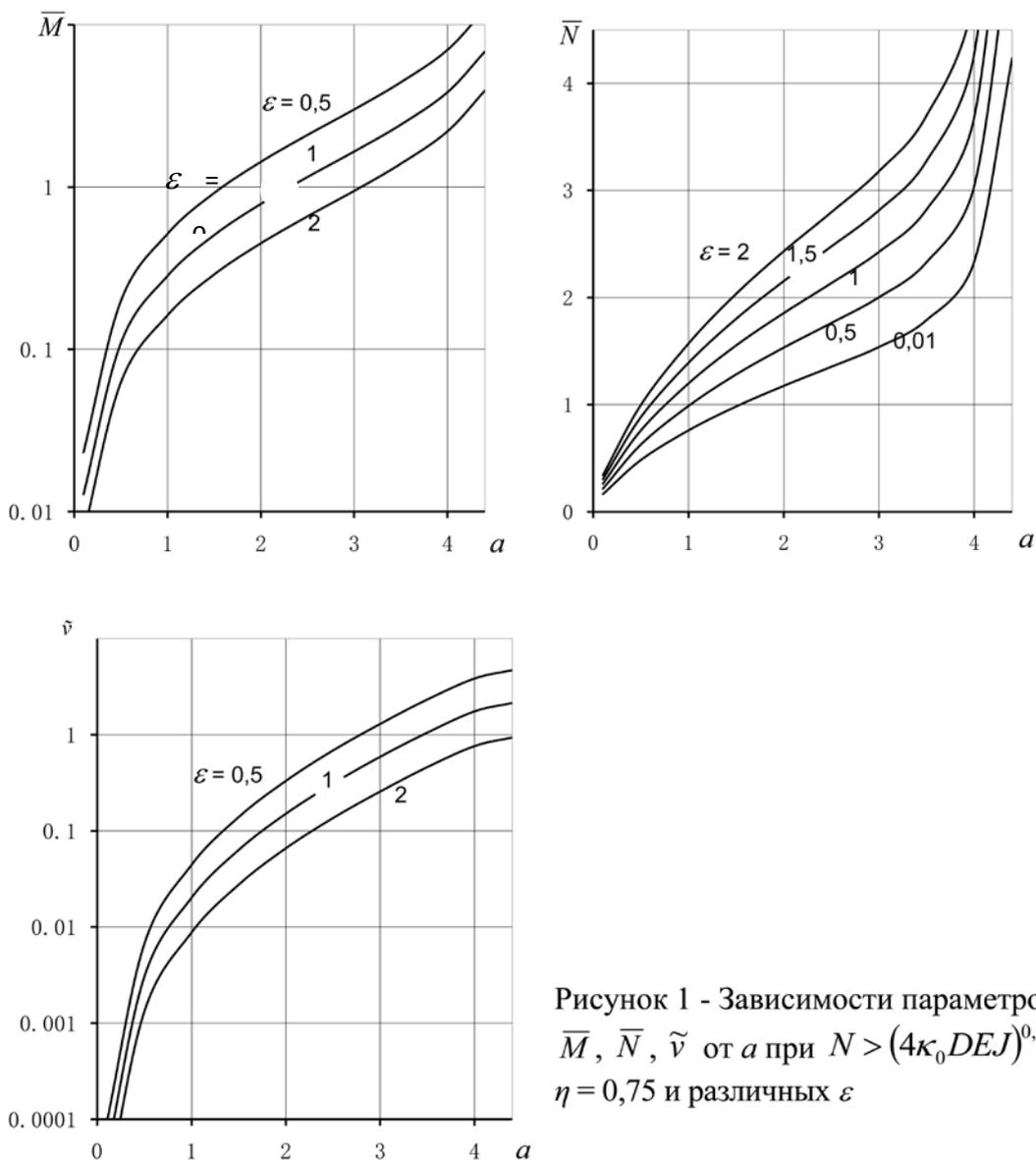


Рисунок 1 - Зависимости параметров \bar{M} , \bar{N} , \tilde{v} от a при $N > (4\kappa_0 DEJ)^{0,5}$, $\eta = 0,75$ и различных ε

Таблица 1 – Зависимости параметров α , \bar{M} , \bar{N} и \tilde{v} от η при $\bar{N} > (4\kappa_0 DEJ)^{0,5}$, $\varepsilon = 0,5$ и различных a

№№ п/п	η	a	α	\bar{M}	\bar{N}	\tilde{v}
1	0,25	2,0	1,8618	1,4275	1,5134	0,3369
2	0,50	2,0	1,8789	1,4274	1,5227	0,3342
3	0,75	2,0	1,8962	1,4273	1,5320	0,3315
4	0,95	2,0	1,9102	1,4272	1,5395	0,3293
5	0,25	3,0	2,4994	3,0249	1,8417	1,4506
6	0,50	3,0	2,6617	3,0148	1,9206	1,3705
7	0,75	3,0	2,8324	3,0073	2,0019	1,2968
8	0,95	3,0	2,9755	3,0031	2,0687	1,2419

Библиографический список

1. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов.– М.: Недра, 1984. – 246 с.

2. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. – М.: Недра, 1976. – 224 с.

3. Шоцкий С.А. Анализ напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – №3. – С.65-69.

УДК 553.982

Ле Вьет Хай¹, Велиев М.М.², Нгуен Куок Зунг¹, Тхань Ву Вьет¹

¹ СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Вьетнам

² Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ НА ЗАБОЕ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО» МЕТОДОМ ОБРАЗОВАНИЯ ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТЫ ВНУТРИ ПЛАСТА

При обработке призабойных зон (ОПЗ) скважин кислотными составами возникают трудности, связанные с высокой температурой и образованием вторичных осадков. Эти трудности связаны с характеристикой пласта, взаимодействием между кислотным раствором и минералами или жидкостями, свойствами растворов, используемых в обработке и т.д.

Скорость реакции, а также скорость диффузии увеличиваются при возрастании температуры. Это приводит к ускорению реакций, протекающих между кислотой и породами. Из-за высокой скорости протекания реакции, в процессе закачивания в пласт кислота быстро расходуется, реагируя с породами. В результате чего часть раствора продолжает проникать в пласт, но уже имеет более низкую концентрацию и содержит значительное количество продуктов реакции. Данный процесс снижает глубину воздействия кислотного раствора.

Высокая температура является одним из главных факторов, приводящих к снижению глубины проникновения кислотного раствора в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Для успешной обработки необходимо иметь решения для достижения максимально требуемой глубины проникновения. Одним из них является использование кислотной эмульсии, кислотного раствора, содержащего полимер (для создания вязкого раствора). Кислотный раствор с полимером имеет более низкую скорость реакции, так как снижается поверхность контакта между кислотой и породами. Другим направлением, более сложным, но эффективным является применение других кислотных систем, которые отличаются от систем на основе HF:HCl (смесь плавиковой и соляной кислоты).

Для решения этих проблем в СП «Вьетсовпетро» с целью повышения продуктивности добывающих скважин месторождений предложено использовать некислотные компоненты с образованием кислотного состава на забое. За счет образования плавиковой кислоты (HF) внутри пласта от закачиваемых с поверхности некислотных компонентов происходит реакция между HF и осадками внутри пласта, вследствие которой проницаемость ПЗП увеличивается [1-3].

Для изучения защитной пленки на поверхности глинистых минералов, закономерности взаимодействия химических реагентов с типичными минералами пласта песчаника (кремнием, глинами и карбонатами) проведены эксперименты в лаборатории НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро».

Также проведены лабораторные исследования для объяснения химической и физической сущности метода обработки призабойной зоны с механизмом образования HF внутри пласта.

По данным состава пород, геологических условий можно выбрать оптимальную концентрацию HF (для месторождения «Белый Тигр» рекомендованная концентрация HF составляет 1,5%). Для разрушения глинистой корки после бурения рекомендуется повысить концентрации HF до 2%. Концентрацию HF=2,5% рекомендуется использовать для разрушения фильтрационной глинистой корки после бурения скважин фундамента, когда при этом глина сконцентрирована в трещинах, но процентная концентрация глины по всему объему пород не велика.

На основании исследований, с целью интенсификации добычи нефти при высоких пластовых температурах на забое скважин месторождений «Белый Тигр» и «Дракон», предлагается использовать технологию на основе компонентного состава кислотной системы HV:HF для проведения ОПЗ.

Предложенная технология позволяет использовать оборудование на платформах СП «Вьетсовпетро» для проведения ОПЗ.

Система HV:HF состоит из трех компонентов: первичный кислотный раствор, закачиваемый перед главным раствором, главный раствор и прессованный солевой раствор.

1. Первичный кислотный раствор, закачиваемый перед главным раствором. Это раствор используется для растворения солей CaCO_3 на поверхности пород, предотвращает образование осадка CaF_2 при закачке раствора с HF в пласт. Раствор также помогает отделить воду в породе от HF (вода в пласте содержит Na^+ , K^+). При взаимодействии HF с Na^+ , K^+ возможно образование осадков.

По опытам ОПЗ объем раствора составляет равным 0,3–0,7 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта (высоты фильтра). Минимальный объем не меньше половины объема НКТ. Компонентный состав раствора приведен в табл. 1 и 2.

Таблица 1

*Состав кислотного раствора для осуществления закачки
до главного раствора*

№	Состав	% масс.
1	Соляная кислота - HCl	12%
2	Уксусная кислота - CH ₃ COOH	5%
3	Ингибитор коррозии АП 240 или его эквивалент	2,5%
4	Ингибитор коррозии (интенсификатор) АИ 600 или его эквивалент	1,5%
5	1 ПАВ ВМ1	1,5%
6	Техническая вода	до 100%

Таблица 2

*Техические параметры для расчета состава кислотного раствора для
закачки до главного раствора при использовании HCl 1% и CH₃COOH 99%*

№	Состав	% масс.	Масса для 1 тонна, кг	Объем для 1 м ³ , кг/л
1	Соляная кислота HCl ($\gamma = 1,155$)	38,7%	387	335,1
2	Уксусная кислота - CH ₃ COOH 99% ($\gamma = 1,0524$)	5,05%	50,5	48
3	Ингибитор коррозии АП 240 или его эквивалент	2,5%	25	25
4	Ингибитор коррозии (интенсификатор) АИ 600 или его эквивалент	1,5%	15	15
5	ПАВ ВМ1	1,5%	15	15
6	Техническая вода		507	
	Итого:		1.000	1.000

2. Главный раствор (расчетный состав показан в работе «Исследование новых композиционных составов для обработки призабойной зоны скважин при высокой пластовой температуре» настоящего сборника).

3. Прессованный солевой раствор. Раствор используется для осуществления продавки закачанных растворов в призабойную зону. Чтобы снизить негативное влияние на проницаемость пород призабойной зоны, обычно используют солевой раствор – NH₄Cl (соль аммония, белый кристаллический слегка гигроскопичный порошок без запаха). Концентрация NH₄Cl обычно составляет 3÷7%. Объем раствора зависит от глубины продавки закачанных растворов, эффективной толщины и средней пористости призабойной зоны пласта. Состав предложенного солевого раствора приведен в табл. 3.

Таблица 3

Состав солевого раствора NH₄Cl

№	Состав	% масс.	Масса для 1 тонны, кг	Объем для 1 м ³ , кг/л
1	Солевой раствор аммония (сухой)	3%	30	30
2	ПАВ ВМ2	1,5 %		15

Объектами испытания технологии интенсификации добычи нефти при высоких пластовых температурах на забое скважин являются добывающие скважины, эксплуатирующие терригенные пласты залежи нижнего миоцена, нижнего олигоцена и фундамента месторождений «Белый Тигр» и «Дракон»:

- законченные бурением, не давшие ожидаемый приток нефти при испытании;

- имеющие продуктивность (приемистость) ниже соответствующей естественному потенциалу пласта;

- нагнетательные скважины, имеющие высокую неравномерность профиля приемистости;

- имеющие положительный скин-фактор;

- у которых по результатам ГДИ произошло снижение проницаемости ПЗП;

- вступающие в эксплуатацию после длительного бездействия, из консервации или контрольного фонда.

- имеющие органические отложения, эмульсии и водные блокады.

Рекомендованные порядки закачки и средний объем химреагентов для каждой скважины приведены в табл. 4.

Таблица 4

Рекомендованные порядки закачки и средний объем химреагентов для каждой скважины

№	Порядок закачки	Объем
1	Закачать морскую воду и ПАВ	2 м ³
2	Закачать микроэмульсии VNT	8 м ³
3	Закачать морскую воду и ПАВ	2 м ³
4	Закачать раствор № 1: (лимонная кислота + CL+ПАВ + ингибитор коррозии)	14 м ³
5	Закачать морскую воду и ПАВ	2 м ³
6	Закачать раствор № 2: (HCL + NH ₄ HF ₂ + лимонная кислота + CL+ПАВ + ингибитор коррозии)	16 м ³
7	Закачать продавочный раствор (NH ₄ Cl + HDBM ВМ2)	Для продавки
8	Закачать морскую воду для продавки	V _{нкт}
9	Время для реакции	

Точный объем каждого химреагента рассчитывается в зависимости от конкретных условий скважины.

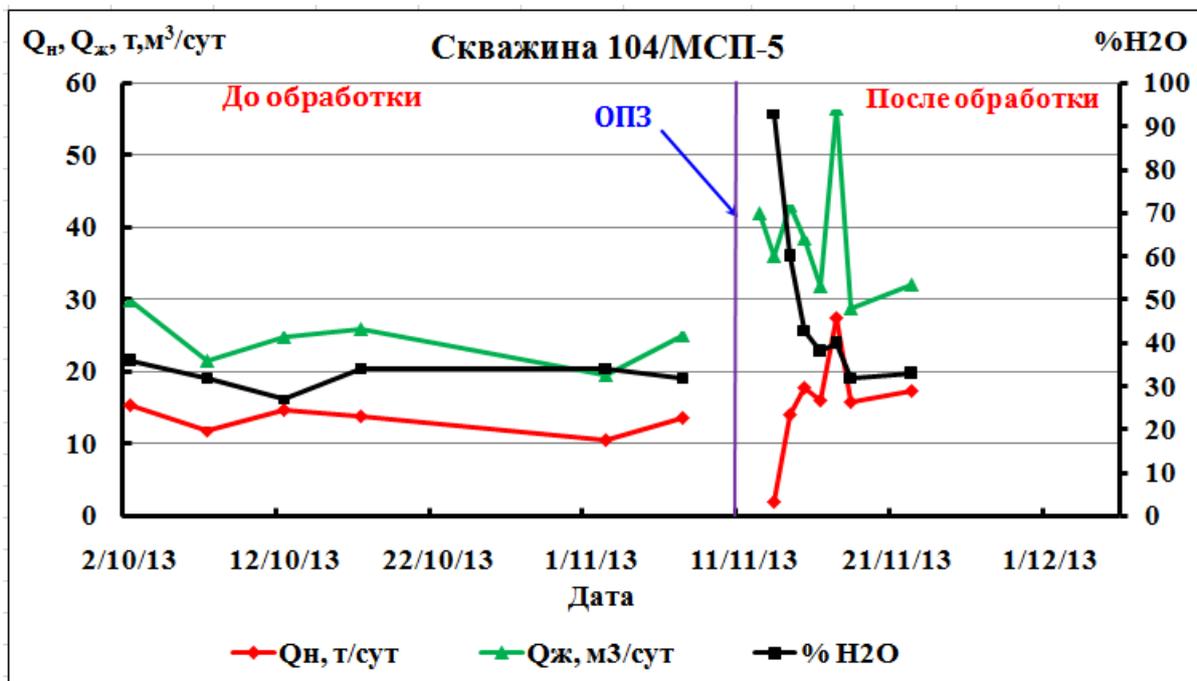
Раствор для закачки перед главным раствором и главный отработывающий раствор содержит лимонную кислоту, фторсодержащий

соль NH_4HF_2 и хелатные соединения. Лимонная кислота способна растворить солеотложение CaCO_3 , а образующая HF из лимонной кислоты CL , NH_4HF_2 будет взаимодействовать с глиной, полевым шпатом, цеолитом. При закачке их в призабойную зону пласта, они растворяют отложения в каналах. Кроме того, эти химреагенты могут растворить CaCO_3 и пород залежи медленнее, чем традиционные кислотные системы, т.е. они могут глубже проникать в призабойную зону пласта по сравнению с обычными кислотами. Таким образом, эти химреагенты способны регулировать в более широком радиусе и с более высокой эффективностью по сравнению с обычными кислотными системами. Кроме этого, используемая в данной технологии микроэмульсия удаляет водные блокады, органические отложения, водонефтяные эмульсии.

С другой стороны, сочетание двух химреагентов (CL и лимонная кислота) может предотвращать вторичное осадкообразование, CL и лимонная кислота способствуют закреплению ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Si^{2+} , Fe^{3+} , Al^{3+} ... за счет образования устойчивого комплекса с ионами металлов, предотвращая вторичные осадкообразования между ионами металлов и другими ионами в пласте, а CL применяется как ингибитор солеотложения.

Для проведения опытно-промышленного испытания были выбраны скважины №№ 40 (МСП-4), 104 (МСП-5) и 7011 (БК-7) месторождения «Белый Тигр».

Для примера, изменения дебита по жидкости, по нефти и обводненности до и после обработки скв. № 104 (МСП-5) приведены на рисунке. Полученные результаты показывают, что после обработки дебит по нефти увеличивается.



Изменения дебита по нефти, жидкости и обводненности до и после обработки на скв. № 104 (МСП-5)

Экономический эффект от применения технологии на основе компонентного состава кислотной системы HV:HF для проведения ОПЗ рассчитывался на основе суммарной дополнительной добычи нефти (в том числе от увеличения дебита и потери нефти из-за остановки скважин для обработки) и затрат на химические реагенты, оборудование, транспортировку, на содержание персонала и т.д. За четыре месяца общая дополнительная добыча нефти по трем вышеназванным скважинам 1075 т, чистая прибыль – 344 тыс. долларов США.

Библиографический список

1. Ле Вьет Хай, Велиев М.М. Повышение продуктивности добывающих скважин на основе неокислотных компонентов с образованием кислотного состава на забое скважин // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – Уфа, 2015. – Вып. 4 (102). – Стр. 52-59.

2. Ты Тхань Нгиа, Ле Вьет Хай, М.М. Велиев, Нгуен Куок Зунг Особенности технологии интенсификации нефтедобычи в высокотемпературных скважинах месторождений СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 106-109.

3. Ross D. and Lullo G. Di. Acid Treatments, Proven Successful in South America. BJ Services Company, Paper IBP 07698, presented at the Rio Oil and Gas Conference, Brazil, 5–8 October 1998.

УДК 553.982

Ты Тхань Нгиа², Велиев М.М.¹, Чан Куок Хой², Иванов А.Н.¹

¹ Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

² СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, Вьетнам

УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ЗАЛЕЖИ НИЖНЕГО МИОЦЕНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ

Обводненность добываемой продукции скважин залежи нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр», составляет 40...60%, в т.ч. из-за излишней подвижности вытесняющего агента (воды), за счет чего происходит неравномерное продвижение фронта вытеснения в неоднородном пласте.

За счет повышения коэффициентов вытеснения и охвата пласта, технология заводнения залежей на основе полимерными растворами позволяет значительно повысить технико-экономические показатели разработки месторождений. Основой большинства применяемых растворимых полимеров является полиакриламид, который, как известно, имеет ограничение по температуре (при температурах не выше 90 °С) и

минерализации (для сред с низкой минерализацией). Указанные свойства препятствуют широкому внедрению растворов полимеров на полиакриламидной основе в нефтепромысловую практику.

С целью увеличения коэффициента вытеснения нефти, разработана технология заводнения объектов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» полимерными растворами.

Работой предусматривается разработка полимерных водорастворимых композиций и методов регулирования их реофизических свойств, включая радиоактивное облучение, для увеличения коэффициента вытеснения нефти при заводнении залежи нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» [1].

В результате воздействия радиоактивного облучения создаются микророзродыши нестабильных центров высокой химической активности, стимулирующие химические реакции, которые трудно получить обычными методами. Этот метод полезен для производства сополимера из-за высокой скорости реакции и простоты регулирования скорости реакции. Полученный продукт имеет высокую однородность. При воздействии на вещество радиоактивными лучами, их энергия активирует вещество, что приводит к ионизации и образованию свободных радикалов в веществе. Свободные радикалы играют роль активных центров в обычной реакции, имеют высокую химическую активность и легко стимулируют протекание химических реакций. В зависимости от структуры, состава полимера и условий радиоактивного облучения, реакция будет происходить по направлению сшивания отдельных цепей полимера (увеличению его молекулярной массы) или деструкции цепей (снижению молекулярной массы) [2].

На основании цели исследований, необходимо создать полимеры, легко растворимые в воде, в том числе и в морской воде, устойчивые при высокой температуре, для закачки и повышения нефтеотдачи. С этой целью использованы акриламид и N-винил-пирролидон для выполнения процесса замещения, создающего новые материалы.

С целью разработки технологии заводнения объектов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» полимерными растворами проведены экспериментальные исследования закачки полимера на модели пласта месторождения «Белый Тигр».

Условия и процедура проведения экспериментальных испытаний следующие:

а) рабочие флюиды:

- изовязкозная модель нефти: 80% нефти скв. № 27 (МСП-1) и 20% керосина;

- вязкость модели нефти при температуре 120°C – 1,586 сП;

- морская вода;

- вязкость морской воды при температуре 120°C – 0,238 сП;

- раствор радиооблученного полимера RAPOЛ-12;

- вязкость раствора RAPOЛ-12 (2500 ppm) при температуре 120°C – 1,12 сП;

б) условия испытаний:

- закачка оторочки полимера после полного заводнения модели пласта;

- скорость вытеснения – 2 м/сут;
- объем оторочки полимера для всех испытаний равен 0,20 Vпор;
- температура – 120°С;
- поровое давление $P_{пор} = 100$ атм;
- эффективное давление обжима $P_{обж.} = 100$ атм.;
- в) модель слоистого неоднородного пласта:
 - модель слоистого неоднородного пласта составлена из двух равных частей образцов керна пород нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» с различными значениями проницаемости ($K_1 \neq K_2$);
- г) процедура проведения испытаний:
 - подготовить модель слоисто-неоднородного пласта;
 - прокачать модель нефти в модель пласта в количестве 5 Vпор при температуре 120°С, поровом давлении $P_{пор} = 100$ атм, давлении обжима $P_{обж} = 130$ атм, и затем определить его проницаемость по нефти;
 - вытеснить нефть путем закачки морской воды в модель пласта в количестве 6 Vпор при расходе 1-2 м/сут, затем - 3 Vпор при расходе 5-10 м/сут. Определить значение коэффициента нефтеотдачи – η_1 ;
 - определить проницаемость по воде для модели – K_1 ;
 - продолжить вытеснение нефти путем закачки раствора полимера в модель пласта в количестве 0,20 Vпор при расходе 1-2 м/сут, далее прокачать морскую воду в модель пласта в количестве 3-5 Vпор при расходе 1-2 м/сут до стабилизации значения коэффициента вытеснения. Определить значение коэффициента нефтеотдачи- η_2 ;
 - определить проницаемость по воде для модели - K_2 ;
 - охладить кернодержатель до комнатной температуры, вынуть образцы и определить остаточную нефтенасыщенность для модели пласта на аппарате Закса (аппарат Закса или Дина-Старка является прямым методом определения текущей водо- и нефтенасыщенности в кернах горных пород методом отгонки воды из образцов);
 - рассчитать результаты опытов по следующим формулам:

$$\eta_1 = \frac{1 - S_{ов} - S_{1он}}{1 - S_{ов}};$$

$$\eta_2 = \frac{1 - S_{ов} - S_{2он}}{1 - S_{ов}};$$

$$K_{от} = \frac{K_2}{K_1};$$

$$\Delta\eta = \eta_2 - \eta_1,$$

где $S_{ов}$ – остаточная водонасыщенность, доли ед.; $S_{1он}$ – остаточная нефтенасыщенность после закачки воды, доли ед.; $S_{2он}$ – остаточная нефтенасыщенность после закачки полимера, доли ед.; η_1 , η_2 – коэффициенты нефтеотдачи до и после закачки полимера, доли ед.; K_1 , K_2 – проницаемость для воды до и после закачки полимера, мД; $K_{от}$ – коэффициент восстановления проницаемости для воды до и после закачки полимера, доли ед.; $\Delta\eta$ – приращение коэффициента нефтеотдачи после закачки полимера, доли ед.

Результаты закачки оторочки раствора радиооблученного полимера RAPOL-12 на модели слоисто-неоднородного пласта (лаборатория НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро») приведены на рис. 1.

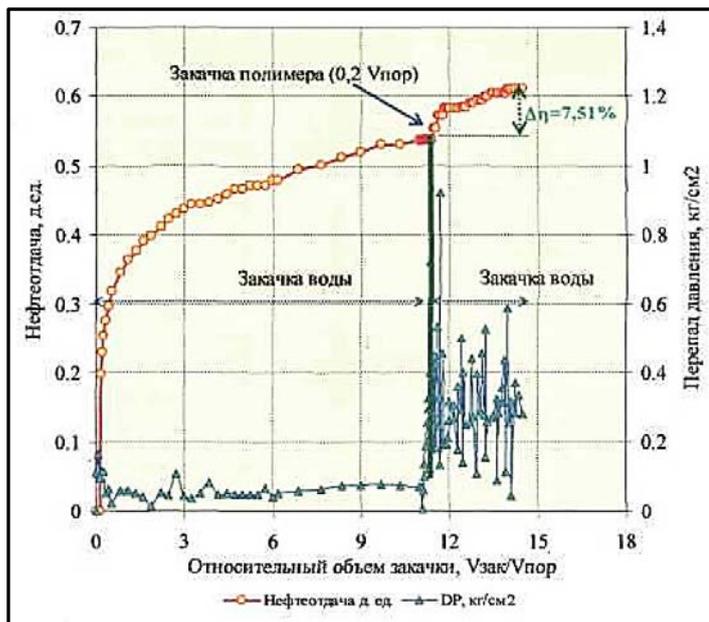


Рис. 1. Динамика извлечения нефти при закачке воды и оторочки раствора полимера на слоистых неоднородных моделях пласта нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр»

Как видно из рис. 1, приращение коэффициента нефтеотдачи составляет 7,51%, а коэффициент восстановления проницаемости равен 14,5%.

Результаты контрольных экспериментальных испытаний, проведенных в ВИНГ (г. Хошимин) закачки оторочки раствора радиооблученного полимера RAPOL-12 на модели слоистого неоднородного пласта приведены на рис. 2.

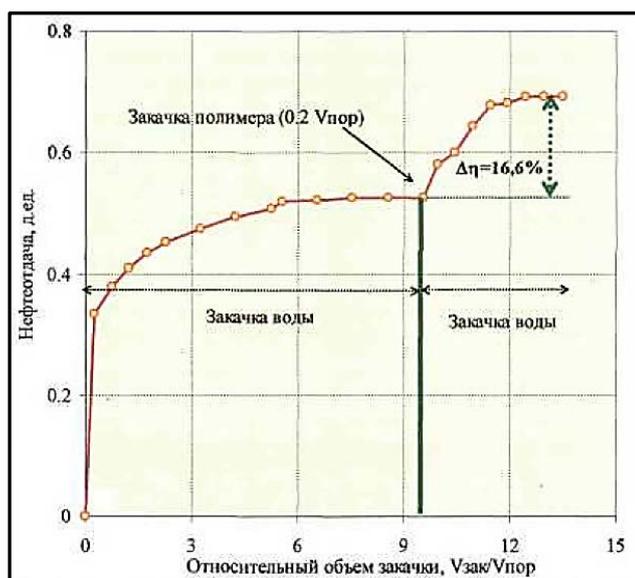


Рис. 2. Динамика извлечения нефти при закачке воды и оторочки раствора полимера на слоистых неоднородных моделях пласта нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр»

Полученные результаты показывают, что приращение коэффициента нефтеотдачи равно 16,6%, а коэффициент восстановления проницаемости 27,8%.

Результаты приращения коэффициента нефтеотдачи при закачке оторочки раствора радиооблученного полимера RAPOL-12 на модели слоисто-неоднородного пласта приведены в таблице и на рис. 3.

Результаты закачки оторочки раствора радиооблученного полимера RAPOL-12 на модели слоисто-неоднородного пласта

№	Номер модели	Нефтеотдача при закачке воды – h1, доли ед.	Нефтеотдача при закачке полимера – h2, доли ед.	Приращение нефтеотдачи- Δh, доли ед.	Коэффициент восстановления проницаемости – K _{вос} , доли ед.
1	I-2	41,1	56,33	15,4	0,027
2	II-1	39,66	51,23	11,6	0,211
3	II-2	50,66	66,33	15,7	0,071
4	III-1	47,45	52,24	4,8	0,323
5	III-2	47,27	60,17	12,9	0,272
6	IV-1	53,62	61,13	7,5	0,145
7	IV-2	52,61	69,16	16,6	0,278
Среднее		47,48	59,54	12,1	0,190

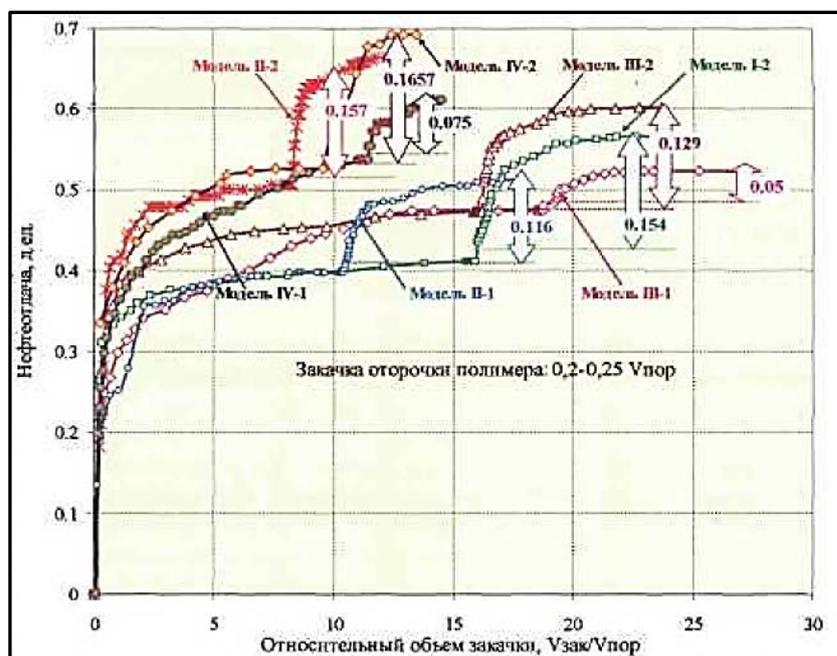


Рис. 3. Динамика извлечения нефти при закачке воды и оторочки раствора полимера на слоисто-неоднородных моделях пласта нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр»

Приращение коэффициента нефтеотдачи изменяется в пределах 4,8-16,6% (среднее значение 12,1%), а коэффициент восстановления проницаемости изменяется от 2,7 до 32,3% (среднее значение составляет 19%).

Как видно, экспериментальные исследования по повышению нефтеотдачи, проведенные на образцах керна дают положительные результаты, полученные коэффициенты приращения достигают от 4,8 до 16,6%, в среднем – 12,1%.

Библиографический список

1. Чан Куок Хой, Велиев М.М. Вопросы исследования возможности внедрения технологии заводнения объектов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» полимерными растворами // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференций в рамках Нефтегазового форума и XXIII Международной специализированной выставки “Газ. Нефть. Технологии - 2015”. – Уфа, 2015. – С. 141-142.

2. Ты Тхань Нгия, Чан Куок Хой, Велиев М.М. Научные основы получения полимерных систем для интенсификации добычи нефти // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы Международной научно-практической конференций в рамках Нефтегазового форума и XXIII Международной специализированной выставки “Газ. Нефть. Технологии – 2015”. – Уфа, 2015. – С. 145–149.

УДК 621.6

Дмитриева Т.В.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РАЗВИТИЕ СЕТИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ В РАЗЛИЧНЫХ СТРАНАХ МИРА

В конце 90-х годов XX века в ряде Европейских стран, стали широко внедряться автоматические автозаправочные станции (ААЗС) с организацией приема безналичных платежей. Реализацией данной концепции занялась компания «Autotank», основанная в 1964 г. в Стокгольме, где она построила первую автоматическую заправочную станцию.

Предпосылками возникновения ААЗС в Европе являлись: высокая стоимость человеческого труда, резкий рост продаж дизельного топлива в связи с переходом большегрузных транспортных средств на данный вид топлива, и соответственно сложности, возникающие при их заезде на типовые АЗС, что приводило к возникновению пробок и увеличению времени заправки. Еще одним фактором, способствующим быстрой автоматизации АЗС в странах Балтийского региона, Скандинавии,

Финляндии, но уже психологического характера, являлась особенностью людей, проживающих в этих странах, которым гораздо комфортнее было обращаться с автоматическим устройством, чем с обслуживающим персоналом.

Влияние вышеуказанных факторов способствовало неуклонному росту автоматизации сети АЗС в этих странах.

В целом в странах Европы использование автоматизированных платежных терминалов (АПТ) на АЗС, осуществляется в трех вариантах:

1) организация продаж топлива на полностью безоператорных АЗС и дизель-точках с применением только АПТ;

2) использование АЗС «смешанного типа», когда наряду с традиционным персоналом на АЗС имеются дополнительно установленные АПТ для ускорения обслуживания клиентов в час-пик, а также в ночное время;

3) организация отпуска нефтепродуктов на АЗС с комбинацией первого и второго вариантов.

В настоящее время в Скандинавии розничная продажа ГСМ практически полностью автоматизирована. Из стран Центральной Европы наиболее широко автоматизированы АЗС в Польше и Италии.

В России первая ААЗС была открыта в 2000 г. в Санкт-Петербурге и имела два автоматизированных платежных терминала, осуществляющих прием платежей, как наличными, так и по топливным картам. К 2016 году общее число автоматических заправочных станций в России приближается к 300.

Компактность станций, высокая скорость заправки и большая пропускная способность, низкие эксплуатационные затраты определяют перспективность автоматических заправочных станций, особенно в крупных городах с плотной застройкой.

В работе проведен анализ особенностей размещения и необходимости применения ААЗС в различных регионах России.

УДК 629.463.32

Иванов А.И., Хусаинов Р.М.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН

Зависимость водных перевозок от климатических условий, как и некоторые ограничения трубопроводного транспорта, заставляли искать пути бесперебойного снабжения промышленных предприятий, возникшего и развивавшегося в начале 1920-х годов, СССР нефтью и нефтетопливом.

Рост и изменение структуры и географии доставки нефтепродуктов, вызванные бурным экономическим развитием страны и особенно его отдаленных местностей, а также сложившееся размещение нефтяной промышленности способствовали тому, что нефть и нефтепродукты производственного и потребительского назначения перемещались на все более дальние расстояния.

Движение цистерн по железной дороге осуществлялась на специальных четырех- и восьмиосных платформах, оборудованных ходовой частью, системой амортизации и торможения, узлами сцепления платформ, креплениями цистерн к платформе. Кроме того, цистерны оборудовались наружной и внутренней лестницами, смотровыми площадками. Для перевозки легкозастывающих нефтепродуктов цистерна оборудовалась наружным кожухом толщиной порядка 3 мм, покрывшими 1/3 поверхности котла, образующим паровую рубашку, которая, в свою очередь, состояла из ряда отсеков, имевших толщину (расстояние от стенок котла и рубашки) 30÷40 мм. Впуск пара в паровую рубашку осуществлялся через патрубок, находившийся на сливном приборе. Конденсат стекал по желобу в нижнюю часть рубашки и удалялся из нее через патрубки, расположенные в торцах цистерны. Давление пара, подаваемого в паровую рубашку, обычно не превышало 0,3 МПа.

В зависимости от модели цистерны в верхней части котла могла быть установлена одна или две горловины, оборудованные крышкой и дыхательной арматурой. При помощи горловины представлялось возможным проводить зачистные работы и сливо-наливные операции при неисправности нижних сливных приборов или в случае, когда это предусмотрено технологией процесса.

При перевозке вязких нефтепродуктов в ряде случаев использовались цистерны, оборудованные стационарными трубчатыми подогревателями. Котел такой цистерны покрывался усиленной изоляцией с применением жидкого стекла и металлической сетки. Температуру продукта можно было поддерживать достаточно продолжительное время – отсюда и название цистерна-термос.

Если процессы слива-налива светлых нефтепродуктов практически не были затруднены и процедуры их выполнения были достаточно хорошо разработаны, то слив-налив вязких нефтепродуктов не имел однозначного решения. Более того, разработанные технические средства для обеспечения слива вязких продуктов были недостаточно эффективны, и проблемы с выполнением опорожнения цистерн актуальны и в настоящее время.

В работе показано развитие техники и технологий железнодорожного транспорта нефти и нефтепродуктов. Определены основные проблемы, возникающие в процессе транспортировки и слива-налива продукта в цистерны.

Иванов А.И., Никишин А.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ США В ПЕРИОД СТАНОВЛЕНИЯ ОТРАСЛИ

Развитие системы и методов транспорта нефти и нефтепродуктов берет свое начало с открытия и массовой разработки месторождений Пенсильвании в 1860-х годах.

В 1860-е годы наиболее часто для сооружения трубопроводов не нефтетранспортного назначения применялось дерево.

Для транспорта по месторождениям использовались желоба из дерева. Металл использовался, но реже. В основном, трубопроводы из железа, свинца и олова использовались в городах и на заводах.

Впервые идея транспорта нефти с помощью трубопроводов возникла у Сэмюэля Дункана Карнса в ноябре 1860 года, когда ему было 17 лет. Карнс С. предложил соорудить деревянный трубопровод диаметром 6 дюймов (15,24 см).

Трубопровод должен был иметь длину 36 миль (58 км) и, как минимум, один переход через реку, а также несколько пересечений ручьев и оврагов. Такая трасса была выбрана для обеспечения самотечного режима движения нефти. Идея была раскритикована и проект не был реализован.

В июле-августе 1861 года Эванс Шиппен выдвинул предложение по созданию трубопровода от Ойл-Крик до Ойл Сити (США, штат Пенсильвания) протяженностью 10 км. По расчетам Э. Шиппена затраты на покупку самих труб и их укладку должны были составить 16000 долларов.

Следующая попытка воплотить в жизнь проект трубопроводного транспорта была осуществлена Химаном Джейнсом в ноябре 1861 года. Проект заключался в прокладке деревянного 100-миллиметрового трубопровода вдоль русла ручья. Движение нефти по трубопроводу должно было происходить самотеком, чему должен была способствовать перепад высот в 18,5 метра. Проект не был реализован из-за большого числа протестов со стороны существующих транспортных компаний водного и гужевого транспорта.

Автором первого успешного проекта трубопровода стал Самюэль Ван Сайкл. Длина трубопровода составляла 8 километров, диаметр 50 миллиметров. Трубопровод был сооружен из кованых железных труб длиной 4,5 метра каждая. Трасса трубопровода проходила по холмистой местности с перепадом высот около 120 метров от юго-восточной части месторождения «Питол» до железнодорожной станции «Миллер Фарм» на западе Ойл-Крик. На станции производился налив груза в железнодорожные цистерны. Половину всего пути составлял спуск с одного из хребтов. Каждая труба была проверена на работу под давлением. Трубы сваривались внахлест.

Работу по разработке метода укладки и подбору насосного оборудования проводил Уильям Сноу – инженер из компании С.В. Сайкла. Часть трубопровода была уложена на глубину 0,6 метра, остальная же часть располагалась наземно. В проекте было использовано три паровых насоса компании «Рид энд Когсвелл», два из которых были установлены на самом месторождении и еще один на небольшом удалении от первой группы.

В работе описаны методы, материалы и технологии, применявшиеся для сооружения первых трубопроводов в США.

УДК 622.691

Шарипов Ш. Г.¹, Тимохин А. Л.¹, Смирнов О. Е.¹,
Мастобаев Б. Н.², Китаев С. В.²

¹ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Россия

²Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОБУЧЕНИИ СТУДЕНТОВ НА БАЗОВОЙ КАФЕДРЕ «ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА»

В соответствии с решением Правления ПАО «Газпром» под руководством Председателя Правления А.Б. Миллера Уфимскому государственному нефтяному техническому университету с 1 января 2016 года присвоен статус «Опорный вуз ПАО «Газпром».

В связи с этим были расширены направления деятельности базовой кафедры УГНТУ «Транспорт и хранение нефти и газа» при ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Базовой кафедрой в течение учебного года проводятся практические и лабораторные работы для студентов старших курсов по дисциплинам: проектирование и эксплуатация газораспределительных систем; газотурбинные установки; научно-методические основы диагностики; основы эксплуатации оборудования компрессорных станций; технологические энергоносители предприятий; котельные установки; промышленная безопасность и охрана труда; системы и средства автоматизации на объектах добычи, транспорта и распределения газа.

Для первокурсников, обучающихся в УГНТУ по направлению «Нефтегазовое дело», организуются выездные занятия на компрессорные и газораспределительные станции ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Проводится также подготовка студентов УГНТУ по трем рабочим специальностям: машинист технологических компрессоров; линейный трубопроводчик; оператор ГРС.

На базовой кафедре создан комплексный учебный полигон «Газотранспортное предприятие» (рис. 1).



Рис. 1. Комплексный полигон «Газотранспортное предприятие»

В состав полигона входит действующий тренажер на базе газораспределительной станции «АГРС» (рис. 1, слева) и тренажер САУиР ГПА-16Р-01 «Уфа» (рис. 1, справа).

Тренажер ГРС «АГРС» снабжен системой телемеханики «Магистраль-2» и позволяет моделировать различные ситуации при демонстрации и обработке технологических процессов. В качестве рабочей среды при работе тренажера используется сжатый атмосферный воздух давлением 8 атм., нагнетаемый компрессором винтового типа FiniRotor производительностью 200 $\text{м}^3/\text{ч}$, который установлен в отдельном помещении компрессорной. Тренажер состоит из охранного крана и следующих основных узлов: переключения, очистки, подготовки импульсного газа, предотвращения гидратообразования, редуцирования, учета расхода, одоризации, отбора газа на собственные нужды.

Отличительной особенностью данного тренажера является система регулирования давления газа на байпасной линии с помощью регулирующего клапана типа «КМРО».

Крановый узел состоит из шарового крана DN300 с ЭППУ с байпасом, на котором смонтировано 3 крана DN50. Краны могут управляться как «по месту», так и дистанционно по системе телемеханики «Магистраль-2».

Тренажер САУиР ГПА-16Р-01 «Уфа» состоит из двух автономных стоек, одна из которых аналогична стойкам, установленным на компрессорных станциях Общества, вторая стойка содержит контроллер и терминал имитации параметров, контролируемых в эксплуатации. Система позволяет в процессе обучения получать практические навыки в обработке алгоритмов нормальной работы и в условиях возникновения аварийных ситуаций ГПА.

Для изучения конструктивных особенностей газоперекачивающих агрегатов на базовой кафедре создан отдельный полигон с макетом агрегата типа ГПА-10 «Волна» (рис. 2). В ПАО «Газпром» таких агрегатов эксплуатируется на сегодняшнее время около 300 единиц.



а) центробежный компрессор



б) газотурбинный двигатель

Рис. 2. Макет агрегата ГПА-10 «Волна»

Макет создан из отслужившего установленный ресурс газоперекачивающего агрегата. Для наглядности изучения сделаны разрезы основных узлов агрегата.

Для обеспечения качества проведения занятий разработаны и изданы в типографии ООО «Газпром трансгаз Уфа» учебно-методические пособия [1, 2] по дисциплинам «Проектирование и эксплуатация газораспределительных систем» (рис. 3) и «Газотурбинные установки» (рис. 4).



Рис. 3. Лабораторный практикум по ГРС «АГРС»



Рис. 4. Учебно-методическое пособие по газоперекачивающему агрегату ГПА-10-01

Структура пособий предполагает изучение теоретического материала, содержит порядок проведения измерений, расчетную часть и контрольные вопросы для проверки знаний, приобретенных в ходе выполнения работ.

Базовая кафедра обеспечивает повышение качества обучения, приобретенные практические навыки позволят будущим выпускникам легче адаптироваться на производстве.

Библиографический список

1. Китаев, С.В. Эксплуатация АГРС. Лабораторный практикум к выполнению лабораторных работ: учебное пособие / С.В. Китаев, Б.Н. Мастобаев, Т.В. Дмитриева, О.Е. Смирнов. – Уфа: ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Уфа», 2015. – 51 с.

2. Китаев, С.В. Устройство, работа и эксплуатация газоперекачивающих агрегатов: учебное пособие / С.В. Китаев, Б.Н. Мастобаев, Т.В. Дмитриева, О.Е. Смирнов. – Уфа: ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Уфа», 2015. – 110 с.

УДК 622.692.4

Ефимов В.М.¹, Зорин Е.Е.²

¹*Институт физико-технических проблем Севера (ИФТПС) СО РАН,
г. Якутск, Россия*

²*Московский политехнический университет, г. Москва, Россия*

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ ЯКУТИИ

Эксплуатация трубопроводов подземной прокладки в условия вечной мерзлоты показывает, что появляется целый ряд неконтролируемых факторов воздействия на трубопровод – пучение грунтов, криогенное растрескивание, наледеобразование, термокарст, термоэрозия, солифлюкция и другие мерзлотные процессы. Это подтверждается имеющимся опытом эксплуатации трубопроводов подземной прокладки на территории Республики Саха (Якутия), кроме этого, статистика отказов показывает, что наибольшие проблемы с надежностью трубопроводов возникают на участках, когда техногенное воздействие трубопровода на многолетнемерзлый льдистый грунт запускает механизм его оттаивания и просадки – термокарст. Из анализа параметров рабочего нагружения существующих магистральных газопроводов (МГ) среднего диаметра (520-720 мм) Якутии, видно, что кроме значительных деформаций на участках термокарста, режимы прокачки газа создают циклическое изменение внутреннего давления в широком диапазоне как значений, так и составляющих его гармоник, которые могут существенно меняться в сторону увеличения в зависимости от времени года.

В таблице приведено сравнение причин аварий на МГ подземной прокладки на территории России и Республики Саха (Якутия) за 1991–2000 годы.

Причины аварий на магистральных газопроводах

Россия 1991 – 2000 гг.		Республика Саха (Якутия)	
<i>Причины аварий</i>	%	<i>Причины аварий</i>	%
Наружная коррозия	39	Дефекты	53
Механические повреждения	19	Гидратная пробка	18
Брак стр.- монтажных работ	22	Механические повреждения	11
Дефекты труб	12	Ошибки проектирования	9
Стихийные бедствия	9	Коррозия	2
		Прочие	7

Как видно из таблицы, существуют большие расхождения в основных причинах отказов на МГ России и Республики Саха (Якутия). Больше половины всех аварий магистральных трубопроводов Якутии приходится на разрушение от тех или иных конструктивно-технологических или эксплуатационных дефектов, а для МГ России большинство отказов происходит по причине коррозии. Такая большая чувствительность МГ, проложенных на территории Якутии в ММГ, к конструктивно-технологическим и эксплуатационным концентраторам напряжений связана, на наш взгляд, с аномально высокими по уровню повторно-статическими и циклическими деформациями в осенне-зимний период, когда постоянно отмечается резкое увеличение отказов.

Обследование очага разрушения стенки МГ Берге – Якутск на участке сформировавшегося термокарста показал, что аварийный участок характеризовался большой обводненностью с явными признаками продолжающегося развития термокарста и хорошо наблюдаемыми пространственными перемещениями газопровода, произошедшими при сезонной подвижке водонасыщенных грунтов. Зона разрушения располагалась на границе между термокарстом и траншеей проектного положения трубопровода. Разрушение стенки МГ зародилось на участке пересечения продольного и кольцевого монтажного сварного стыка.

Обследование поверхностей разрушения позволил установить очаг зарождения магистральной трещины. Им оказался технологический внутренний дефект в виде внутреннего локального несплавления кромок, расположенного в корневой части кольцевого монтажного стыка, выполненного ручной электродуговой сваркой. Фрактографический анализ поверхности излома, позволил установить, что разрушение носило усталостный характер, т.к. на поверхности прослеживаются усталостные фасетки, характерные для циклического развития магистральной трещины. Сетка трещин на поверхности трубы свидетельствует о больших локальных пластических деформациях в зоне сплавления корневого шва. Характер разрушения определяется как квазихрупкий, который может реализоваться в пластичных трубных сталях в условиях высокой объемности напряженного состояния и наличия значительных деформаций стенки трубопровода.

Показано, что на трубопроводах Якутии проложенных в ММГ реализуется высокий размах амплитуд деформирования из-за периодического сезонного и суточного оттаивания и замерзания водонасыщенных грунтов вокруг магистрального газопровода, особенно в осенний период, когда за сутки перепад температур из положительных значений в отрицательные составляет более 30⁰С. Эти процессы реализуют в стенке газопровода циклическое нагружение при больших размахах локальных пластических деформаций в зонах конструктивно-технологических и эксплуатационных концентраторов напряжений.

Библиографический список

1. Ефимов В.М. Комплексный геотехнический мониторинг при строительстве и эксплуатации нефтегазопроводов (Проблемы и методология): аналитический обзор. – М.: Недра, 2000. – 98с.
2. Зорин Е.Е., Ефимов В.М., Толстов А.Э. Напряженно-деформированное состояние трубопроводов подземной прокладки в условиях криолитозоны // Нефть, газ и бизнес.– 2015. – № 9. – С.9-12.

УДК 532.529.5:532.135

Шагиев Р.Г.

Государственное научное автономное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Россия

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ С ПОЛИМЕРНЫМИ ДОБАВКАМИ

Вопросам теории и практики полимерных добавок, а также ПАВ, снижающих гидравлическое сопротивление турбулентных течений однофазных жидкостей, посвящено большое количество работ, в том числе работа А.Х. Мирзаджанзаде [1], в то время как работ по газожидкостным течениям – незначительное количество.

Экспериментами установлено, что полимерные добавки достаточно эффективны также для снижения гидравлического сопротивления газожидкостных течений.

Впервые газожидкостные течения были исследованы на наиболее доступных водо-воздушных смесях. Было разработано большое количество эмпирических моделей потерь давления на трение, истинного объемного газосодержания, а также диагностированы базовые режимы газожидкостных течений и составлены карты их существования. Основным свойством газожидкостных течений является большое гидравлическое сопротивление, кратно превышающее гидравлическое сопротивление течений газа или жидкости при соответствующих приведенных скоростях.

Наиболее простой и одновременно одной из первых моделей, не принимающей во внимание внутреннюю структуру газожидкостного течения, являются модель Локкарта-Мартинелли [2].

Запишем уравнения изотермического течения газожидкостной смеси в горизонтальном трубопроводе на основе модели Локкарта-Мартинелли с учетом деградации применяемых полимерных добавок.

$$\frac{d\rho_1}{dx} = -2f_{dra} \frac{\rho_2}{RTD} u_2^2 \left[1 + \frac{20}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)^{1/2}} + \frac{1}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)} \right], \quad (1)$$

$$\frac{dp}{dx} = -2f_{dra} \frac{\rho_2}{D} u_2^2 \left[1 + \frac{20}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)^{1/2}} + \frac{1}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)} \right], \quad (2)$$

$$\frac{dM_w}{dx} = -ac^{-1} M_w^2 \left(\frac{f_{dra}}{2} \right)^2 u_2^3, \quad (3)$$

$$\frac{df_{dra}}{dx} = \frac{\left\{ \frac{\varpi c_2^{1/2}}{M_0^{3/2}} \log(\text{Re}_2 f_{dra}^{1/2}) - \frac{\varpi c_2^{1/2}}{M_0^{3/2}} \log \left[\frac{\sqrt{2} \left(\frac{\Omega \left(\frac{M_w}{M_0} \right)^{1/2} \right)^{-3}}{\rho} D \right]}{v} - \frac{\varpi M_w c_2^{1/2}}{M_0^{3/2}} \frac{-3}{4M_w \ln 10} \right\}}{\left\{ -\frac{1}{2} f_{dra}^{-3/2} - \left(4,0 + \frac{\varpi M_w c_2^{1/2}}{M_0^{3/2}} \right) \frac{1}{2 \ln 10 f_{dra}} \right\}} \left(-ac_2^{-1} M_w^2 \left(\frac{f_{dra}}{2} \right)^2 u_2^3 \right), \quad (4)$$

где коэффициент трения при течении жидкости по полному сечению f_{dra} удовлетворяет уравнению Вирка [3]

$$f_{dra}^{-1/2} = (4,0 + \Delta) \cdot \log(\text{Re } f_{dra}^{1/2}) - 0,4 - \Delta \cdot \log \left((\text{Re } f_{dra}^{1/2})^* \right), \quad (5)$$

$$\text{где } (\text{Re } f_{dra}^{1/2})^* = \frac{\sqrt{2} \cdot v_\tau^* \cdot D}{v_s};$$

$$\Delta = \varpi N^{3/2} \left(\frac{c}{M_w} \right)^{1/2};$$

N – степень полимеризации;

M_w – средневесовой молекулярный вес полимера;

$\varpi = 70 \cdot 10^{-6}$ – численный параметр;

c – концентрация полимера, ppm;

$$v_\tau^* = \sqrt{\frac{\tau_w^*}{\rho}} \text{ – критическая динамическая скорость;}$$

τ_w^* – критическое касательное напряжение;

D – диаметр трубы;

ρ – плотность жидкости;

ν – кинематическая вязкость жидкости.

Касательное напряжение начала проявления эффекта Томса [4]

$$\tau_{w,onset} = \Omega_T R_G^{-n}, \quad 2 < n < 3, \quad (6)$$

где $R_G \approx aN^{1/2}$ – радиус гирации молекул полимера;

Ω_T – параметр, зависящий от видов полимера и растворителя;

a – параметр, определяющий кинетику деградации полимерной добавки;

$$u_1 = \frac{4m_1}{\pi D^2 \rho_1}, u_2 = \frac{4m_2}{\pi D^2 \rho_2} \quad - \text{соответственно скорость по полному}$$

сечению газовой и жидкой фазы;

m_1, m_2 – соответственно расходы газовой и жидкой фаз;

$$\rho_1 = \frac{p}{RT}, \rho_2 = \text{const} \quad - \text{плотности газовой и жидкой фаз;}$$

Re – число Рейнольдса жидкой фазы по полному сечению;

R – газовая постоянная;

T – температура.

Система дифференциальных уравнений (1) – (4) решается со следующими граничными условиями:

$$\text{При } x = 0 \quad p = p_0, \rho_1 = \rho_{10}; M_w = M_{w0}; f_{dra} = f_{dra0}.$$

Разработанную математическую модель можно использовать для гидравлических и экономических расчетов для анализа совместного течения нефти и газа в трубопроводах с использованием полимерных добавок, снижающих гидравлическое сопротивление.

Библиографический список

1. Мирзаджанзаде А. Х., Булина И. Г., Галлямов А. К. и др. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей // Инженерно-физический журнал. – 1973. – Т. 25, № 6. – С. 1023-1026.

2. Lockhart R.W., Martinelli R.C. Proposed correlation of data for isothermal two-phase two-component flow in pipes // Chem. Eng. Progr. – 1949. – Vol. 45, №1. – P. 39-48.

3. Virk P.S. Drag Reduction Fundamentals // AIChE Journal. – 1975. – Vol. 21, No. 4. – P. 625-656.

4. Virk, P.S. The Toms phenomenon: turbulent pipe flow of dilute polymer solutions / P.S. Virk, E.W. Merrill, H.S. Mickley, K.A. Smith, E.L. Mollo-Christensen // Journal of Fluid Mechanics. – 1967. – Vol. 30, No.2. – P. 305-328.

Мусаллямов Р.Р., Фархетдинов И.Р., Харисов Р.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет; ООО «ИПТЭР», г. Уфа, Россия*

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ БАНДАЖЕЙ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

Проблема обеспечения надежности трубопроводов требует наличия конструктивных решений и технологий их осуществления, направленных на повышение прочности отдельных участков, имеющих повреждения. Эта проблема особенно актуальна для России, на территории которой эксплуатируется только магистральных нефте-, газо- и продуктопроводов свыше 250 тыс. км. Ремонт участков трубопроводов, имеющих локальные коррозионно-механические повреждения, может осуществляться с использованием конструктивно-технологических решений, реализуемых либо с помощью сварки, либо с применением высокопрочных неметаллических материалов [1]. Часто при этом одним из условий является выполнение ремонтных работ без прекращения эксплуатации трубопровода. В полевых условиях, вдали от источников энергоснабжения для ликвидации локальных дефектов, как правило, преимущество отдают наложению бандажей из неметаллических материалов. Простота технологии установки бандажей с применением высокопрочных неметаллических материалов и их небольшая масса являются решающими преимуществами при выборе технологии ремонта трубопроводов в горной местности на скалистых грунтах [2].

В России для локального ремонта трубопроводов используют композитные бандажи ППС фирмы «Полипромсинтез», изготавливаемые на основе стеклопластиков и полиэфирной смолы. Выполнен большой объем исследований по расчетной оценке прочности системы трубопровод — композитный бандаж, изучению механических свойств композитного бандажа, разработке конструктивно-технологических схем усиления дефектных участков трубопроводов. К сожалению, использование композитных материалов на основе стеклопластиков и полиэфирных смол не имеет хорошо отработанной и стабильной технологии. Широкая гамма композитов и технологических приемов, высокая чувствительность механических свойств к изменению технологических параметров требует при проектировании композитных бандажей принимать во внимание технологические особенности материалов и особенности выполнения ремонтных работ [3].

Бандаж предназначен для повышения несущей способности протяженных участков стальных трубопроводов, транспортирующих природные углеводороды с целью повышения их надежности и уровня безопасности эксплуатации, а также сопутствующего ремонта локальных

дефектов, выявленных перед усилением. Проведены расчеты и даны рекомендации использования бандажей при прокладке трубопроводов на территории городов и других населенных пунктов для уменьшения охранной зоны.

Библиографический список

1 СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) / Госстрой. – М.: ФАУ «ФЦС», 2013. – 93 с.

2. Оценка эффективности композитных бандажей для восстановления дефектных участков трубопроводов / Э. Ф. Гарф, В. А. Нехотящий. – Киев: журнал «Автоматическая сварка», 2011. – 49 с.

3. ТУ У 22887593.006.2000 Композитные усиливающие бандажи ППС / ООО «Полипромсинтез-М». – М., 2014. – 17 с.

УДК 622.692.4

Мухаметзянов А.Н.¹, Харисов Р.А.², Зайнуллин Р.С.³

¹ООО «ИПТЭР», г. Уфа, Россия

²ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Россия

³ГАНУ «Институт стратегических исследований РБ», г. Уфа, Россия

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ДИАГРАММ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ НИЗКОУГЛЕРОДИСТЫХ И НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ

Среди крупных народнохозяйственных проблем важнейшая роль принадлежит топливной энергетике, и прежде всего нефтегазовой отрасли. Развитие топливно-энергетической базы страны предопределяет прогресс индустрии и теснейшим образом связано с обеспечением безопасности трубопроводных систем, включающих оболочковые элементы различных геометрических форм и размеров. Оболочковые элементы (цилиндры, сферы, конические переходы и др.) работают в сложных условиях напряженно-деформированного состояния и воздействия рабочих сред, интенсифицирующих деградационные процессы повреждения и охрупчивания металла. Особую актуальность приобретают проблемы обеспечения безопасности оболочковых конструкций северных регионов, в которых из-за специфических природно-климатических условий повышаются вероятность хрупкого разрушения.

Несмотря на несомненные достижения в данной отрасли (ИМАШ РАН им. А.А. Благонравова, ИЭС им. Е.О. Патона, ОАО «ВНИИСТ», ГУП «ИПТЭР», ОАО «Нефтегазпроект» и др.) остаются нерешенными ряд задач по выяснению механизмов и оценки сопротивляемости разрушению с учетом

специфических процессов накопления повреждаемости и охрупчивания металла при отрицательных температурах.

Анализ отказов и разрушений базовых элементов оборудования и оболочковых конструкций, резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов после длительной эксплуатации показывает, что основной причиной является исчерпание несущей способности, выражающееся в охрупчивании металла в результате воздействия различных факторов, в том числе низких температур.

Большой практический интерес представляет оценка ресурса безопасной эксплуатации конструктивных элементов оборудования с использованием критериев статической и циклической трещиностойкости с учетом низкотемпературного воздействия. Этот вопрос становится особенно важным для оборудования из сталей повышенной и высокой прочности и работающих при отрицательных температурах.

Настоящая работа посвящена разработке методов расчета характеристик прочностной безопасности нефтяного оборудования, с учетом низкотемпературного изменения свойств и трещиностойкости металла.

Были проведены исследования по оценке взаимосвязей деформационных, силовых и энергетических параметров прочностной безопасности оборудования, работающего при нормальных и отрицательных температурах эксплуатации. Оценку низкотемпературных характеристик низкоуглеродистых и низколегированных сталей проводили в соответствии с требованиями ГОСТ 25.506-85.

Выводы

1. На основе широкомасштабных экспериментально-аналитических исследований, а также на основных положениях механики разрушения разработаны методы расчетно-экспериментальной оценки низкотемпературных диаграмм механических свойств и трещиностойкости низкоуглеродистых и низколегированных сталей, распространенных в нефтяной промышленности для производства труб, сосудов и аппаратов, работающих под давлением.

2. Установлено, что во всем низкотемпературным диаграммам исследованных сталей характерно плато, предопределяемое их механическими свойствами и характеристиками трещиностойкости, соответствующими температурам нулевой пластичности T_{zp} .

СЕКЦИЯ МОЛОДЕЖНОГО ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ SPE

УДК 622.276

Орлов Н.Н., Зейгман Ю.В.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПРИЧИН ПОЯВЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА НА ИГРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В связи с наличием сероводорода в добываемой продукции месторождений Республики Башкортостан актуальной задачей является обеспечение безаварийной работы и экологической безопасности нефтепромысловых систем в технологической цепи от продуктивного пласта до пунктов сдачи продукции скважин.

Выбор методов и технологий защиты от негативного влияния сероводорода в большой степени зависит от его происхождения: первичного – реликтовый сероводород или вторичного – биогенный сероводород [1].

По данным исследований, выполненных на начальной стадии разработки месторождений Республики Башкортостан, отмечается отсутствие сероводорода в добываемой продукции скважин, вскрывших терригенную толщу нижнего карбона. Результаты исследований проведенных в 2007–2016 гг. показали наличие **H_2S в высоких концентрациях**. Появление **сероводорода** в продукции возможно через систему ППД при совместной подготовке продукции терригенных и карбонатных объектов, по причине микробиологического заражения объекта, либо по причине проникновения в скважину сероводорода из вышележащих пластов верейского горизонта.

С целью определения причин появления H_2S в системе «пласт-скважина» была предложена методика, основанная на проведении факторного анализа зависимости содержания сероводорода в пластовой продукции от таких факторов, как обводненность продукции, длительность простоя скважины до освоения, минерализация и катионный коэффициент пластовых вод. Данные факторы способны влиять на концентрацию биогенного сероводорода.

В ходе работы были рассмотрены условия эксплуатации и режимы работы скважин имеющих в своей продукции сероводород. На основе проанализированного массива данных было сделано предположение о микробиологическом заражении Игровского месторождения.

Для демонстрации влияния оцениваемых факторов на концентрацию сероводорода на рис. 1-4 с помощью программы статистического анализа данных StatSoftSTATISTICA7.0 построены диаграммы рассеяния.

Из анализа диаграмм, приведенных на рис. 1-4, можно сделать вывод о

высокой степени влияния исследуемых факторов на концентрацию H_2S . Коэффициенты корреляции, для данных зависимостей, лежат в пределах 0,63-0,80.

Для скважин Игровского месторождения характерна прямая зависимость между увеличением содержания сероводорода в составе пластовой нефти с увеличением времени простоя скважин до освоения и обводненности продукции, обратная тенденция – уменьшение концентраций сероводорода с увеличением минерализации и катионного коэффициента. Т.е. велика вероятность, что сероводород в продукции скважин имеет вторичное биогенное происхождение, что подтверждается известными данными об оптимальных условиях существования СВБ.

В случае если анализируемые концентрации H_2S превышают значения, ограниченные доверительной областью, высока вероятность поступления реликтового сероводорода из вышележащих горизонтов

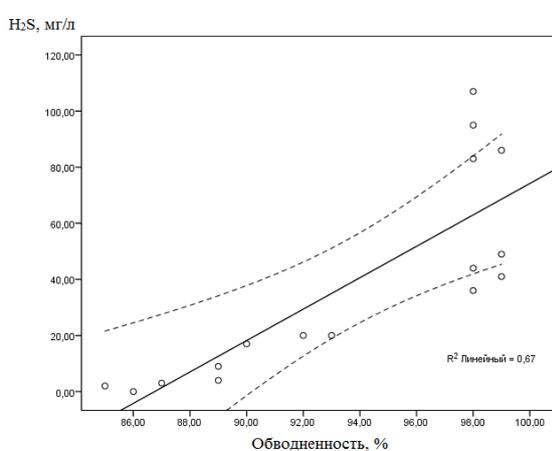


Рис.1. Диаграмма рассеяния для зависимостей H_2S -обводненность

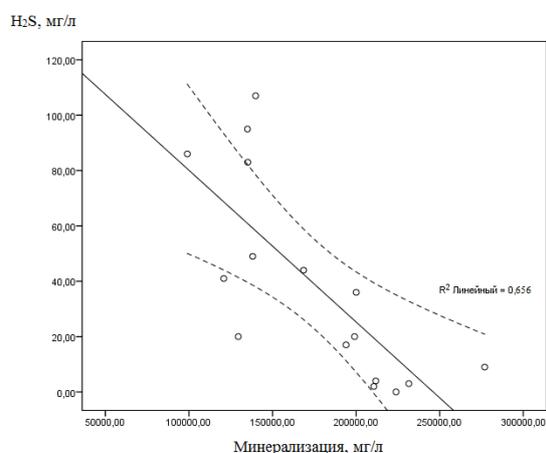


Рис.2. Диаграмма рассеяния для зависимостей H_2S -минерализация

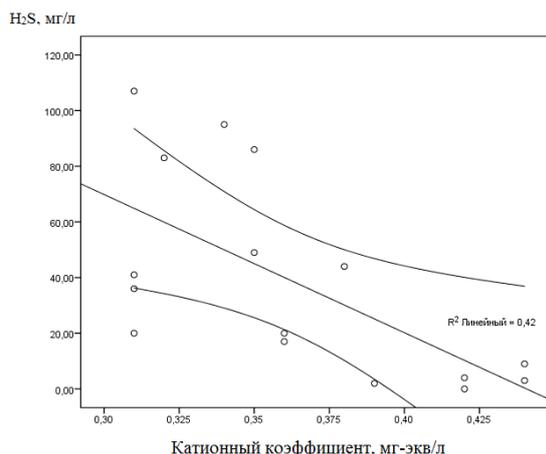


Рис.3. Диаграмма рассеяния для зависимостей H_2S -катионный коэффициент

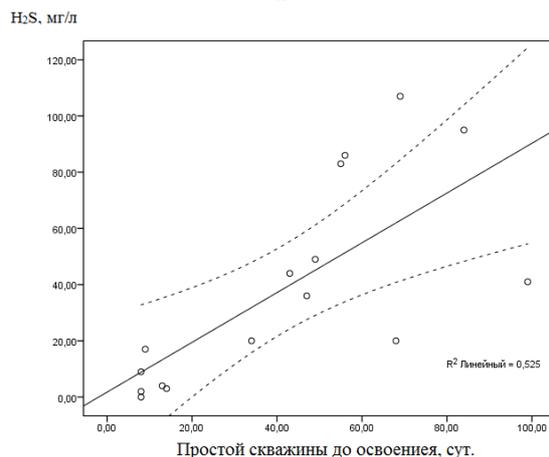


Рис. 4. Диаграмма рассеяния для зависимостей H_2S -простой скважин до освоения

С целью поиска причины высоких концентраций сероводорода в продукции добывающих скважин был проведен анализ возможного влияния системы ППД на процесс биологического заражения пласта. В ходе анализа

были выделены нагнетательные скважины, имеющие гидродинамическую связь с теми добывающими скважинами, в продукции которых зафиксирован сероводород

Анализ карты распределения сероводорода на Игровском месторождении показал очаговость расположения скважин с высокой концентраций сероводорода. Наибольшими значениями отмечаются скважины расположенные в зоне закачки воды с БКНС-10 и БКНС-316, содержащими в закачиваемой воде 10^2 - 10^3 и 10^1 - 10^2 кл/мл бактерий соответственно. Наименьшие концентрации зарегистрированы в скважинах, расположенных в области закачки вод с БКНС-15 (ед. кл/мл).

Прослеживается отчетливая связь между концентрациями H_2S и степенью зараженности объектов: с увеличением количества бактерий происходит прирост концентрации сероводорода.

В связи с продолжительным временем функционирования системы ППД Игровского месторождения допускается обширная степень проникновения колоний СВБ в пласт, вплоть до достижения забоя добывающих скважин.

Данный метод анализа позволяет определить объекты, которые предположительно заражены биогенной микрофлорой, а также выявить скважины с возможным нарушением целостности цементного камня и обсадной колонны.

По результатам определения источника сероводорода произведен подбор оптимальной технологии борьбы с его негативным влиянием – применение поглотителей, обработка ПЗП добывающих скважин и закачиваемой воды бактерицидом, проведение ремонтно-изоляционных работ в добывающей скважине.

Библиографический список

Глущенко В.Н., Зеленая С.А., Зеленый М.Ц. Биозараженность нефтяных месторождений. – Уфа: Белая река, 2012. – 680 с.

УДК 622.692.4.053

Аюпова Л.Р.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АСПО В КАЧЕСТВЕ ТЕПЛОЙ ИЗОЛЯЦИИ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

Многолетний опыт эксплуатации трубопроводов показывает, что их фактическая характеристика отличается от расчетной. К числу основных факторов, влияющих на изменение характеристики трубопровода, относится

внутреннее состояние полости трубы. В процессе перекачки внутреннее сечение трубопровода уменьшается в связи с отложением на ней парафино-смолистых веществ, а также скоплением газа и воды на повышенных и пониженных участках трубопровода соответственно. Вследствие уменьшения «живого сечения» трубопровода, зависящего от физико-химических свойств перекачиваемого продукта, а также от температурного режима, снижается производительность трубопровода, что приводит к увеличению затрат на электроэнергию, а также к возникновению различных аварийных ситуаций.

Существование отложений на внутренней полости нефтепроводов высоковязких нефтей оказывает негативное влияние на их гидродинамические режимы, которые во многом зависят от тепловых режимов. Тепловые режимы, в свою очередь, определяются гидравлическим состоянием потока. При перекачке значительное влияние на температуру нефти оказывает сила трения, тепло от которой идет на нагрев нефти. Поэтому актуальной задачей на сегодняшний день остается изучение тепловых режимов течения нефти в трубопроводах, а также расширения знаний о нагреве нефти от трения.

За процессом перекачки постоянно осуществляется эффективный эксплуатационный контроль, по результатам которого происходит управление режимами перекачки нефтепровода. Для обеспечения эффективного анализа режимов перекачки продукта по трубопроводу с середины XX в. начали широко применять методы математического моделирования, то есть методы описания физических процессов на языке математики.

Математическое моделирование незаменимо в тех случаях, когда невозможно провести натурный эксперимент для выявления значений некоторых величин в тот или иной момент времени или в той или иной координате пространства. Поэтому актуальной задачей на сегодняшний день остается создание более точной модели и методик расчета, позволяющей полнее отображать реальные трубопроводы.

Асфальто-смолистые отложения на внутренней стенке трубопровода приводят к ряду негативных последствий в процессе перекачки нефти, с которыми необходимо бороться различными способами, например, тепловыми, химическими или механическими. Однако внутренние парафиновые отложения на стенке трубопровода могут играть и положительную роль при эксплуатации трубопроводов, а именно эти отложения могут быть использованы в качестве внутренней теплоизоляции.

Внутренняя тепловая изоляция с одной стороны уменьшает проходное сечение трубопровода, а с другой позволит добиться максимального расхода перекачки при определенном состоянии трубопровода.

За счет того, что на внутренней поверхности трубопровода образуются отложения, потери напора на трение возрастают, а следовательно меняется режим работы трубопровода и насосного оборудования, а значит в трубопроводе меняется расход. В работе был рассмотрен процесс

образования асфальто-смолистых и парафиновых отложений на стенке нефтепровода в процессе перекачки.

В работе будет разработана математическая модель, позволяющая прогнозировать снижение производительности нефтепровода в результате отложения АСПО на стенке трубопровода. При этом будет учитываться наличие ламинарного и турбулентного режима течения в трубопроводе.

Таким образом, при помощи данной математической модели можно будет изучать процессы, связанные с образованием отложений на внутренней стенке трубопровода, а также определять оптимальные параметры режимов перекачки, позволяющие добиться увеличения производительности трубопровода за счет наличия тепловой изоляции.

УДК 622.691.5

Шерстобитова А.К., Гилязитдинова Э.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

МЕТОДЫ HAZOP И АВПО ПРИ АНАЛИЗЕ РИСКОВ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

При проектировании опасных производственных объектов, таких как КС, используют различные методы анализа риска. Самыми эффективными и распространёнными из них являются методы АВПО и HAZOP[1].

Методы АВПО (анализ видов и последствий отказов) ориентирован на обнаружение отказов оборудования и выявления причин их возникновения и позволяет на основе последовательного рассмотрения одного за другим элементов опасного производственного объекта анализировать все возможные виды отказов и выявить их воздействие на ближайшие элементы и систему в целом [2]. На основе АВПО можно сделать вывод, что для предотвращения отказов и аварий необходимы следующие меры: 1) постоянный контроль давления и температуры в системе и на отдельных ее элементах; 2) периодическая проверка исправности подшипников в газоперекачивающих агрегатах (ГПА), лопаток в пылеуловителе и труб в АВО; 3) периодический внешний осмотр элементов системы; 4) проверка исправности системы КИП и А.Но, несмотря на это, метод АВПО имеет ряд недостатков, главный из которых, большой объем необходимой информации для расчетов.

Метод HAZOP, напротив, отличается простотой и удобством. Процедура анализа данным методом основана на систематизированном применении различных комбинаций технологических параметров (температура, давление, поток и т.д.) и управляющих слов (НЕТ, БОЛЬШЕ, МЕНЬШЕ и др.) для задания и усиления «мозгового штурма» при анализе опасностей отклонений параметров и процессов от проектного режима. Проведя анализ рисков на компрессорных станциях методом

HAZOP, можно предложить следующие рекомендации: 1) своевременное нахождение повреждений технологических трубопроводов и предотвращение утечек газа; 2) согласование степени фильтрации газа для предотвращения нарушения сплошности потока и деформации трубопровода и элементов установок; 3) автоматизация открытия и закрытия кранов и клапанов при отклонении давления. Но данный метод не позволяет дать количественную оценку и вычислить вероятность того или иного отказа [3].

В ходе данного исследования мы провели упрощенный анализ рисков на КС, выявили наиболее частые виды отказов и предложили меры по их устранению или предупреждению. Таким образом, можно сделать вывод, что для упрощенного анализа рисков рациональнее использовать метод HAZOP, но для более детального разбора и с количественной оценкой целесообразнее на ранних стадиях проектирования использовать метод АВПО. Кроме того, для наиболее полного анализа безопасности эксплуатации компрессорных станций необходимо применять метод дерева отказов с определением вероятности возникновения отказов и дефектов на различных элементах компрессорной станции [4].

Библиографический список

1. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. – М., 1996. – С. 208.

2. Гареева И.Ю. Оценка риска возникновения дефектов на шлейфах компрессорных станций / Гареева И.Ю., Лакман И.А. // ОПИПМ. – 2010. – № 2.

3. Гареева И.Ю. Повышение безопасности элементов трубопроводов за счет преддиагностики возникновения дефектов / Гареева И.Ю., Лакман И.А., Смольникова Т.В. // Башкирский химический журнал. – 2011. – Т.18, №2. – С. 67-72.

4. Гареева И.Ю. Подход к прогнозированию риска возникновения дефектов и их идентификации на трубопроводах компрессорных станций. / Гареева И.Ю., Лакман И.А., Хуснияров М.Х., Исакова З.М. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4. – С. 95-104.

УДК 622.276.63

Петров Р. А.

*Альметьевский государственный нефтяной институт,
г. Альметьевск, Россия*

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

С каждым годом добыча тяжелой нефти, СВН, ПБ становится все более актуальной проблемой. Разрабатываются новые способы, позволяющие более эффективно извлекать нефть. Самым распространенным на данный

момент является метод, основанный на нагнетании пара в пласт. Он позволяет существенно повысить добычу.

Но для более эффективного воздействия на залежь СВН применяют совместную закачку пара и растворителя. Это технология называется SAP(SteamSolventAidedProcess). В настоящее время в качестве растворителя могут применять различные вещества. Но именно от выбора растворителя будет зависеть дальнейшая судьба месторождения, степень его выработанности и в последствии дебит скважины. Поэтому одним из важных элементов в данной технологии является подбор наиболее эффективного растворителя.

В докладе будут рассмотрены различные растворители, обладающие различными нефтеомывающими свойствами. В ходе данной работы были проведено несколько опытов, основанные на воздействии на образца керна. В дальнейшем, проанализированы изменения свойства нефти в лабораторных условиях, а также поведение образца СВН при высоких температурах. В итоге, были выбраны наиболее удачные растворители, позволяющие эффективно воздействовать на залежь СВН.

Это позволит выявить из всех представленных образцов наиболее успешные и в дальнейшем применять их при добычи тяжелой нефти.

УДК 622.276.63

Аль-Хандариш Юсиф Аме, Куряшов Д.А.
*Казанский национальный исследовательский
технологический университет, г. Казань, Россия*

САМОРАСПАДАЮЩИЙСЯ ОТКЛОНИТЕЛЬ ДЛЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Самораспадающийся отклонитель представляет собой комбинацию самораспадающихся полимерных волокон и самоотклоняющейся кислоты. Таким образом, отклонитель временно прекращает поглощение в естественные трещины и проницаемые каналы в карбонатных пластах путем одновременной кольматации зоны поглощения полимерными волокнами и высоковязким гелем, образующимся в ходе реакции самоотклоняющейся кислоты с карбонатной породой.

Технология предназначена для обеспечения эффективного отклонения кислоты и максимизации эффекта кислотных обработок в скважинах, где применение только вязкоупругих систем неэффективно. Обычно это скважины, вскрывшие трещиноватые коллектора с высоким контрастом проницаемости. Самораспадающийся отклонитель для кислотных обработок обеспечивает эффективное отклонение даже в сильно трещиноватых продуктивных интервалах, временно прекращает поглощение в естественные трещины и проницаемые каналы в карбонатных пластах путем

одновременной кольматации зоны поглощения полимерными волокнами и высоковязким гелем, образующимся в ходе реакции самоотклоняющейся кислоты с карбонатной породой.

Эффективность отклонителя оценивали с помощью динамического фильтр-пресса ОФИТЕНРНТ. При проведении эксперимента исследуемые растворы фильтровали через керамический диск, проницаемостью 550 мД в течение 70 минут, при перепаде давления 3,5 МПа и температуре 110°C. В процессе эксперимента фиксировали объем выделившегося фильтратаотклонитель обладает значительно более низкой фильтратаотдачей, чем обычная самоотклоняющаяся кислота. При концентрации самораспадающихся полимерных волокон 6 кг/м³ фильтратаотдача снижается в 13 раз. Самораспадающийся отклонитель способен заблокировать даже искусственную трещину, в сломанном пополам керамическом диске.

Таким образом, Самораспадающийся отклонитель может использоваться при кислотных ОПЗ или кислотных ГРП в скважинах с открытым стволом или в скважинах с перфорированным интервалом, при пластовой температуре не менее 70°C. Отклонитель полностью распадается под действием температуры и пластовых флюидов.

UDC 622.692.482

Islamova K.R.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

ANALYSING THE MODERN TECHNOLOGIES OF SURFACE DETECTION AND MONITORING OF HC SPILLS

The Arctic continental shelf is expected to be an important area for future oil and gas activity. The majority of oil and gas companies, working in Arctic conditions were involved in different Arctic schemes and number of offshore licenses is still growing.

However, despite all positive aspects of latest developments in this field, the Arctic region is still being under threat of ecological problem, especially connected with liquid hydrocarbons pills. This is the issue of current importance. Indeed every accidental oil spill in ice infested waters is unique. Extremely high adverse climatic conditions complicate the process of oil detection.

The purpose of my work is to study the potential of systems used for monitoring and sensing liquid hydrocarbon spills in Arctic conditions, also to study the gaps in possibilities of detecting and mapping the boundaries of contaminated areas.

This work includes:

- Detailed analysis of possible accidents, including oil and oil product spills;
- Analyzing the changing boundaries of contaminated areas connected with oil and gas production and track the movement of spill “diffusion”;

- Analyzing the capabilities of Russian and foreign modern systems used for sounding in Arctic conditions;
- Surface and Subsea detection and monitoring technologies: (water column and under ice, surface water and on top of ice/snow).

UDC 620.197

Yafaev B.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

AUTOMATED FLUID LEVEL MONITORING

The dynamic or static fluid level is one of the most important parameters to be measured on a regular basis. It is defined as the distance from the fluid level in the annular space to the wellhead. The dynamic fluid level is used for monitoring downhole conditions, analyzing the reservoir performance and estimating reservoir pressure.

At present, are known a various techniques for measuring the dynamic fluid level, among which the acoustic methods are the simplest and widely used. In fact, these techniques are limited for measuring the liquid level in real-time procedures.

In this paper, is developed a method for determining the real-time dynamic liquid level by using a float device. The way, by means of which the acoustic wave is at the same time created in gas and fluid environments immediately on the fluid level in the annular space is offered. Generators of acoustic waves are in the uniform float-operated device with positive buoyancy and periodically create waves in both environments in the independent mode without participation of the person. Also in the automatic mode time of arrival of an acoustic wave on a gaseous fluid from the liquid level to the receiver on wellhead (t_{gas}) and time of arrival of the second acoustic wave – from the fluid level to the receiver in a zone of the deep well pump (t_{liquid}) is fixed. Time of simultaneous oscillation of two acoustic waves (t_0) is an unknown quantity because of autonomy of the float-operated device and lack of electron or other precise informational connection with it. Expression of time of passing of acoustic waves from fluid level to receiving sensors as differences of the (t_{gas}) and (t_0) parameters and also parameters (t_{liquid}) and (t_0) with further consideration of difference of the received expressions allows to get rid of the indefinite to parameter. Rates of spreading of an acoustic wave respectively in a gaseous fluid and in liquid (oil or water) have to be invariable in time therefore the developed method is recommended to be tested, first of all, in water wells with the slight content of gas in water.

The positive effect of this method is reducing the production costs. It could be widely used in remote oil fields with the difficulties of a regular maintenance, because the method is using PC-based software and has a real-time connection with the field stations. Additionally the technology will find an appliance in offshore and smart wells.

Gafarova D.

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

CORROSION PROTECTION OF EQUIPMENT

Nowadays development of oil off shore exploitation has necessitated the operation of oil field equipment in more severe conditions. Seawater is a corrosive environment with a high electrical conductivity, and therefore, the equipment used for oil off shore is operated under harsh condition of an electrolyte saturated with active ions of salt. That is why the corrosion protection of metal equipment in seawater is always a challenge that requires careful study.

Equipment in marine environment is exposed to marine air, alternate wetting and transformed waves of sea water, and undergoes constant contact with the electrolyte in the water. Corrosion of field equipment in sea water has an electrochemical nature. In these circumstances a corrosion electric current is formed between the anode and cathode sections of cracked metal surface.

For the study of corrosion processes occurring on the equipment of oil offshore, should be identified the following specific experimental conditions:

- corrosion of metals in sea ground;
- corrosion of metals in the marine atmosphere;
- corrosion of constant immersion metals in sea water;
- corrosion of metals in intermittent wetting of sea water.

Lately the basic concept of research and testing methods are being developed, the main purpose of which is to improve the protection of oil offshore equipment against corrosion.

Zhanazhanova A., Balginova A.M

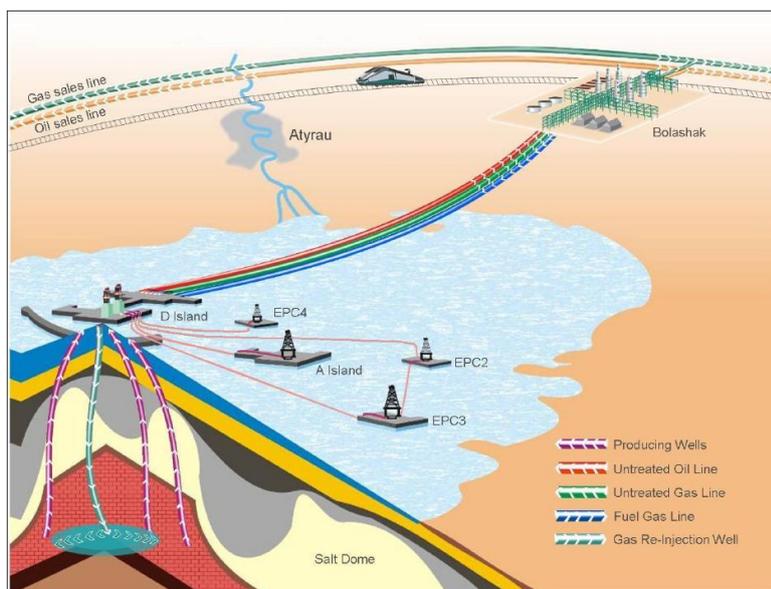
Aktobe Regional State University named after K. Zhubanov

FEATURES OF PRODUCTION, PREPARATION BOTH TRANSPORTATION OF OIL AND GAS ON A KASHAGAN FIELD

The Kashagan field is located in the off-shore area of the north-eastern section of the Caspian Sea, administratively it is related to Atyrau region.

The construction of the off-shore producing blocks A, B and C and complex D is specified for the phase of the field Experimental Program.

According to the design oil and portion of the associated sour gas will be supplied from the off-shore facilities to on-shore facilities for further treatment. After additional compression another portion of the gas will be re-injected into the formation for its pressure maintenance.



The producing blocks will be used only for recovery of oil and gas mixture. The oil and gas mixture will be supplied from these blocks to complex D by the field pipelines. Facilities for oil and gas separation, separated gas dehydration, additional compression of the sour gas and its further re-injection into the formation will be installed at the complex D apart from the oil and gas mixture producing facilities. The separated oil and residual portion of gas will be supplied by the special field pipelines to the on-shore processing facilities (OPF) for final treatment.

Equipment installed at the complex D is designed for treatment of 57240 т/day (450000 barrels per day) of oil and gas in the amount of 42.0 mln.nm³/day (gas equivalent 450000 barrels of oil/day).

UDC 535.333, 539.19

Sabitov R.¹, Dolomatov M.¹, Telin A.²

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

²Ufa's STC, Ufa, Russia

INFLUENCE OF ELECTROMAGNETIC FIELD WITH LOW FREQUENCY ON STABILITY OF HYDROCARBON EMULSION

It is known that the electromagnetic field, permanently changing its frequency, in high-frequency and over the high - frequency areas transfers energy of an emulsion of dielectrics, that are in a liquid phase, leads them to heating, because of polarization, heat and mass transfer processes in the system. As a result, drop-out of particles in system of emulsions can be observed [1, 2]. However, there is no information on mechanisms of influence of an electro- and magnetic field, that has got low frequency, on stability of such systems as "oil in water" and "water in oil". Moreover, the interesting situation when application-oriented and

theoretical aspects of implementation of electromagnetic units [4] advance basic and pilot studies and their theoretical reasons is observed nowadays. In earlier carried out tests the theory about destruction of "hydrocarbon - water" systems in low frequency electromagnetic field according to which in an emulsion the hydrogen communications creating solvate shells of particles in system fail was offered.

At the base of the theory [5, 6] the following provisions are offered:

1. At the attack of the directed vector of an electromagnetic wave to dipoles of bonds, which are hydrogen, on a joint "surfactant - a hydrophilic solvateshell" and the kernel, which are called "micelles – surfactant", leads to an adiabatic, an harmonic resonance of hydrogen bonds in the system.

2. The process proceeding in time which is comparable attenuation of bonds over time is accelerated.

3. Micelles promote destabilization of system as will be sources of secondary low frequency electromagnetic field.

4. Process is an adiabatic and resonant as a result of interaction of secondary low frequency electromagnetic field with the system's emulsion

The electric element of an electromagnetic field causes oscillations of system of hydrogen bonds and their dipole moments on boundaries of the "Surfactant – the Hydrophobic Environment" and "Surfactant – Water" systems. In the fields in which feeble energies of bonds are presented, the most active bonds are the bonds with frequencies of $2500-3200\text{ cm}^{-1}$, and it leads to destruction of an emulsion at once. From previous information that above follows in systems where the number of hydrogen bonds are minimum, effect of a magnetic field, with low frequency, will be low effective. It is obvious that the number of bonds relates in the linear dependence between concentration of reagent, that are destroying the emulsions, and hydrocarbons. In actual practice one part of field's energy is spent for thermal movement of particles, that increases, and bonds which are under the influence of a field begin to fluctuate; thus, the resonance comes after that the system will be influenced by more high-frequency field.

Thus, destruction of emulsions happens because of resonant absorption of an electric energy unit of variation electric and magnetic field, leading to destruction of hydrogen bonds, in system's shell, both as solvate, and adsorptive subsystems. In case of destruction of system with low frequency magnetic field, in it shall enter units having a variety of hydrogen bonds, that is various values of energies of bonds. Usually such systems are emulsions like "water in oil" and "oil in water".

In this work influence of the electromagnetic field on stability of water hydrocarbon emulsions like "water in straight-run diesel fractions" was studied. Influence of the field on stability of emulsions was established. Work is urgent due to the need of a process optimization of dehydrogenation of water oil emulsions. Development of such works allows to optimize also process of preparation of crude oil on installations at upstream area, and also at downstream sphere.

Bibliography

1. Kovaleva L. A., Zinnatullin R. R., Minnigalimov R. Z. Destruction of Water-in-Oil Emulsions in Radio-Frequency and Microwave Electromagnetic Fields//Energy and Fuels. – 2011. – T. 25, No. 8. – River 3731-3738.

2. Kovalyova L. A., Zinnatullin R. R., Mullayanov A. I., Mavletov M. V., Blagochinnov V. N. Evolution of a microstructure of water oil emulsions in high-frequency and superhigh-frequency electromagnetic fields // Thermophysics of high temperatures. – T. 51, No. 6. – 2013. – Pages 952-955.

3. Klassen V. I. Magnetizing of water systems – M.: Chemistry, 1988. – 240 pages.

4. Lesin V. I. Physical and chemical bases of non-thermal impact of electromagnetic and acoustic fields on oil for preventing of deposits of paraffin//Oil economy. – 2004. – No. 1. – Pages 37-39.

5. Dolomatov M. Yu, Telin A. G., Safuanova R. M., Of Borisov. To., Burkhanova Z. I., Kismereshkin S. V., Dokichev V. A. Resonant oscillatory destruction of hydrogen communications as the reason of metastability of an emulsion under the influence of a magnetic field//Electrotechnical and information complexes and systems. – 2014. T.10, No. 3. – Pages 114-123.

6. Telin A. G. About influence of a low frequency magnetic field on a deemulsation of resistant water oil emulsions of [Text] / TelinA.G., KrestelevaI. V, Borisov G. K., Alimbekova S. R., Dokichev V. A., Svirsky V. E., Shaydullin F. D., Burkhanova Z. I. // Oil. Gas. Innovations. – No. 8. – 2013. – P. 68-72.

UDC 550.832

Khaibullin T.F.

Bashkir State University, Ufa, Russia

INFLUENCE OF LITHOLOGY AND FLUID FILLING TYPE ON THE ELASTIC PROPERTIES

Increasing the number of fields, which reserves have been developed, is observed. This leads to a decrease in the rate of hydrocarbon production and there is a need to clarify the geological structures and the search for new deposits of hydrocarbons. Detailing of the structure formation is possible when the physical properties of reservoir's stratigraphic section are known. Unfortunately, quite of ten geophysical studies of wells being drilled not made a full complex of methods: recording density logs, sonic log sand resistivity is absent. On the other side, registration of this data has not been done in the whole range of research, but participate, only in some depth intervals along the wells sections.

The purpose of my research is assessing elastic parameters of rocks, finding connections between petrophysical and elastic properties of rocks, which compose

productive intervals, and establishment of the possibility of using there sults of the interpretation of seismic data for prediction reservoir properties.

Geological structure was investigated to achieve the goal. Also corematerial for several wells of this field was studied. On this basis, the relationship between the elastic parameter sandlithology were determined («core-core», «core-petrophysics», «petrophysics-petrophysics»). A comprehensive interpretation of data 12 wells was completed, lithological model was built.

Based on these results and clarify the interpretation of the lithological model of stratigraphic section the sonic log was syn the sized and accordingly, the elastic properties of the layers were modeled. All this allows us to refine the geological structure of the object being studied.

Hereby, the results will be submitted for further seismic modeling, construction of structural mapping and prediction of reservoir properties of layers.

UDC 622.276.7

Al-Yusufi M.A.A., Mingazov R.R.
*Kazan National Research Technological University,
Republic of Tatarstan, Kazan, Russia*

KILLING FLUIDS THICKENED BY POLYMER-SURFACTANT SYSTEM

Today is a very urgent task of developing killing fluids, which allow not only to preserve reservoir properties of productive layers, but also safely to carry out work over and current repair of wells, thus significantly reducing the cost of killing solution.

Frequently, a disadvantage of polymer-based thickened aqueous solutions is the viscosity decrease with increasing salinity and temperature. Solutions which are based on numbers of ionic surfactants, in turn, are highly resistant to increasing salinity. However, a disadvantage of surfactant-based solutions is their high concentration value that are required to achieve stability and their low viscosity suspensions with colmatant.

With the aim of combining the properties of polymer and surfactant solutions, studies have been conducted for composite structures on their basis.

As a base in composite formulations were used most effective results of the previous tests, xanthan polymers (Gammaksan and Duo Vis) at an effective concentration of 0.5 wt% [1]. As the additive surfactant was used is resistant to highly mineralized water and elevated temperature zwitterionic surfactants type with conventional marking of Z-surfactant in the ratio with composition 1:1, 1:2, 1:3, 1:4 and 1:5.

As a result, it is established that the combined use of xanthan polymers and zwitterionic surfactants leads to an increase in the viscosity, resistance to high salinity and high temperatures, sand-carrying capacity, resistance their suspensions and the filtration characteristics.

Bibliography

M. Abaas A. Thickening agents in the composition of drilling fluids for work over / M. Abaas A., R.R.Mingazov, D.A.Kuryashov, N.Y.Bashkirtseva // Bulletin of Kazan Technological University. – 2013. – № 20. – P. 255-258.

UDC 550.3

Fayzullin N.

Bashkir State University, Ufa, Russia

MATHEMATICAL MODEL OF NONISOTHERMAL GAS FLOW IN THE WELLBORE

Technological mode of operation is determined by the gas well thermodynamic conditions of gas filtration in the formation and the conditions of gas flow in the well during the heat exchange with the surrounding rocks. The conditions of heat transfer at a gas filter in the reservoir and the gas stream flows through the well are different, but their parameters are determined by the same thermodynamic processes: throttling and adiabatic effects, convective and conductive heat transfer. To predict the conditions of formation of gas processing development and modes of operation of gas wells is necessary for investigating the hydrodynamics and thermodynamics of a complex mechanical system consisting of interconnected elements: a gas reservoir and gas flow through the well, the well itself and the rock.

To adequately describe the process of non-isothermal non-stationary filtration of gas in recent years there have been used numerical methods for integrating differential equations of gas filtration and energy conservation, as analytical solutions of these equations can be obtained only after the adoption of significantly simplifying assumptions.

To simulate the thermal hydrodynamic processes at radial filtering in a horizontal porous layer the following system of equations of non-isothermal gas filtration is solved. The porous media is considered to be fixed and solid. There are no phase transitions.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\rho v)}{\partial l} = -\frac{2q_l \rho_l}{S} \\ \frac{\partial p}{\partial l} = -\rho g \cos \theta - \frac{d(\rho v^2)}{dl} - \lambda(Re) \cdot \frac{\rho v^2}{2D} \\ \frac{\partial T}{\partial l} = -\varepsilon \frac{\partial p}{\partial l} + \frac{\rho_l q_l}{S \rho v} (T_l - T) + \frac{\alpha}{R \rho v c_p} (T_g - T) + \frac{2\alpha}{R} (T_g - T) - \frac{g \cos \theta}{c_p} \end{array} \right.$$

The first equation describes the mass balance, the second one is momentum balance equation, the third one – the conservation of energy equation. These three equations are added by the gas equation of state and other additional equations. Non-linear system of equations is solved numerically with respect to $p(r,t)$, $T(r,t)$ and $v(r,t)$. The report discusses the algorithm for the numerical solution and the results of the research model.

Nikulin V. Yu., Zeygman Yu. V.
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

MATHEMATICAL MODELS OF THERMAL MODE RESEARCH OF EXPLOITATION WELLS FOR R. TREBS FIELD CONDITIONS

The main complicating factor at the early stage of the R. Trebsfield's development is deposits of organic matter with predominant paraffin content in the tubing wells. Calculation of thermal modes of exploitation wells is of great practical significance for prediction of complications related to wax deposition.

Known and frequently used methods for calculating the temperature distribution along the wellbore are often based on the linear behavior of its depths distribution as a sumption. At the same time, the actual temperature measurements in the wellbore show more complex functions. Figure 1 shows the temperature profiles for the R. Trebsfield wells at different liquid rate in comparison with the theoretical linear distribution. With flow rates rising an error for linear functions increases, which may cause interconnected errors during determination of wax precipitation depths.

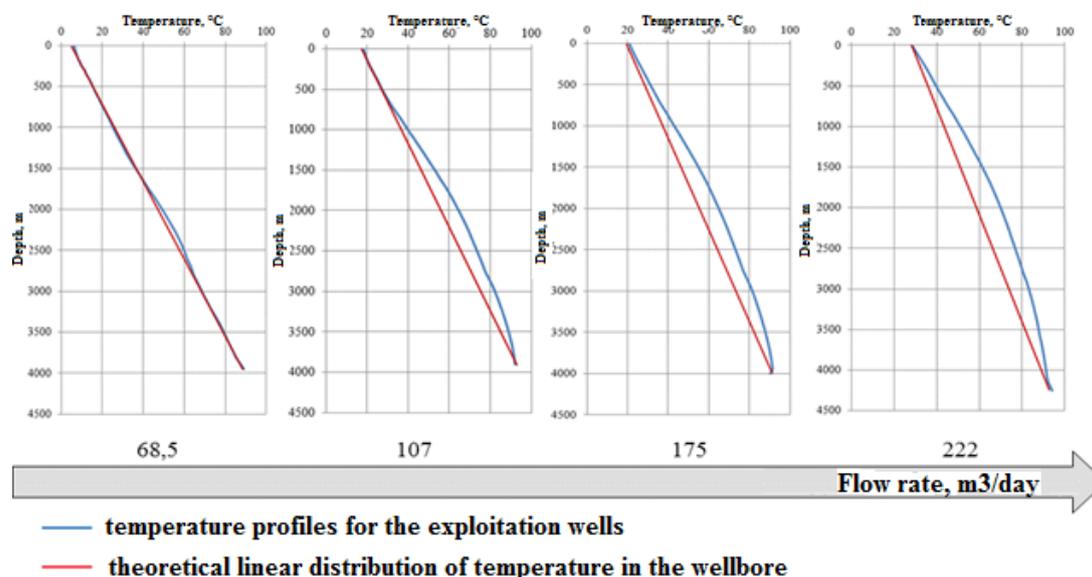


Figure 1. The temperature distribution in the wellbore R. Trebs field at different flow rates

In the paper the next functions have been analyzed:

- 1) Sh.K. Gimatudinov's linear method [1], based on the calculation of the temperature using a gas-liquid flow temperature gradient;
- 2) I.T. Mishchenko's linear method [2], based on a correlation of wells thermal modes data;
- 3) the equation obtained by the solution of the heat-transfer equation for the wellbore during steady-state operation (non-linear) [2], and
- 4) Alves et al. method (non-linear) [3], based on an approximate analytical solution of pressure gradients and enthalpy equations.

During calculations for these formulas and results for the wells temperature log without deformation in the casing pipe and cement stone comparing it was revealed that the calculated temperature deviation by the methods 1 and 2 came up to 10-12 °C, and even higher for the 4 method. Therefore, an improvement of the accuracy is necessary for study and adaptation of methods for field conditions. The most appropriate came out to be Alves et al. method, because it doesn't depend on time, the non-linear behavior of the formula approximates the estimated temperature profile to the actual distribution, and the parameters for the calculation don't require additional complex calculations (such as the heat transfer coefficient in the method 3).

$$T_h = (T_{n1} - \omega h \cos \alpha) + \omega \cos \alpha A \left(1 - e^{-\frac{h}{A}}\right). \quad (1)$$

$$A = 69,8 \cdot 10^{-8} \cdot q_m^{0,5253} \cdot d^{-0,2904} \cdot \gamma_{API}^{0,2608} \cdot \gamma_g^{4,4146} \cdot \rho_{oc}^{2,9303}. \quad (2)$$

However, application of this method is difficult due to the lack of information on the petroleum gas relative density of the wells developing in several layers, and the average values of this parameter of various objects (0,8 ... 1,1) give distorted results with great errors. Thus, after classification wells into three groups of objects average deviation in temperature is 19,5 °C, 18,6 °C and 8,6 °C respectively.

Moreover, it should be noted that the methodology was developed for foreign objects, so for Russian fields the adaptation is of necessity. In view of this we calculated adjusted gas relative density γ_g for development objects through by 2500 values wellhead temperature processing and analyzed the most representative measurements. The research for values for each temperature measurement was carried out in a predetermined pattern of MS Excel by nonlinear methods of a generalized down-gradient. As a result, the following values were obtained γ_g : group 1 - 0.7851; group 2 - 0.8629; group 3 - 0.8082.

To test the values obtained in the model were taken temperature measurements at the wells. They were compared with the obtained temperature profiles (Figure 2). Absolute deviations were defined between the calculated and the actual temperature at a depth of 0, 500, 1000, 2000 and 3000 m.

As a result, it was found that adapted Alves et al. method has the highest accuracy over the entire length of the wellbore (average deviation of not more than 4 °C) for all groups. The largest deviations for all methods are observed to depths of 2000-3000 meters, and with a decrease in the depth accuracy of the increases. Since the depth of the wax deposition in field does not exceed 1600 meters, the resulting method can be used for prediction of the formation of wax deposits.

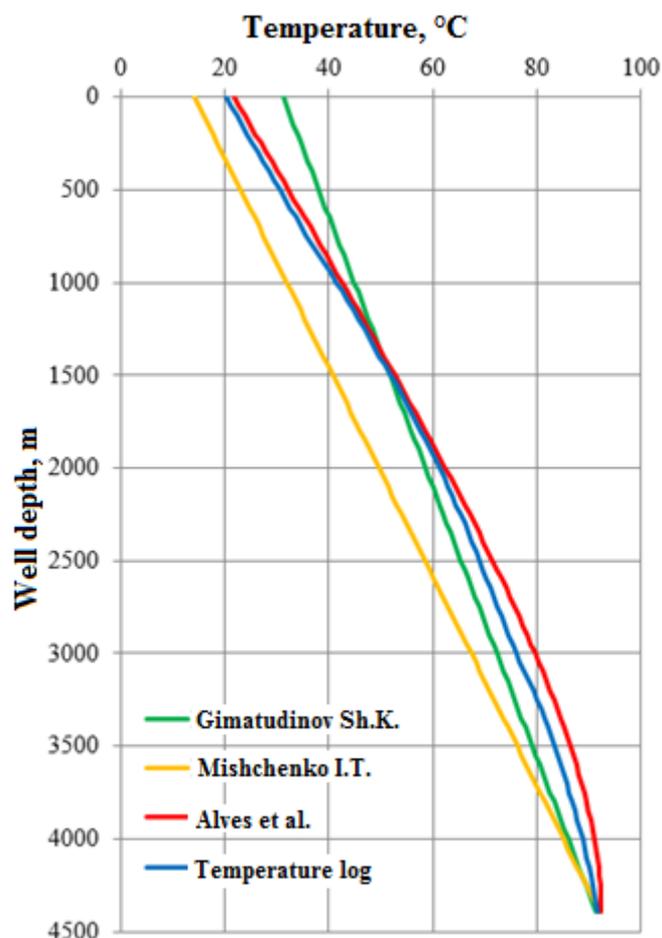


Figure 2. Temperature profiles along the wellbore R. Trebs field

Bibliography

1. Gimatudinov Sh.K. Reference Manual for the design development and exploitation of oil fields. Oil / Sh.K. Gimatudinov, R.S. Andriasov etc. – M.: Nedra, 1983. – 455 p.
2. Mishchenko I.T. Downhole oil production: a textbook for high schools / I.T. Mishchenko. – TH.: "Oil and Gas" Russian State University of Oil and Gas THEM. Gubkin, 2007.-826 p.
3. Brill J.P. Multiphase flow in wells / J.P. Brill, J. Mukherjee. – Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science, 2006. – 384 p.

Sagingaliyev T. B.
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

MEASUREMENTS AND DEMODULATION OF SIGNALS WHILE DRILLING

The most important point (part) is that all of the documentation and user interface assumes that SPT is acoustically closer to the Measurements while Drilling tool and SPT is acoustically closer to the pumps. The bigger while drilling works is the pressure drop across the modulator, the stronger the signal. As the signal travels through the mud (solution) column, it loses a lot of energy. Energy loss is influenced by several factors such as friction in viscous mud.

The gap which allows mud to flow even when the modulator is in closed position, and its size determines the pressure drop that can be created across the modulator and hence the signal amplitude. The signal amplitude is controlled by the pressure differential created across the modulator.

While demodulation, signal strength may be lower or easy than expected. A lack of signal strength at the surface is due to attenuation, or loss, of signal energy as the signal travels up-hole to the surface. Attenuation occurs before the signal is received by the surface computer. Therefore, nothing can be done in the surface software to prevent or compensate for attenuation. If the signal is too weak, the signal to noise ratio will be too low for good demodulation.

The novelty and relevance of that job is improving of BHA assembly for flexible drilling while measurements and interpretations and all calculations on monitoring in on-line time.

Directional drilling is the future of drilling.

Muratov Is., Denislamov Il.
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

PRECIPITATION DEPOSITS VOLUMETRIC CONTROL IN TUBING

Development of fields with tight oil is complicated due to the fact, that during production the tubing gets filled by precipitation deposits, mechanical impurities. These accumulations of deposits in the tubing of a well, which has installed an electric submersible pump (ESP) causes problems, such as an decrease of flow rate and productivity (efficiency).

To ensure an effective and incident free operation, it is important, that operators have an effective and reliable way, to predict the needed work - over interval for such wells.

With using frequency regulation devices (variable speed drive) for ESPs and electric submersible motors (ESM), there is the possibility to change the flow rate of the produced liquid.

During ongoing operation a zone of heated liquid forms around the ESM. This zone designates an area of heat exchange with the reservoir liquid and the ESM. The heat is transferred to the ambient liquid, so the ESM does not burn out. At the field control station the frequency of the ESP can be change, so the heat production can be controlled. It is now possible to mark the liquid by its characteristic - temperature. A constant liquid flow rate leads to a temperature change at the top of the well. The changes are logged in time by temperature sensors at the top and the bottom of the well. Consequently, knowing the main parameters of the stream - flow rate and time, it is now possible to calculate the inner volume of the tubing. This method could be used successfully not only in the upstream section, but also in the field of downstream. The same methodology which has been used for tubings can be applied for pipelines. Similarly, the duration until the oil transports a certain temperature increase can be measured.

UDC 550.8.053

Volkova P.V.
Bashkir State University, Ufa, Russia

QUANTIFICATION OF PETROPHYSICAL UNCERTAINTIES BY MONTE CARLO SIMULATION

Petrophysical uncertainties are important elements of the overall task of estimating uncertainties of geological and recoverable reserves from the field.

Core data provides the best means of quantifying actual uncertainty in the petrophysical deliverables, but it's not possible to take or use it on each cases. That's why for identify of large amount of petrophysical parameters indirect methods are usually used. As common, this data are derived without quantitative determination of their uncertainties.

This paper describes the express-method of quantifying petrophysical uncertainties definition for porosity, permeability and water saturation parameters by logging data.

There are three main types described by function for uncertainty definitions. It is normal distribution, probability distribution and stochastic method. The last one is characterized by Monte-Carlo Simulation which based on Markov chain. The process satisfies the Markov property if one can make predictions for the future of the process based solely on its present state just as well as one could knowing the process's full history. From another words, if the process have fixed state in present, it's future and past are independent.

Monte Carlo method use random numbers and probability descriptors for the input values to investigate problems expressed as mathematical formula.

Based on “Techlog” software selection and analysis of key petrophysical parameters are provided. About 20 iterations were provided; common tables with probability parameters P10, P50, P90 for each formation are obtained.

Also the method will highlight the way for minimizing probability errors and reduces the uncertainties of the forecast to certain fields. This method is commonly used when fields is not explore very well.

UDC 550.83

Sankina E.

Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russia

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE ELECTROHYDRAULIC CALIPER

Geophysical well logging is necessary to determine an availability of oil and gas, a well integrity study and so on. A caliper survey is an important part of a primary study in goil-wells. A caliper is a geophysical equipment used to measure a well diameter. Its main functions are measuring a well diameter, detecting a cavities location, forming a caliper log and measuring a necessary volume of cement for creating a casing string. [1]

There are some kinds of calipers. They are mechanical, optical, hypersonic etc. An electromechanical caliper became the most popular of them for its cheapness and simple design. A standard mechanical caliper consists of a downhole tool and well logging station. The down hole tool has three or four arms and a measuring device (usually it's a rheostat).Such electromechanical caliper has a significant disadvantage like no opportunity to use it with another device together.

This fact can complicate a studying wells process. That's why there is a need to develop a new approach. The caliper's principle of operation will be based on electrohydraulic. The device will consist of an electrical module and a hydraulic module.

The electrohydraulic caliper has some important advantages: an opportunity to be used with another hydraulic downhole equipment as a complex, an opportunity to be used under high temperature and pressure conditions (up to 210°C, 170 MPa).

The purpose of the work is a development of the electrohydraulic caliper's hydraulic system. Currently the next tasks have been completed: a design of the hydraulic circuit diagram, an engineering of the axial piston pump, a mathematic simulation of one circuit.

So the electrohydraulic caliper can pretend to a place on the market. Using of it will let decrease energy costs and oversimplify a studying wells process.

Bibliography

Molchanov A.A., Laptev V.V., Moiseev V.N., Chelokyan R.S. Apparatus and equipment for geophysical researches of oil and gas wells. – M.: Nedra, 1987.– 121 p.

UDC 622.244.442

Yusupov R.R.¹, Beshir M.A.²

¹*JSC Novatek, Moscow, Russia*

²*University of Salford Manchester, UK*

STUDYING INFLUENCE OF VIBRATION ON WELL STABILITY

Well stability whilst drilling is one of the most crucial operating criteria to be maintained, due to the fact that it enables the ease of drilling in coordination with the WOB and the ROP through the RPM of the drill bit.

The most dangerous phenomenon is to be known as lateral/transverse vibrations, which could lead to various types of problems propagated from the combinations of vibrations, allowing modal coupling to occur, which is a very vicious and chaotic movement of the drillstring in an unpredictable rotational direction thus could damage the tools within the drillstring as well as possibly cause early fatigue of the material causing early failure of the pipes.

ANSYS is software that relies on the partial differentiation accumulation of data, and solves it approximately to the nearest solution to provide a means of safety analysis and boundaries to the object modelled, in the current situation, the joint connected to the drill bit is considered.

The following notes are taken upon the parameters:

The rotational velocity of the pipe was set into a clockwise direction.

In the calculation of the hydrostatic pressure, an average criteria where the drilling mud density shouldn't exceed 9 lb/gal such that this was the maximum criteria used and the depth is originally 2000 meters however its dimmed down to a 100 meter and thus to a scale of 1:20.

There has been some restriction of deformation around the bit face area, and the top face where the coupling exists usually. This was due to the fact that the coupling area deformation is almost negligible due to the joint supports which provides it with extra inner thickness thus propagating the force into more places for which the forces are absorbed with few to less deformation across the coupling, however for the bit, as we do not want it to move from its place nor change direction thus it must remain consistent as if the formation holds it in its place if the formation was as rigid with a high coefficient of restitution.

Studied deformations demonstrated as occurring in the middle of the pipe will occur and might even propagate across the formation depending on the coefficient of restitution of the formation as the formation could also bend along the bending of the pipe.

Studying the deformation status upon the results achieved, a point across the drill bit area was taken in consideration, as seen above the red dot represents the point of interest before the deformation (Figure 1a). However, in the case of the figure 1b we can see the point is half way swallowed due to the deformation across the drill bit area, as the stress propagates for the material or the figure to withstand the stress it must yield as above. Whereas in the figure 1c the dot completely disappeared due to the complete deformation on the bit, which indicates that the deformation seems to grow from within to outside thus yielding the drill bit critically, elastically and possibly plastically deformed.

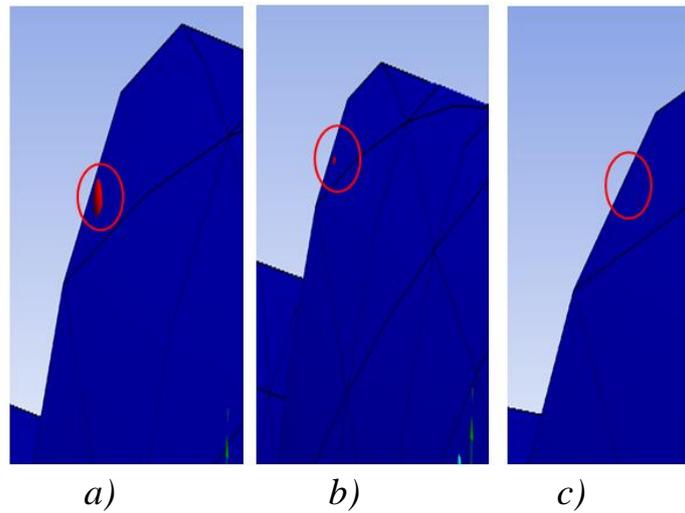


Figure 1. Drill bit deformation status

The stress concentration across the threading area must cause awareness when dealing with the WOB and formation counter stress as well as the rotational speed across the pipe, in such ways that more sensors and decreasing of the velocity must be attained to lower the stress across the threading to avoid catastrophes.

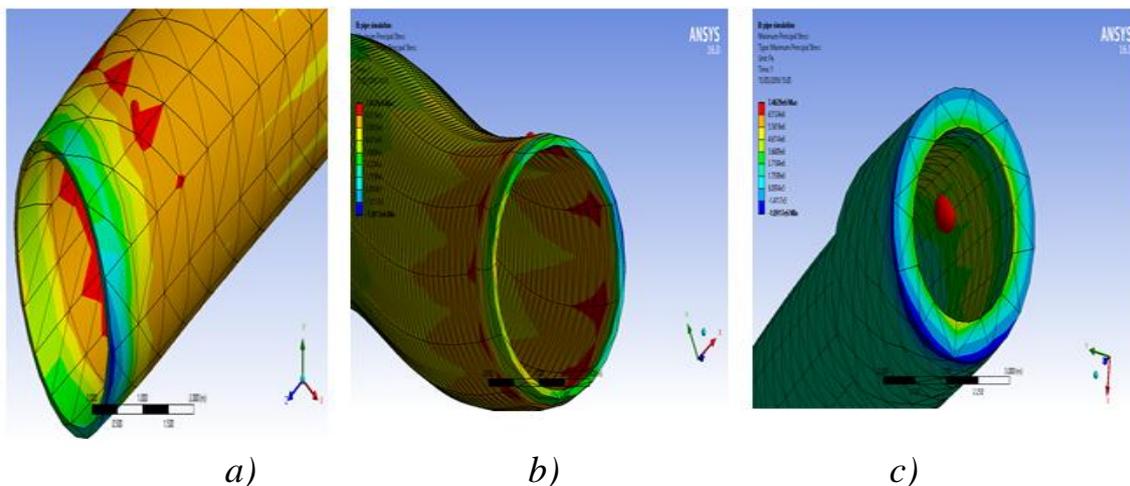


Figure 2. Maximum Principal Stress

As seen in the figure 2a, the area of interest is located across the coupling area of the pipe, as can be noticed above the concentration of stress seems to

propagate mostly at the thread coupling areas, that's why more reinforcements must be made across the threading areas to avoid any failures.

In the figure 2b the stress seemed to be diminished across a certain area of the threading of the coupling, and this is mainly due to the rotational velocity acting on the pipe, compared to the other surface of the figure on the left. This somehow predicts where the failure is most commonly to happen and thus more sensors must be located at that area in consideration of clockwise rotation.

It seems that there's a variation of stress across the drill bit area where it seen the stress propagates within the drill beat thus any stress variables would initiate from within to the outside surface of the bit, and this also shows that most stress seems to be located at the top of the pipe as soon as it crosses halfway the stress increases rapidly as it shown in the figure 2c.

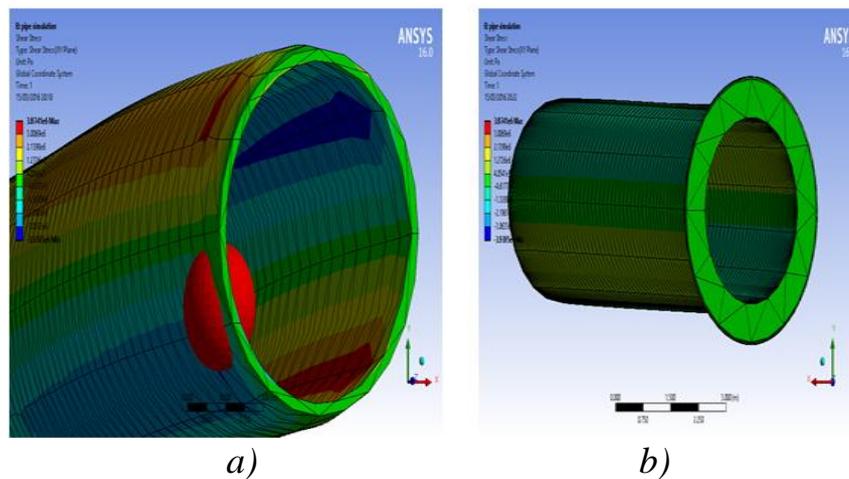


Figure 3. The Shear Stress

In the shear stress analysis, it is shown above (Figure 3a) that there's a lot of shear force in a diagonal parallel direction as the blue area represents the least amount of shear stress and the red is the highest. And from the figure it's shown they seem to have a parallel relation that seems to diminish from the coupling area to the bit.

As the figure 3b depicts, this is the rear end of the pipe where the drill bit would most likely be, and it also seems to undergo the same parallel pressure gradient however it seems that it's not as intense as the coupling area, however if we consider the frictional force from the outside in consideration on the inside that would amplify the shear stress on the bit in an opposite direction that could result in catastrophic results.

From the above observations we can surely understand and elaborate the fact that the shear stress is a type of deformation in which the stress concentration causes the body to release energy in change of its directions along the tube resulting an increase of width somewhere else or rather bending outwards or inwards, and due to this phenomenon the shear stress seems to behave in a parallel direction to each other mostly located across the coupling area and down 2-3 meters away as it diminishes and becomes uniform across the length of the pipe.

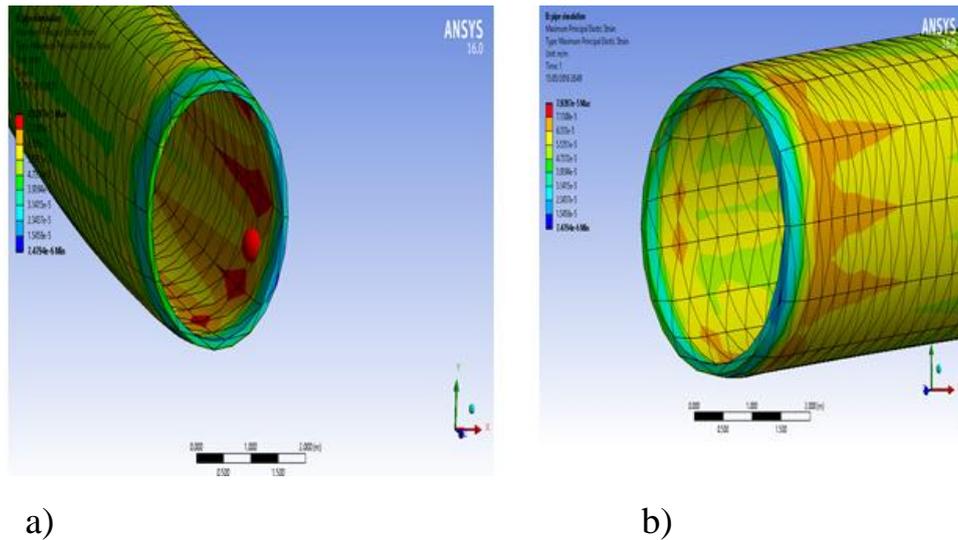


Figure 4. Maximum Principal Elastic Strain

In the figure 4a, it explains the fact that most of the strain seems to be located again across the coupling area in which the area is restricted mainly from moving due to its degrees of freedom, thus in this case the area elastically deforms according to the material credentials it does not yield plastically, however with other external forces such as annulus pressure and changing stresses in formation and the coefficient of restitution of a formation, these factors would enable the deformation to take place and cause a catastrophic effect.

In consideration of the figure 4b, its shown that the strain doesn't seem to affect the left side of the pipe, it is believed this phenomenon occurs due to the influence of the rotational speed direction which is acting clockwise to the Z axis as seen above, in consideration of the hydrostatic pressure acting alongside the coupling area however with the rotational speed and its effect on the coupling causes an extra stress to occur along the right side leaving the left side to be less affected.

Considering the factors above, it's most important to reinforce the geometrical shape of the pipe along the area most affected by the strain to avoid any sort of failures however, if so to happen, then it is expected to propagate from the locations presented above knowing fully well the amount of stress expressed on the pipe from above and below. As well as keeping record of the rotational speed to not affect the threads in the coupling.

Bibliography

1. Drilling's Bad Vibrations, Oilfield Review, (January 1994).
2. Bailey, J., and Gupta, V.: Drilling Vibrations Modelling and Field.
3. Wellbore Stability. (n.d.). Retrieved November 26, 2015.

СЕКЦИЯ «РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

УДК 622.245.1

Абельхаеров И. И.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Технология крепления скважин складывалась на основе многолетнего практического опыта и совершенствовалась с использованием достижений науки и техники. На современном уровне она включает систему отработанных норм и правил выполнения цементировочных работ, а также типовые схемы организации процесса цементирования.

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект. При цементировании необходимо учитывать ряд факторов, оказывающих влияние на конечный результат строительства скважин, одним из важнейших из них является получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины [1].

В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах качество крепления хуже, чем в вертикальных, это связано с тем, что происходит седиментация твердых частиц, а также расслоение цементного раствора.

Недостаточная седиментационная устойчивость тампонажных растворов приводит к развитию таких явлений, как:

1. Увеличение проницаемости цементного камня вдоль направления движения восходящей при седиментации жидкости затворения. При этом механическая прочность цементного камня в 3–4 раза меньше.

2. Нарушение сплошности тампонажного камня в затрубном пространстве в поперечном направлении в результате образования водяных "поясов".

Седиментационную устойчивость тампонажных растворов принято оценивать величиной водоотделения – количеством выделившейся воды затворения, или удельным водоотделением – количеством отделившейся воды затворения, отнесенным к объему цементного раствора или к объему воды затворения.

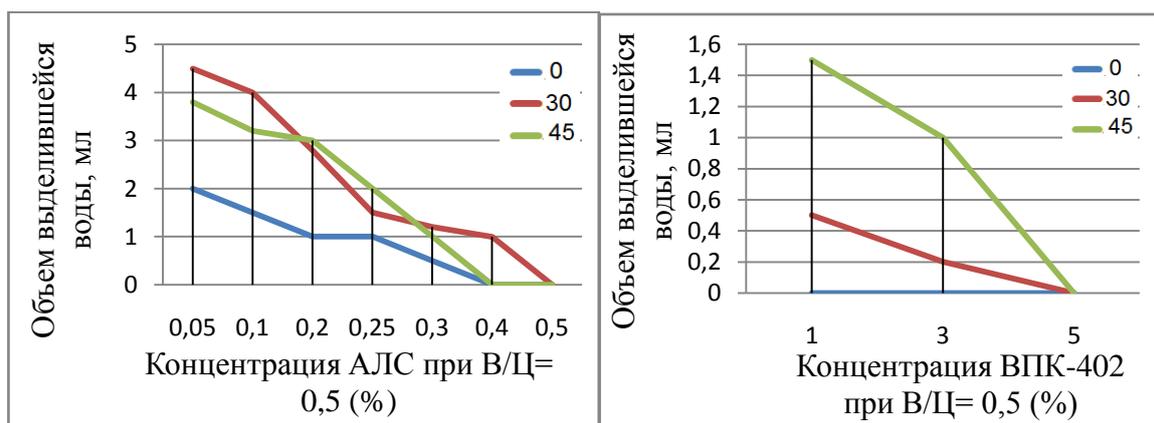
Многочисленные примеры некачественных цементирований скважин в результате использования традиционных чистых тампонажных растворов показывают, что для условий крепления скважин необходимо в цемент вводить добавки, способствующие улучшению седиментационной устойчивости раствора, повышая дисперсность цемента или вводя

высокодисперсные добавки, которые будут связывать большее количество воды своей поверхностью. Седиментационная устойчивость также улучшается при повышении вязкости воды (добавками высокомолекулярных веществ) [1].

С целью изучения данного вопроса проводились испытания на экспериментальном стенде, состоящего из трех цилиндров с углами наклона 0° , 30° , 4° . Для этого использовался тампонажный раствор с такими добавками, как акриловый лигносульфонатный реагент (АЛС) и полиэлектролит ВПК-402. Цилиндры заполнялись приготовленным тампонажным раствором с заданными параметрами и оставлялись на 30 минут для определения количества воды, выделившегося на поверхности раствора. По объему выделившейся воды определялась «степень седиментации» раствора.

На первоначальном этапе результаты исследования показали, что чем выше водоцементное отношение раствора, тем больше количество выделившейся воды.

Следующие испытания проводилось при добавке к портландцементу реагента АЛС и ВПК-402 при различных концентрациях, до получения минимального водоотделения (рисунок, а,б).



а) б)
*Влияние реагентов АЛС (а) и ВПК-402 (б)
на водоотделение тампонажного раствора*

После получения результатов исследования, было оценено сцепление цементного камня с обсадной колонной.

Проведенные эксперименты показали, что:

- с увеличением угла наклона скважины водоотделение возрастает;
- с увеличением водоцементного отношения водоотделение возрастает и в модели наклонных скважин образуется канал;
- применяемый реагент АЛС хорошо снижает водоотделение в вертикальных и наклонных скважинах, а в концентрации 0,5% водоотделение принимает нулевое значение, что является важным для наклонных скважин;
- применение реагента ВПК-402 в наклонных и вертикальных скважинах также показало положительные результаты;

- АЛС привел к снижению сцепления цементного камня с обсадной колонной, а ВПК-402 повышает сцепление.

Библиографический список

Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф.. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. Пособие. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 268 с.

УДК 622.245

Агзамов Ф.А., Галимов И.М, Аль-Сельви М.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Одним из основных способов достижения надежного разобщения пластов является подготовка скважины к принятию цементного раствора. С этой целью применяются буферные жидкости, основная задача которых полное вытеснение бурового раствора из затрубного пространства и обработки поверхности обсадной колонны и стенки скважины для лучшего сцепления с цементом. Буферные и промывочные жидкости служат для повышения степени вытеснения бурового раствора из затрубного пространства, приведения обсадной колонны и стенок скважины в смачиваемое водой состояние (без углеводородов) и отделения буровых растворов от цементного раствора.

В статье приводятся результаты лабораторных исследований по определению отмывающей способности буферных жидкости по отношению к различным буровым растворам с целью сравнения их эффективности.

Исследования проводилось по методике оценки эффективности буферных жидкостей (Cementing Engineering Manual 2.B.5. Surfactant Selection (Dec.2002) Schlumberger) на экспериментальной установке (OFITE MODEL 900) в условиях моделирующих скважины.

Для исследований использованы различные буровые растворы, взятые с буровой и приготовленные в лаборатории.

Проведенные сравнительные испытания показали, что хорошими отмывающими свойствами обладают растворы WBM Clean 100, Азимут 16/1, Азимут 16/2, Азимут 16/3, RC097 и RC085, которые существенно превосходят многих традиционных буферных жидкостей на основе воды.

При этом буферные порошки Азимут показали эффективность смыва выше, чем их зарубежные аналоги, что хорошо вписывается в производство импортозамещающих материалов для нефтегазовой промышленности.

Агзамов Ф.А., Каримов И.Н.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ КРЕПИ СКВАЖИН В СКВАЖИНАХ, ДОБЫВАЮЩИХ ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ И БИТУМЫ

Основные требования к тампонажным материалам для скважин, добывающих высоковязкие нефти и битумы, вытекают из особенностей специфики добычи флюида, связанной с интенсивным высокотемпературным прогревом продуктивных пластов. На герметичность крепи скважины наиболее серьезное влияние оказывают степень заполнения затрубного пространства тампонажным раствором и состояние цементного камня при знакопеременных температурных и механических воздействиях процессе углубления скважины и ее последующей эксплуатации.

Общепризнано, что турбулизация потока тампонажного раствора обеспечивает лучшее замещение бурового раствора тампонажным, поэтому необходимо минимизировать реологические характеристики тампонажных растворов, за счет пластифицирующих добавок. Повышение водоцементного отношения при этом нецелесообразно, поскольку важно сохранить минимальные фильтрационные характеристики тампонажного раствора (водоотдачу менее $50 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$) и водоотделение.

Снижение вероятности поглощений в процессе продавки цементных растворов и его подъём до устья, возможны только при использовании тампонажных растворов, обладающих кольматирующим эффектом за счет оптимального сочетания армирующей фибры и реагентов понизителей водоотдачи. Для создания надежного напряженного контакта на контактных зонах цементного камня последний должен иметь расширение 1,5–2,5% в период от 1 до 3 суток.

При закачке теплоносителя крепь скважины будет подвергаться переменным растягивающим нагрузкам, поэтому армирование применяемых тампонажных составов для увеличения его сопротивляемости знакопеременным и ударным нагрузкам является необходимым.

После закачки теплоносителя основным требованием к цементному камню должна быть его термостойкость. При этом важно учитывать отличия в работе камня в паронагнетательных и высокотемпературных скважинах. Если в паронагнетательных скважинах цементный камень твердеет и долго находится при низких температурах, то в высокотемпературных скважинах цементный раствор сразу начинает твердение при высоких температурах. В последнем случае все компоненты тампонажного материалы, активируясь температурой, начинают взаимодействовать между собой. Особенности твердения накладывают существенные отличия в последовательности образовании продуктов твердения и их последующем поведении.

В паронагнетательных скважинах, в отличие от высокотемпературных скважин, на первом этапе твердения (при нормальных температурах и даже ниже нормальных) песок любой степени помола является инертным, т.е. балластом, а прочность цементного камня должна обеспечиваться портландцементом, который должен обязательно входить в состав тампонажного материала. Поэтому при твердении данного цемента обязательно будут образовываться продукты твердения с высоким соотношением CaO/SiO_2 . После прогрева крепи скважины ранее образовавшиеся соединения начнут подвергаться термической коррозии, а молотый песок может стать активным и принять участие в образовании новых термостойких продуктов твердения. Однако при этом очень важна кинетика фазообразования продуктов твердения. Поскольку фазовые превращения является неизбежными, то исключить их опасные последствия можно ускорением фазовых переходов с тем, чтобы они проходили в наиболее ранние сроки твердения, когда структура камня в меньшей степени «реагирует» на возникновение новой структуры.

Для паронагнетательных скважин важным свойством цементного камня является его термостойкость, которую следует определять при циклических термобарических испытаниях при температуре 200°C и давлении 3-5 МПа, что соответствует реальным условиям скважин с продолжительностью цикла не менее 72 часов. Количество циклов должно быть не менее пяти.

При получении тампонажных материалов для паронагнетательных скважин хорошие результаты показывает дезинтеграторная обработка, позволяющая помимо увеличения удельной поверхности песка обеспечить его механохимическую активацию, результатом чего становится более дефектная структура материалов, обладающая повышенной способностью к процессам растворения.

Об изменении поверхностной структуры материалов свидетельствуют проведенные нами электронно-микроскопические исследования.

Экспериментально было показано, что дезинтеграторная обработка цемента существенно влияет на структуру получаемого цементного камня. Задачи, решаемые комплексной модификацией цементов, позволяют обеспечить кольматацию поглощающих пластов фиброй, повышение удароустойчивости камня, эффект расширения камня, а также минимизировать время между окончанием цементирования и началом твердения.

За время использования разработанных цементов обсадные колонны зацементированы более чем на 135 скважинах с хорошими показателями качества крепления.

Агзамов Ф.А., Исмагилова Э.Р., Кузнецов М.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ САМОЗАЛЕЧИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТА ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

Перфорация, гидравлический разрыв пласта, коррозионно-активная внешняя среда, спуско-подъемные операции и другие работы внутри обсадной колонны оказывают сильное воздействие на целостность крепи скважины, и прежде всего на цементный камень, являющийся одним из наиболее важных элементов скважины. Потеря герметичности любого из элементов крепи скважины, а особенно наиболее уязвимого, коим является цементный камень, приводит к тяжелым последствиям. Возникновение водопроводящих каналов в цементном камне является причиной обводнения скважин вследствие заколонной циркуляции (ЗКЦ) воды, что приводит к существенным экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием и подготовкой больших объемов воды. В то время как возникновение разножидкостных перетоков приводит к преждевременному обводнению добываемой продукции в добывающих скважинах и нерегулируемой закачке воды в нагнетательных.

Использование современных технологий ограничения водопритокков может привести к значительному снижению затрат и увеличению добычи нефти, однако характеризуется средней продолжительностью эффекта в 3 года, что не приемлемо для эксплуатации сложного технического сооружения.

Нами предлагается принцип «самозалечивания» с целью восстановления целостности цементного камня с использованием специальных модифицирующих добавок, интегрируемых в тампонажный раствор, способных активировать блокирующую способность при вторичном взаимодействии с водой, таким образом, увеличивая свой размер в десятки раз и перекрывая любой водопроводящий канал.

На основании представленной технологии «самозалечивающегося» цемента разработан сравнительный анализ экономической эффективности его применения. Для сравнения нами проанализированы водоизоляционная активность и затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР), используя самую успешную технологию ограничения водопритока [1], и спрогнозирована эффективность применения «самозалечивающегося» цемента, предназначенного в качестве тампонажного материала для первичного цементирования, включая затраты на его приобретение.

Основная идея уменьшения издержек заключается в сокращении количества РИР (применяя синтетическую смолу), количество которых при стечении удачных обстоятельств достигает как минимум пяти за период

амортизации нефтяной скважины. Принимаем глубину скважины 1500 м, диаметр 146 мм, тогда стоимость каждой ремонтной операции, проводимой своими силами на малогабаритной буровой установке, будет составлять около 5,5 млн руб., включая эксплуатацию станка и бригады, проведение геофизических и перфорационных работ, закупку необходимых реагентов. Однако в случае с применением «самозалечивающегося» цемента удорожание самого тампонажного материала за счет модифицирующей добавки будет в 2,2 раза, что незначительно превосходит затраты на цементирование той же колонны при первичном цементировании. При этом в целях рационального подхода предлагается зацементировать один интервал, предположим в 100 м над ПЗП. В таком случае затраты на приобретение «самозалечивающегося» цемента будут равны 340 тыс. руб., в то время как бандаж такого же интервала с применением наиболее близкого по действию цемента FUTUR обойдется в 9,45 млн руб. (150.000 USD).

Кроме этого применение «самозалечивающихся» цементов дает увеличение прибыли благодаря исключению простоев скважины во время КРС и дополнительной добычи нефти посредством ограничения обводненности за счет устранения заколонных перетоков. Все перечисленные факторы в итоге позволяют снизить себестоимость добываемой нефти и добиться значительного экономического эффекта.

При расчетах принимался годовой дебит нефти в 2,1 млн тонн. В качестве объекта выбрана скважина с обводненностью 98%, суточным дебитом 0,85 тонн. Проанализировав работу скважины за 8 лет, на которой проводились РИР с применением синтетической смолы, выяснилось, что обводненность скважиной продукции снижалась с 98 до 90%, затем в течение трех лет поднимаясь до 96%. Когда как механическими потокомерами установлено, что вклад ЗКЦ в общую обводненность данной скважины составляет 10%.

В случае применения «самозалечивающегося» цемента обводненность за счет ликвидации заколонных перетоков принимаем полностью исключенной, таким образом, она составит 88%. При этом дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности, применяя водоизолирующую технологию РИР, составит 620,5 тонн, тогда как используя в качестве тампонажного материала «самозалечивающийся» цемент, – 1241 тонн.

Подводя итоги по проведению анализа технологической и экономической эффективности, необходимо продемонстрировать главные цифры: годовая экономическая эффективность при использовании синтетических смол в технологии РИР составила чуть более 2,5 млн. руб., при том, что при использовании «самозалечивающегося» цемента – более 8,6 млн. руб.

Библиографический список

Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин // НТЖ «Бурение и Нефть». – Москва, 2016. – Т. 5, №1. – С. 36-41.

Ашახети А.И., Исламов М.К.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕР-КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В настоящее время подавляющее число нефтяных месторождений, расположенных в Европейской части России, находится на последней стадии разработки, характеризующейся высокообводненным фондом скважин, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре запасов. Поэтому проблема повышения нефтеотдачи пластов на заключительных этапах разработки месторождений очень актуальна, так как вследствие естественного снижения извлекаемых запасов для большинства залежей и месторождений коэффициент нефтеотдачи довольно низок.

С целью увеличения добычи малодебитных скважин предлагается применять полимер-кислотное воздействие.

Суть метода полимер-кислотного воздействия заключается в следующем: в ПЗП в определенной последовательности и в рассчитанных количествах закачиваются коагулятор (CaCl_2), полимер (гидролизированный полиакрилонитрил - ПВВ) и соляная кислота.

Коагулятор насыщает высокообводненные каналы–трещины, частично и поры обводненной толщи пласта, при этом он частично растворяется пресной водой буферных «подушек». То же самое происходит и с полимером. За счет частичного снижения концентрации реагентов устраняется «расклинивающий эффект». Во время ввода коагулятора в пласт давление закачки, как правило, стабильно и находится в пределах 0-8 МПа (в зависимости от состояния призабойной зоны пласта).

По мере продавливания полимера наблюдается равномерный рост давления, которое при подходе раствора соляной кислоты к интервалу перфорации поднимается на 3-7 МПа, и снижение поглотительной способности пласта. Это показывает, что каналы поступления воды закрыты достаточно прочно. Соляная кислота, частично проходя вслед за полимером, усиливает прочность закрытия обводненных каналов, а основной объем ее открывает новые каналы в нефтяной толще пласта. По мере ввода раствора соляной кислоты в пласт давление падает и к концу продавки в большинстве случаев составляет 3-5 МПа (на отдельных скважинах падает до 0, и редко остается на уровне ввода в пласт полимера). В качестве коагулятора применяется раствор хлористого кальция, в качестве полимера – гидролизированный полиакрилонитрил (полимер).

Эффективность данного вида обработок зависит от того, насколько глубоко кислота прошла в пласт, так как при этом возрастает вероятность вовлечения в работу ранее не вскрытых целиков нефти, создается больше путей для притока нефти в призабойную зону пласта (ПЗП).

Объектами воздействия являются скважины, эксплуатирующие карбонатные коллекторы с обводненностью от 45 % до 100 % и отвечающие следующим условиям: наличие запасов нефти в пласте в зоне действия добывающих скважин; пластовое давление не должно быть выше гидростатического давления; кавернозность, пористость, трещиноватость должны находиться в пределах, обеспечивающих давление нагнетания жидкости 6-12 МПа при интенсивности закачки от $1,7 \cdot 10^{-3}$ до $1,0 \cdot 10^{-2}$ м³/с.

Для повышения эффективности растворов в сульфатсодержащих коллекторах рекомендуется вводить следующие добавки: CaCl₂ (7%), NaCl (10%), CaSO₄ и MgSO₄ (6%). Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами.

Библиографический список

1. СТО 00135645-224-2008. Технология полимер-кислотного воздействия на призабойную зону карбонатного пласта / Башнипинефть. – Уфа, 2008.
2. Шайдуллин В.А. Судаков М.С. Применение полимер-кислотного воздействия //Инженерная практика. – 2011. – №7 – С.72-77.

УДК 622.276

Аюпов Д.А.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ЛЕТУЧЕЙ НЕФТИ С ВЫСОКИМ НАЧАЛЬНЫМ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ ОТ ВРЕМЕНИ ВВОДА СИСТЕМЫ ППД

В связи с тем, что во всем мире доля залежей летучих нефтей неуклонно растет, проблема разработки подобных объектов на сегодняшний день в достаточной степени актуальна. Таким образом, в данной работе рассмотрен частный вопрос, связанный со своевременным вводом системы ППД.

Известно, что в зависимости от свойств нефти и темпа падения пластового давления при естественно-упругом режиме разработки возможно значительное разгазирование нефти в пластовых условиях, что, как следствие, ведет за собой снижение эффективности нефтеизвлечения [1-3].

Разработка залежи с высоким начальным газовым фактором при падении пластового давления ниже давления насыщения влечет за собой закономерное кратковременное повышение газового фактора, вызванное тем, что растворенный доселе в нефти газ выделяется в свободную фазу и в

пласте образуется газонефтяная смесь с равномерно распределенным в нефти свободным газом. И, поскольку объем смеси будет больше объема пор пласта, то избыток нефти будет фильтроваться к забою за счет упругих сил, что является дополнительным фактором, стимулирующим максимальную добычу (кратковременное фонтанирование) [2].

Ниже представлены результаты вычислительных экспериментов, проведенных на гидродинамической модели залежи легкой нефти с высоким газосодержанием, позволяющие дать ответ на вопрос о своевременном вводе системы ППД.

Рассмотрим четыре варианта разработки залежи с легкой маловязкой нефтью и высоким начальным газовым фактором с различными условиями ввода системы ППД:

- 1) Вариант 1: Система ППД вводится сразу с начала разработки залежи;
- 2) Вариант 2: Система ППД вводится, как только дебит по нефти снижается в два раза;
- 3) Вариант 3: Система ППД вводится, как только дебит по нефти падает до отметки в $1 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- 4) Вариант 4: Система ППД вводится, как только пластовое давление приближается к отметке давления насыщения нефти газом.

Предполагается, что коллектор залежи однородный по проницаемости и относится к чисто нефтяной зоне. Моделирование проводилось с использованием гидродинамического симулятора RoxarTempestMore.

Исходные параметры гидродинамической модели приведены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для ГДМ

ρ_n , кг/м ³	ρ_g , кг/м ³	ρ_v , кг/м ³	$P_{пл}$, атм	$P_{нас}$, атм	T_n , °С	Γ_f , м ³ /м ³	$H_{зал}$, м	m , %	$k_{абс}$, МД
750	0,9	1100	200	170	80	600	2500	20	500

Рассмотрим все четыре варианта для одних и тех же стартовых дебитов ($Q_{н.старт}=200 \text{ м}^3/\text{сут}$) и забойных давлений на нагнетательных скважинах ($P_{заб}=400 \text{ атм}$), после чего проанализируем влияние на добычу нефти изменения этих двух параметров. Условием остановки расчетов для всех рассмотренных вариантов является достижение предельной обводненности 0.98 д.ед. Результаты по всем вариантам представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты вычислительных экспериментов

Время ввода системы ППД	Стартовый дебит, м ³ /сут	Забойное давление нагнетательной скважины, Р _{заб.н} =400 атм.				Забойное давление нагнетательной скважины, Р _{заб.н} =300 атм.			
		КИН, д.ед	Темп отбора (Z(t)), д.ед	Q _{зак.в} /Q _{доб.в} , д.ед	Q _{нак.н} /Q _{зак.в} , д.ед	КИН, д.ед	Темп отбора (Z(t)), д.ед	Q _{зак.в} /Q _{доб.в} , д.ед	Q _{нак.н} /Q _{зак.в} , д.ед
1. Сразу	200	0,73	0,343	2,38	0,237	0,736	0,349	2,391	0,244
	100	0,840	0,374	4,383	0,378	0,850	0,378	4,396	0,388
	50	0,836	0,180	4,201	0,372	0,848	0,183	4,237	0,384
2. Когда Q _н упал в 2 раза	200	0,716	0,284	2,247	0,224	0,723	0,291	2,270	0,232
	100	0,707	0,162	2,190	0,217	0,715	0,173	2,300	0,233
	50	0,704	0,093	2,280	0,224	0,713	0,097	2,331	0,235
3. Когда Q _н снизился до 1 м ³ /сут	200	0,716	0,258	2,245	0,224	0,721	0,268	2,312	0,235
	100	0,705	0,157	2,219	0,219	0,714	0,165	2,299	0,233
	50	0,702	0,095	2,265	0,222	0,711	0,098	2,295	0,232
4. Р _{пл} приближается к Р _{нас}	200	0,716	0,319	2,304	0,229	0,724	0,322	2,288	0,234
	100	0,841	0,374	4,404	0,377	0,850	0,382	4,512	0,389
	50	0,837	0,183	4,210	0,373	0,849	0,186	4,242	0,384

В результате проделанной работы были сделаны следующие выводы:

1. В общем случае высокие стартовые дебиты, соответствующие форсированному режиму, влекут за собой быструю выработку, сопровождающуюся при этом так же интенсивным ростом обводненности. Что касается низких стартовых дебитов, соответствующих щадящему режиму, то залежи с таким начальным дебитом разрабатываются гораздо дольше, что невыгодно с экономической точки зрения.

2. Продуманный подбор параметров системы нагнетание-добыча (т.е. забойное давление нагнетательных скважин и стартовые дебиты добывающих) при вводе системы ППД позволяет в среднем на 12% увеличить конечный КИН.

3. Анализ показал, что систему ППД нужно вводить, не дожидаясь полногоразгазирования залежи.

4. Что касается времени, то в результате проделанной работы было выявлено, что наивысшие КИН достигаются при 1 и 4 варианте разработки, когда система ППД вводится сразу и вводится по мере падения пластового давления, соответственно. Оказалось, что относительно других 4 вариант более эффективный с точки зрения экономики (так как ППД вводится не сразу и данный вариант обладает более высокими темпами разработки).

5. Полученный КИН (0,85)(4 вариант) при частичном разгазировании нефти вытеснении ее за счет расширения газа в практической нефтедобыче трудно реализуемое мероприятие, в связи с тем, что в сложно построенных коллекторах процесс начала образования фазы свободного газа является трудно контролируемым, т.к. он зависит от многих факторов (свойства флюидов, коллектора, темпы изменения пластового давления и др.).

Таким образом, не смотря на более высокие темпы разработки у 4 варианта, 1 вариант (система ППД вводится сразу), обладая идентичным КИН, является самым оптимальным из приведенных вариантов разработки.

Библиографический список

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учеб. пособие. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002.- 596 с.
2. Уолш М., Лейк. Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов.– Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 672 с.
3. Владимиров И.В., Васильев В.В., Хальзов А.А., Вафин Б.И. Исследование процессов выработки запасов нефти из пласта с искусственно созданными областями свободного газа // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.- №3. 2009.– С.65-69.

УДК:622.224

Байтенов Н.А.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РАЗРАБОТКА ДОБАВКИ ДЛЯ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Качественное крепление нефтяных и газовых скважин до сих пор представляет собой важную и трудно решаемую задачу. Результатом негерметичности цементного кольца являются межпластовые перетоки, затрубные проявления и образование флюидопроводящих каналов в цементном камне. Крезь скважины постоянно находится в контакте с окружающей средой, и цементный камень, являющийся одной из составляющих крепи, в течение всего срока жизни скважины взаимодействует с компонентами этой среды. Во многих случаях возможно химическое взаимодействие цементного камня и среды. Если такое взаимодействие приводит к снижению прочностных свойств камня – к его частичному или полному разрушению, говорят об «агрессивности» среды по отношению к данному материалу.

Цементный камень должен быть стоек по отношению к агрессивным пластовым водам на глубоких горизонтах и водонепроницаемым, чтобы защитить продуктивные нефтяные пласты от пластовых вод и обсадную колонну от проникновения корродирующих жидкостей, содержащих большое количество различных солей, а зачастую и сероводород.

Одна из самых больших проблем в строительстве, является тот факт, что этот цементный камень может давать трещины: как во время высыхания, как и при появлении внутренних растягивающих напряжений в цементном камне, так и по истечении нескольких лет. Перфорация цементного камня в скважине также влияет на его прочность, снижая ее в зависимости от многих факторов и в особенности от вида перфорации. Следует помнить о том, что осмотр и точное обследование состояния скважины невозможны. Это крайне затрудняет изучение цемента в условиях службы. По мере углубления нефтяной скважины в ней повышаются температура и давление, что, естественно, влияет на процесс цементирования и качество получаемого цементного камня.

Поэтому разработка самовосстанавливающегося тампонажного материала, позволяющих цементному камню самовосстанавливаться, является очень перспективным направлением деятельности.

Как показали исследования многих ученых, подтвержденные практикой, качество цементирования скважин значительно повышается при применении добавок, которые способствуют самозалечиванию цементного камня. Принцип получения данного эффекта состоит во взаимодействии добавок с пластовой водой или с продуктами гидратации после затвердевания цементного камня. Одним из таких возможных добавок является реагент КД разработанная компанией ООО «Цементные технологии».

Поэтому было очень важно рассмотреть влияние данного реагента на свойства цементного раствора и камня. А именно: на плотность и растекаемость цементного раствора, на реологические свойства цементного раствора и на прочностные характеристики цементного камня. Для экспериментальных исследований цементного раствора применялись различные водоцементные отношения 0,45 и 0,5. При исследовании действия реагента КД на плотность и растекаемость цементного раствора использовались различные концентраций реагента от 0 до 5%. Результаты показали, что действие реагента на плотность и растекаемость цементного раствора незначительно.

Поскольку тампонажные растворы, в отличие от глинистых, меняют свои свойства в процессе цементирования, было изучено влияние реагента КД на реологические свойства цементных растворов. Эксперименты показали, что влияние реагента КД на пластическую вязкость и на динамическое напряжение сдвига незначительна, а статическое напряжение сдвига через 10 мин по сравнению с 10 с возрастает более чем в 3 раза.

При проведении исследований реологии тампонажных растворов использовался вискозиметр OFITE Модель 900. Исследованиями, проведенными в лаборатории УГНТУ для определения действия реагента КД

на прочность цементного камня, показало, что реагент КД не влияет на прочностные характеристика цементного камня при различных сроках твердения.

Поскольку цементный раствор является постоянно живущей системой, то в процессе продавки цементного раствора, реологические свойства могут существенно изменяться, что существенно влияет на прокачиваемость цементного раствора. Поэтому было очень важно, посмотреть влияние реагента КД на прокачиваемость цементного раствора. Экспериментальные результаты показали, что действие реагента КД на прокачиваемость при нормальных условиях незначительна, а вот с увеличением температуры прокачивание значительно возрастает.

Библиографический список

1. Данюшевский В.С. и др. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд. – М.: Недра, 1987.
2. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – СПб.: Недра, 2011.
3. Овчинников П.В. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. – М.: Недра, 2002.

УДК 622.24

Бекбаев А.А., Агзамов Ф.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ИССЛЕДОВАНИЕ АРМИРОВАННЫХ ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Актуальной задачей последних трех десятилетий является повышение качества крепления скважин на месторождениях с низкими градиентами гидроразрыва, требующих применения облегченных тампонажных растворов, и герметизация крепи скважин в интервалах их применения. Наиболее эффективным методом решения этих вопросов является применение специальных облегченных расширяющихся тампонажных материалов [1, 2, 3, 4]. В задачи работы входило выявление роли и механизма работы модифицирующих добавок (расширяющих, облегчающих, армирующих и др.) в тампонажных цементах, проведение комплекса исследований и совершенствование рецептур облегченных тампонажных материалов.

Экспериментальные исследования параметров цементных растворов и полученного камня проводились согласно стандарту АРІ. Коэффициент линейного расширения изучался на приборе, имеющем кольцевую форму и

моделирующем затрубное пространство скважины. Для определения давления расширения, возникающего при твердении расширяющихся цементов, разработан специальный прибор. Взаимодействие цементной матрицы с расширяющимися, облегчающими добавками и фиброй оценивались электронной микроскопией. Для изучения фазового состава продуктов твердения использован рентгенофазовый метод.

Исследовалось влияние водоцементного отношения на кинетику расширения тампонажных растворов при различных температурах твердения. Изучалась роль указанных выше модифицирующих добавок микросфер в механизме и кинетике процесса расширения.

Увеличение водоцементного отношения тампонажных растворов всегда снижает значение коэффициента линейного расширения (КЛР) за счет увеличения расстояния между продуктами твердения цемента. Добавка исследованных видов фибры усиливает расширение облегченных цементов за счет передачи расклинивающего давления от расширяющей добавки к продуктам твердения цементного камня через каркас, образованный фиброармирующими элементами. Наиболее высокие значения увеличения КЛР показывает полипропиленовое волокно. Коэффициент линейного расширения цементного камня возрастает с увеличением количества фибры в облегченном цементе. Добавка пеностекла также повышает эффект расширения. Снимки электронной микроскопии, показывают плотный контакт пеностекла и продуктов твердения цемента. Алюмосиликатные микросферы не имеют плотного контакта с цементной матрицей и легко разрушаются в растворе, камне. Экспериментально показано, что поздняя гидратация расширяющей добавки приводит к разрушению структурного каркаса образующегося цементного камня. Моделирование условий работы фибры в цементной матрице подтвердило предположение о том, что при добавлении волокон в цемент увеличится давление расширения твердеющего камня. Показано, что существуют предельные значения коэффициента линейного расширения, и оптимальное время расширения обеспечивающие надежный контакт цементного камня с ограничивающими поверхностями и не приводящие к саморазрушению цементного камня.

Выявление роли армирующих добавок в передаче давления от расширяющих добавок к цементной матрице в облегченных тампонажных растворах, имеющих повышенное водосодержание, и повышение эффекта расширения камня по сравнению с традиционными рецептурами тампонажных материалов в настоящее время является новым. При этом повышается удароустойчивость камня, и улучшаются технологические свойства раствора, позволяющие обеспечить подъем тампонажных растворов до проектной высоты за счет кольматации проницаемых пластов фиброй.

Библиографический список

1. Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд. - М.: Недра, 1987. – 311 с.

2. Каримов Н. Х., Данюшевский В. С., Рахимбаев Ш. М. Разработка рецептур и применение расширяющихся тампонажных цементов: обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 50 с. с ил.

3. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б. С., Токунова Э. Ф. Химия тампонажных и буровых растворов. – С-Пб.: Недра, 2011. – 268 с.

4. Способ получения расширяющегося тампонажного материала / Каримов Н.Х., Акчурин Х.И., Газизов Х.В., Измухамбетов Б.С., Каримов И.Н. – Пат. РФ № 2105132, 1998.БИ 5. 8 с.

УДК 622.276.65

Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ В КОЛЛЕКТОРЫ, НАСЫЩЕННЫЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Ниже представлены выводы из обширного цикла численных экспериментов по моделированию теплового воздействия (закачка горячей воды) на модели залежи высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи.

Согласно данным лабораторных исследований на керновом материале объекта разработки установлено: 1) с повышением температуры вязкость нефти снижается быстрее, чем вязкость пластовой воды, т.е. отношение вязкостей нефти и воды снижается; 2) с увеличением температуры пласта коэффициент вытеснения возрастает; 3) в области совместной фильтрации нефти и воды увеличение температуры приводит к увеличению относительной фазовой проницаемости нефти при практически неизменной ОФП воды.

Таким образом, лабораторные исследования показали желательность применения теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти. Однако необходимо перенести эти «ободряющие» данные на реальный объект. Мы попытались сделать это с помощью гидродинамической модели, которая с одной стороны содержит данные лабораторных исследований, а с другой – моделирует макро свойства коллектора.

Результаты гидродинамического моделирования применения тепловых методов в разработке залежи высоковязкой нефти показали следующее:

1. При разработке условно однородного по проницаемости коллектора тепловое воздействие увеличивает нефтеотдачу пласта только в коллекторах, проницаемость которых ниже определенного значения. В высокопроницаемых условно однородных коллекторах применение закачки горячей воды (ЗГВ) может привести к отрицательному эффекту. При этом,

чем выше проницаемость коллектора, тем существеннее становится зависимость от момента начала применения ЗГВ («стартовой» обводненности). Наибольший прирост конечного КИН обеспечивается при высокой «стартовой» обводненности (90%). При этом данный вариант дает положительный прирост КИН и в высокопроницаемых коллекторах, где другие варианты имеют отрицательную эффективность. Наиболее эффективно применение теплового воздействия в низкопроницаемых коллекторах, однако для этого потребуются прогревать породу в течение длительного времени. При этом кратно возрастают отборы жидкости, т.е. длительный период разработки будет происходить при высокой обводненности добываемой продукции. Эффект от теплового воздействия на высокопроницаемых однородных коллекторах проявляется достаточно быстро, но из-за быстрого обводнения его величина не столь значительна или имеет отрицательный знак.

2. Тепловое воздействие на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах практически всегда имеет положительный технологический эффект. При этом для большинства рассмотренных случаев наблюдается снижение обводненности добываемой продукции. Исключение составляет вариант с применением ЗГВ с начала разработки участка, для которого характерно повышение обводненности в начальный период применения теплового воздействия. Тепловое воздействие на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах с высоким показателем проницаемостной неоднородности (т.е. в разрезе пласта присутствуют слои, проницаемости которых отличаются на порядок и выше) позволяет существенно поднять нефтеотдачу пласта, при этом эффект достаточно быстро нарастает. Отметим, что также кратно возрастают и объемы отбираемой жидкости. Для послойно неоднородных по проницаемости пластов с большим значением показателя неоднородности k в долгосрочной перспективе эффективность теплового воздействия не зависит от «стартовой» обводненности. Однако, для быстрого получения положительного технологического эффекта от ЗГВ рекомендуется применение теплового воздействия с начала разработки залежи. Если коллектор пласта содержит только высокопроницаемые слои, проницаемости которых отличаются в два и менее раза (малое значение показателя неоднородности k), то эффект от теплового воздействия незначителен по величине и нарастает медленно. При этом существенной становится зависимость от «стартовой» обводненности. Наибольшим приростом КИН характеризуется вариант с началом ЗГВ при высокой обводненности добываемой продукции.

3. Таким образом, и для условно однородного, и для послойно неоднородного по проницаемости коллектора имеются расхождение между данными об эффективности теплового воздействия, полученными на основе лабораторных исследований и с помощью гидродинамического моделирования. Это говорит о важности адаптации результатов лабораторных экспериментов к условиям реальных залежей. Наиболее благоприятными для применения технологии являются послойно-

неоднородные коллектора, содержащие маломощный, выдержанный по площади участка, высокопроницаемый слой и мощные низкопроницаемые нефтенасыщенные слои.

УДК 622.276.6

Владимиров И.В., Велиев Э.М.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ИТОГИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА УЧАСТКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ

Нестационарное заводнение (НЗ) на месторождении Кумколь применяется с 2009 года. Развитие нестационарного заводнения на месторождении Кумколь прошло ряд этапов. Технология НЗ начиналась как чисто циклическое воздействие на первом этапе. Затем была реализована модификация НЗ в сочетании с технологией изменения направления фильтрационных потоков. Согласно теоретическим исследованиям работ [1, 2] следующим этапом в развитии НЗ должно быть сочетание циклической закачки воды с периодической работой высокообводненных добывающих скважин.

С самого начала применения технология дала положительный технологический и экономический эффекты. Однако, массового применения данная технология на месторождении не получила. Этому есть ряд причин.

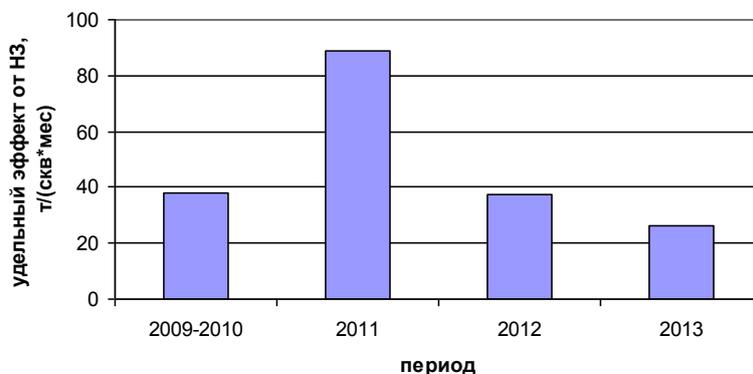
1. Неудача НЗ на втором эксплуатационном объекте. В период осуществления НЗ на втором объекте практически все нагнетательные и большинство добывающих скважин работали совместно на горизонты Ю1 и Ю2, которые имели существенно отличающиеся фильтрационно-емкостные свойства. НЗ в совместных скважинах имеет отрицательную эффективность из-за внутрискважинных межпластовых перетоков.

2. Система ППД не адаптирована к применению НЗ. Отметим нерациональное соединение нагнетательных скважин с системой подачи воды. Через одну и ту же ВРП снабжаются скважины, ведущие закачку воды на разные эксплуатационные объекты. Поэтому периодическое отключение скважин затрагивает сразу несколько объектов.

3. Необходимость утилизации огромного объема попутно добываемой воды. В настоящее время большинство скважин месторождения работает с обводненностью выше 90-95%, что приводит к растущей нагрузке на системы сбора и подготовки. Попутно добываемая вода после подготовки закачивается в пласты. Что в свою очередь увеличивает объемы добываемой воды, т.к. на месторождении хорошо распространены контактные водонефтяные зоны.

Одним из принципиальных моментов, вызывающих скептическое отношение к технологии НЗ со стороны недропользователя, является непродолжительность значимого технологического эффекта при

неизменности применения технологии. Так, например, на рисунке представлена динамика удельного технологического эффекта от применения технологии НЗ на первом участке НЗ первого эксплуатационного объекта месторождения Кумколь. Для поддержания высокой эффективности НЗ необходимо постоянная модификация технологии.



Динамика удельного технологического эффекта от применения технологии НЗ на первом участке НЗ первого эксплуатационного объекта месторождения Кумколь

Реалии текущего момента в разработке месторождения следующие. В 2014 году нестационарное заводнение применялось только на дополнительном участке (участок № 2 НЗ) первого эксплуатационного объекта. Циклическую закачку на участке применяют впервые, однако стартовая обводненность участка уже была выше 98%. В таких условиях на значительный эффект от применения НЗ вряд ли можно надеяться. Основная цель НЗ на данном участке – снижение темпа обводнения. В целом эффективность применяемой на втором участке первого эксплуатационного объекта технологии НЗ является положительной. Средняя удельная величина эффекта от применения НЗ составляет 46 т/(скв*мес). С учетом того, что применение технологии не требует увеличения эксплуатационных расходов, данный результат весьма обнадеживает. Необходимо продолжать нестационарного заводнения на данном участке. Для увеличения эффективности технологии рекомендуется модифицировать технологию НЗ для продолжения ее применения в зимний период, а также широко применять технологии периодической эксплуатации высокообводненных добывающих скважин в увязке с циклической работой нагнетательных скважин.

Библиографический список

1. Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы). – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с.
2. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Велиев Э.М. Технология нестационарного воздействия, предусматривающая периодическую работу добывающих и нагнетательных скважин в противофазе. – М.: ВНИИОЭНГ// НТЖ Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 56-58.

Ишбаев Г.Г., Ложкин С.С., Милейко А.А., Петров Д.В.
ООО НПП «Буринтех», г. Уфа, Россия

ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ПРОДУКТИВНОЙ ЗОНЫ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

Одним из распространенных методов для облегчения вызова притока и освоения горизонтальных скважин является применение специализированных составов – брейкеров. Основные преимущества данных составов по сравнению с традиционной кислотной обработкой заключаются в их невысокой токсичности, низкой коррозионной активности по отношению к буровому и скважинному оборудованию, регулируемой скорости удаления фильтрационной корки.

Эффективность обработки часто определяется временем, необходимым для прорыва корки. Быстрый прорыв корки может являться неэффективным и даже опасным (особенно для горизонтальных участков скважины), так как раствор брейкеров может быстро просачиваться сквозь высокопроницаемые зоны, не разрушая фильтрационную корку по всей поверхности ствола в продуктивном пласте. Выбор соответствующего брейкера будет зависеть от типа фильтрационной корки, которую необходимо удалить, компонентов корки, на которые предполагается воздействовать, состава жидкости заканчивания, забойной температуры и способа заканчивания. Поэтому требуется проведение исследований с целью определения эффективности брейкеров. Такие исследования должны включать как совместимость раствора брейкера с жидкостью заканчивания, так и оценку возможных реакций с пластовым флюидом и породами (минералами) продуктивного пласта.

Основные реагенты технологической жидкости (комплексообразователи, окислители, энзимы, возможны добавки кислот) способствуют разрушению и растворению компонентов фильтрационной корки (мрамор, крахмал, ксантан, ПАЦ), что приводит к ее удалению и химической очистке продуктивной зоны пласта.

В ООО НПП «БУРИНТЕХ» исследована эффективность действия ряда реагентов и смесей реагентов (органические и неорганические комплексообразователи, энзимы и окислители) на мел, полисахаридные полимеры, а также сформированную ими фильтрационную корку.

Для оценки эффективности Окислителей измеряется степень и скорость падения условной вязкости раствора полимера (0,05% ксантанового биополимера, 0,4% ПАЦ НВ, 0,15% ПАЦ ВВ). Окислитель № 1 показал наибольшую эффективность при деструкции всех типов полисахаридных полимеров – максимальное разложение полимера и оптимальная скорость реакции во времени (рис. 1).

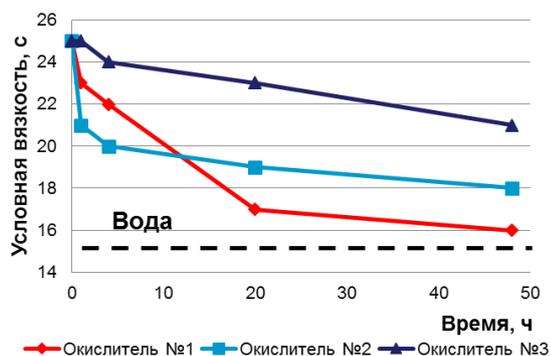


Рис. 1. Снижение условной вязкости раствора полимера в присутствии реагентов-окислителей при 25⁰С.

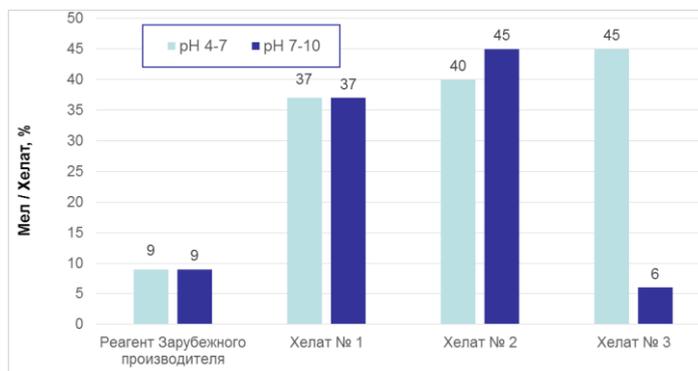


Рис. 2. Соотношение количества растворенного мела на единицу массы Реагента-Хелата при 25⁰С и различном уровне рН

Для оценки эффективности Хелатов (комплексообразователей) оценивалась относительная удельная способность растворять мел. Все испытанные Хелаты растворяют мел в широком диапазоне рН, причем с наибольшей скоростью при рН = 4-7 (рис. 2).

В результате проведенных исследований в ООО НПП «БУРИНТЕХ» разработана технология химической обработки призабойной зоны пласта, основанная на применении системы брейкеров «БАРКБИТЛ», включающей в свой состав комплексообразователи и окислители или комплексообразователи и энзимы.

Например, для бурового раствора «Поликарб Био» (2,3% ксантановый биополимер+крахмал, 10% мрамор, 3% смазочной добавки «БЛ») разработан эффективный брейкер с регулируемой скоростью удаления фильтрационной корки.

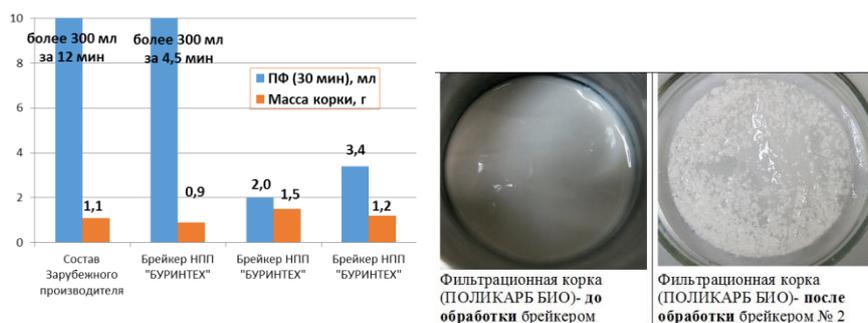


Рис. 3. Влияние брейкеров на фильтрацию и массу фильтрационной корки

Разработанная система брейкеров «БАРКБИТЛ» позволяет:

1. Изменять скорость разрушения фильтрационной корки.
2. Разрушать как природные (крахмал, ксантановая камедь), так и полусинтетические (ПАЦ) полимеры.
3. Подбирать необходимую плотность технологического состава.
4. Избегать применения дополнительной специализированной техники.
5. Легко приготовить технологическую жидкость с нужными свойствами (все компоненты – легко растворимы в воде).
6. Равномерно и полностью очищать продуктивную зону ствола скважины.

Ишбаев Г.Г.¹, Габдрафиков Р.В.², Поляков В.Н.³, Дильмиев М.Р.¹,
Милейко А.А.¹, Мамаева О.Г.¹, Гараев А.В.¹

¹ООО НПП «Буринтех», г. Уфа, Россия

²ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа, Россия

³ГАНУ «Институт стратегических исследований
Республики Башкортостан», г. Уфа, Россия

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЬЦЕМЕНТНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА «ГЕЛЬ-ДРИЛЛ» ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ НА ТАТЫШЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

При проводке многих скважин на площадях ОАО «Башнефть-Добыча» буровики сталкиваются с различного рода осложнениями: осыпи и обвалы пород, представленных неустойчивыми аргиллитами и хрупкими углями, поглощение бурового раствора, водопроявления, углекислая агрессия. Как правило, следствием этих осложнений являются многочасовые проработки пробуренных интервалов, прихваты бурового инструмента или обсадной колонны, потеря ствола скважины. Для предупреждения всех этих проблем ООО НПП «Буринтех» предложен новый гельцементный буровой раствор «Гель-Дрилл», обладающий высокими тиксотропными и ингибирующими свойствами.

При вскрытии интервалов с поглощающими или водопроявляющими пластами, благодаря образованию высокоструктурированного кольматационного слоя, «Гель-Дрилл» создает непроницаемый кольматационный экран на границе скважина-пласт, а при бурении неустойчивых глинодержащих пород обеспечивает стабильность ствола скважины вследствие химической кольматации и изменения обменной емкости глин. Высокое содержание свободной извести (до 20кг/м³) предотвращает дестабилизацию бурового раствора при попадании в него углекислого газа. Эффективность применения данного раствора повышается при совместном применении с кольматационным переводником, включенным в КНБК.

Опытно-промысловые испытания бурового раствора «Гель-Дрилл» проводились на скважине № 4503г Татышлинского месторождения при бурении интервала 536-1741м под эксплуатационную колонну диаметром 168мм. Наиболее проблемными участками при бурении данного интервала считаются горизонты со следующими видами осложнений: Ассельско-Сакмарский, Каширский, – водопроявления; Верейский – осыпи и обвалы аргиллитов; Бобриковский – осыпи и обвалы аргиллитов и каменных углей; Башкирский – поглощение промывочной жидкости Серпуховский – водопроявление, поглощение промывочной жидкости. Кроме того, на протяжении всего интервала присутствует углекислая агрессия. С применением раствора «Гель-Дрилл» скважина успешно пробурена, без

существенных осложнений, за исключением водопроявления в Каширском горизонте, что связано с недостаточной проектной плотностью бурового раствора.

Сравнительный анализ технико-экономических показателей пробуренного интервала на скважине № 4503г с аналогичным интервалом ранее пробуренной соседней скважины №4504г на данной площади, показал высокую эффективность системы «Гель-Дрилл». В частности, на скважине №4504г вскрытие Верейского горизонта осуществляли на полимер-глинистом растворе, что в дальнейшем приводило к дестабилизации ствола скважины и требовало установки укрепляющего цементного моста в данном интервале. При бурении на растворе «Гель-Дрилл» этих проблем удалось избежать и, соответственно, исключить установку цементного моста в данном интервале, что существенно сократило время на строительство скважины. Кроме того, на скважине №4504г проводку интервала осуществляли с применением нескольких типов промывочных жидкостей (минерализованная вода, полимер-глинистый, МУЛЬТИБУР), и для перевода скважины с одного типа промывочной жидкости на другой требовалось дополнительное время, что также увеличивало срок строительства скважины.

При бурении интервала 556-1431м скважины №4503г в состав КНБК входил кольматационный переводник ПК – 172 с гидромониторной насадкой 7,9 мм. Применение кольматационного переводника улучшило качество цементирования 168 мм обсадной колонны, а именно улучшило качество сцепления цемента с породой, по сравнению с аналогичным интервалом бурения без кольматирующего переводника на скважине №4504г Татышлинского месторождения.

При использовании раствора «Гель-Дрилл» были достигнуты следующие технико-экономические показатели:

- увеличена механическая скорость бурения на 13,6%;
- увеличена техническая скорость бурения на 8,65%;
- увеличена коммерческая скорость бурения на 6,5%;
- снижено время на проработку ствола скважины на 89,3%;
- за счет исключения установки цементного моста в интервале Верейского горизонта и перевода растворов с одного типа на другой снижено время на проведение дополнительных операций на 97,5%;
- снижены коэффициенты кавернозности в среднем на 6,2%;
- снижена себестоимость 1 м³ раствора на 12%.

Данные выводы о свойствах бурового раствора «Гель-Дрилл» и эффективности применения кольматационного переводника предварительны и требуется проведение дальнейших промысловых испытаний разработанной технологии. Однако несомненным фактом является то, что применение раствора «Гель-Дрилл» ООО НПП «Буринтех» на скважине № 4503г Татышлинского месторождения позволило качественно осуществить проводку ствола скважины под эксплуатационную колонну и увеличить коммерческую скорость строительства.

THE DEVELOPMENT OF THE ADVANCED RUSSIAN ELECTRO HYDRAULIC ROTARY SIDEWALL CORING TOOL

Foreign companies make geophysical equipment which can be combined in a complex for an exploration of gas and oil wells. Using of some geophysical tools as a complex will let keep energy, time and money costs down. But there are not such electrohydraulic geophysical equipment in Russia. Thus a development of such tools is very promising.

Electrohydraulic geophysical tools can be combined in a complex for an exploration of gas and oil wells. Application of this complex can save much time and money. At the moment there are foreign geophysical devices that can be used in a complex. But there are no such modern Russian geophysical devices. Thus a development of such tools is very promising.

The electrohydraulic rotary coring tool's hydraulic system has been developed. This device can work independently or in a complex with other tools such as an electrohydraulic caliper, a formation tester, a downhole tractor and so on. Some of them already are developing by another USATU's specialists.

The main part of the work was a development of a hydraulic system. At the moment, the following stages of the work are completed:

- Development of the hydraulic circuit diagram;
- Computation of hydraulic system;
- Selection of hydraulic equipment;
- Development of the hydraulic motor for rotating;
- Development of the mathematical model of rotating of bit.

The next stage is a mathematic simulation of an equalizing valve. This task is important for correct equipment's working.

Besides, there is a need to patent the developed hydraulic motor and engineer a few hydraulic system's elements which are unavailable. They are: a directional valve and a micron filter.

The parameters of the electrohydraulic rotary sidewall coring tool are:

- Maximum depth: 5000 m;
- Maximum pressure: 170 MPa;
- Maximum temperature: 170 °C;
- Working pressure of the hydraulic system: 20 MPa;
- Required power, no more: 800 W.

Bibliography

1. Rotary Sidewall Coring – Size Matters, “Oilfield Review 25, no.4 (Winter 2013/2014).

Галимов И.М., Платицын И.Е., Кузин В.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

УМЕНЬШЕНИЕ УСАДОЧНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ЗА СЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ КОНТРАКЦИИ

При твердении цементного камня в межколонном пространстве всегда возможны его усадочные деформации причиной, которых является контракция – уменьшение суммарного объема системы в происходящих физико-химических процессах. При гидратации портландцементов и других минеральных вяжущих веществ сумма истинных объемов конечных продуктов химических процессов меньше суммы объемов исходных продуктов.

Контракция вызывает уменьшение внешнего объема цементной суспензии только в начальный период, когда в ней еще не образовалась достаточно прочная структура. В результате контракции происходит частичное обезвоживание пор в цементном камне, если окружающая среда не содержит жидкости. Процесс протекает даже при использовании расширяющих добавок. При отсутствии свободного доступа воды величина контракции может достигать 3-5% по объему, приводить к усадке и создавать каналы перетока жидкости на границе цементного камня с горной породой и обсадной колонной. Контракция является неизбежным эффектом в процессе твердения любых цементов.

Целью работы является нейтрализация последствий контракции уменьшить за счет включения в состав цементного раствора компонентов (добавок), выделяющих газ, который компенсирует уменьшение объема при твердении цементного камня. Одной из распространенных газовыделяющих добавок является алюминиевая пудра. Недостатком последней является высокая интенсивность взаимодействия алюминия с гидроксидом кальция, присутствующего в цементе, в цементном растворе, и реакция происходит раньше образования вакуума в цементном камне. Нами исследовано влияние некоторых добавок, регулирующих скорость взаимодействия алюминиевой пудры компонентами цемента.

Для увеличения инкубационного периода начала и времени реакции газовыделения времени нами было исследованы замедляющие добавки.

В качестве добавок изучались лигносульфанаты. Реакция значительно замедлилась при концентрации лигносульфоната выше 5%, но при этом увеличилась вязкость и уменьшилось структурообразование раствора.

Нами предложено в качестве добавки к алюминиевой пудре поверхностно-активное вещество (ПАВ), имеющее катионно-активную природу и образующее относительно стойкую оболочку на поверхности алюминиевой пудры и требующего определенного времени для ее разрушения. Проведенными экспериментами доказано эффективное

замедляющее действие данной добавки в этой области, а так же определена оптимальная концентрация добавки.

Кроме этого, были исследованы другие реагенты в качестве добавок, имеющие иную природу. В частности нами изучены добавки, окисляющие выделяющийся водород при взаимодействии алюминиевой пудры с цементным раствором. Лучший результат показало хлорное железо, позволяющее в несколько раз увеличить инкубационный период начала реакции. При комплексном использовании хлорного железа и специально подобранного ПАВ удалось замедлить начало и время газовыделения из добавки алюминиевой пудры до нескольких часов.

Таким образом, открывается возможность повышения качества крепления скважин в межколонном пространстве. Кроме того, уменьшение контракции в цементном растворе может повысить эффективность использования вязкоупругих разделительных пакеров в межколонном пространстве, препятствуя перетокам. Контракция может привести к обезвоживанию и потери свойств пакера. Применение эффекта «компенсация контракции» позволит сохранить свойства вязкоупругого пакера.

УДК 681.12:622.276.054

Гатауллин А.М., Ризванов Ш.З., Коток А.А.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПЕРИОД ОЗЦ РЕАГЕНТОМ ГАЗОБЛОКАТОРОМ ПАК

Поступление газа в скважину на любом этапе ее строительства представляет аварийную ситуацию, но наиболее опасными является поступление флюида в затрубное пространство после цементирования, которое может привести к значительным проблемам. В некоторых газопроявления могут перейти в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, наносящие огромный экономический ущерб.

Для экспериментального изучения механизма возникновения газопроявлений была изготовлена экспериментальная установка.

Экспериментальная установка позволяет:

- определить падение гидростатического давления столба цементного раствора в процессе твердения в затрубном пространстве скважины;
- смоделировать газопроявления, создавая на забое перепад давления.

На первом этапе было определено изменение гидростатического давления на пласт и консистенции цементного раствора ПЦТ-I-50 В/Ц=0,5

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что вовремя ОЗЦ гидростатическое давление цементного раствора в скважине падает, что

может явиться причиной газопроявления, когда давление в пласте близко или равно гидростатическому давлению, причём начало резкого падения давления совпадает с резким ростом консистенции цементного раствора.

На втором этапе было определено изменение гидростатического давления на пласт и консистенции цементного раствора ПЦТ-I-50 В/Ц=0,5 с различными газоблокирующими добавками, такие как ВПК-402, ПАК (ПАК, представляет собой сухой вариант ВПК-402). К тому же на данном этапе исследовалось влияние способа приготовления цементного раствора с газоблокирующей добавкой ПАК: с низкой частотой вращения мешалки ($n=40-60$ об/мин), что соответствует ручному приготовлению и с высокой частотой вращения ($n=400-500$ об/мин), что соответствует механическим способами приготовления цементного раствора.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что цементные растворы с газоблокирующей добавкой ВПК-402 теряют давление менее интенсивно чем с ПАК, но в целом оба раствора поддерживают давление значительно лучше, чем бездобавочный цементный раствор. Эти же результаты отражаются в крайне медленном росте консистенции цементного раствора с газоблокирующей добавкой. Это связано с тем, что основным компонентом ВПК-402 и ПАК является полиэлектролит, не имеющий одноименного иона с вяжущим веществом, который диспергирует цементный раствор и повышает растворимость вяжущего и новообразований, увеличивая степень пересыщения раствора. Помимо этого, добавка ПАК (полиакриловая кислота) проявляет свойства вяжущего.

Таким образом данные добавки диспергируют цементный раствор – предотвращают резкий рост консистенции, следовательно, и резкое падение давления, но при этом повышают степень пересыщения раствора, тем самым, уменьшая размер элементарной ячейки и, возможно, увеличивая сопротивляемость цементного раствора к газотворжению.

Способ приготовления выразился в степени дисперсности цементного раствора. Механическое перемешивание увеличило степень дисперсности цементного раствора, однако, добавка полиэлектролита, в силу ограниченного своего количества, не могла поддерживать в стабильном состоянии столь пересыщенную систему (большой избыток поверхностной энергии), это выразилось в более интенсивном падении давления.

На третьем этапе выше перечисленные растворы были подвергнуты испытанию на газопрорыв при пластовом давлении 90% от начального гидростатического:

1. Цементный раствор ПЦТ-I-50 В/Ц=0,5. Спустя полчаса на устье скважины было обнаружено проявление газа в виде пузырей, которые с одинаковой периодичностью поднимались по центру скважины на поверхность.

2. Цементные растворы ПЦТ-I-50 В/Ц=0,5+0,05%ПАК (ручное приготовление и механическое приготовление) появление газа на устье не произошло. Цементный раствор обладал плотной структурой, не пропускающей газ.

Более того, цементный камень с добавками получился плотным и прочным.

Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Экспериментально исследовано воздействие газоблокирующих добавок на кинетику структурообразования и падение гидростатического давления, инициирующее возникновение газопрорыва.

2. Использование добавки ПАК позволит предотвращать миграцию газа и получить хорошее качество цементного камня.

УДК 532.546:536.421

Гималтдинов И.К.¹, Кильдибаева С.Р.²

¹ *Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета,
г. Стерлитамак, Россия*

² *Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

К ТЕОРИИ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В КУПОЛЕ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕМСЯ ПРИ ГЛУБОКОВОДНЫХ РАЗЛИВАХ

Развитие добычи углеводородов в шельфе Мирового океана ведет к потенциальной опасности разлива нефти и газа. При этом в случае разлива возникает сложность сбора нефтепродуктов и проблема дальнейшей разработки глубоководного месторождения. Одним из способов для устранения разлива является установка купола непосредственно над местом разлива. При моделировании работы таких устройств немаловажную роль играет стратегия управления гидратами. В работах [1-3] приведены модели, исключающие накопление гидрата внутри купола. В этой работе рассмотрим случай, когда гидрат внутри купола накапливается.

Пусть на дне водоема существует источник истечения нефти и газа с известными объемными расходами и теплофизическими характеристиками. Капли нефти и пузырьки газа объединяются в затопленную струю [4]. Считаем, что течение углеводородов происходит в условиях стабильного существования гидрата (давление 150 атм, температура 4 °С, глубина более 1500 м), вследствие чего выше высоты h_2^* на поверхности пузырьков начинает образовываться гидратная оболочка. С вспомогательного судна для устранения утечки опускается и фиксируется на дне водоема устройство – купол-сепаратор (рисунок). В начальный момент времени крышка купола открыта, и поступающая струя углеводородов свободно покидает пределы купола (рисунок а). Начиная с момента времени t_1 крышка купола открывается, и внутрь купола начинают поступать углеводороды. Расслоение углеводородов, поступающих из струи в купол, будет происходить согласно их плотностям.

Положим, что гидратообразование лимитируется диффузией газа через гидратную оболочку. В этом случае процесс гидратообразования протекает очень медленно и пузырек газа не успевает полностью превратиться в гидратную частицу. Вследствие этого для случая, когда гидратообразование лимитируется диффузионным переносом газа через гидратную оболочку, плотность гидратных пузырьков меньше плотности нефти, а плотность нефти меньше плотности воды, т.е. $\rho_h < \rho_o < \rho_w$ и слой гидратных пузырьков будет накапливаться выше слоя нефти. Пока условия окружающей воды будут соответствовать условиям стабильного существования гидрата, внутри купола будут накапливаться капли нефти и пузырьки гидрата. При нарушении условий в купол вместо гидратных пузырьков будут поступать пузырьки газа.

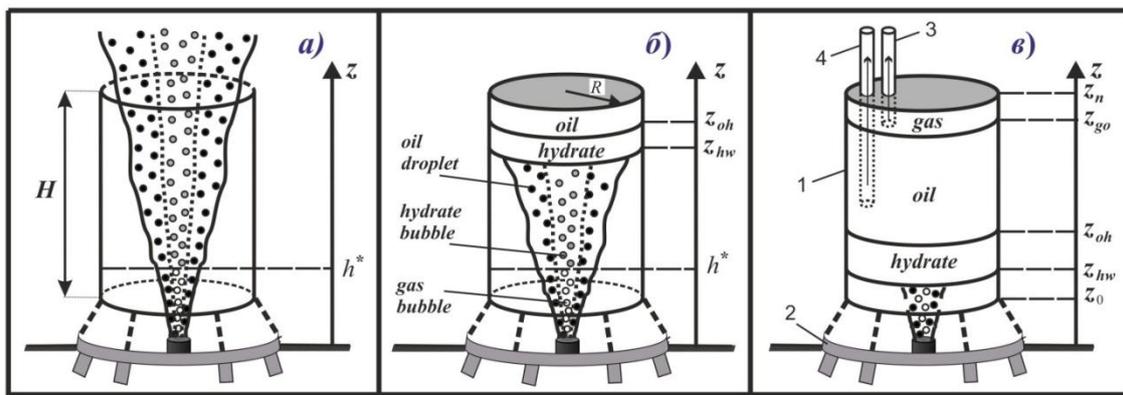


Схема купола и процесс накопления компонентов внутри купола для случая гидратообразования, лимитируемого диффузией

Законы сохранения масс для газа и нефти внутри купола, запишутся в следующем виде:

$$\frac{dM_g}{dt} = m_g^+ - m_g^-, \quad \frac{dM_o}{dt} = m_o^+ - m_o^-, \quad m_g^+ = \rho_g Q_g^e, \quad m_o^+ = \rho_o Q_o^e,$$

$$m_g^- = \begin{cases} 0, & t < t^* \\ \rho_g Q_g^e, & t \geq t^* \end{cases}, \quad m_o^- = \begin{cases} 0, & t < t^* \\ \rho_o Q_o^e, & t \geq t^* \end{cases},$$

здесь M_i , Q_i – масса и объемный расход i -го компонента в куполе; m_i^+ – массовый расход i -го компонента, поступающего в купол; m_i^- – массовый расход i -го компонента, откачиваемого из купола. Нижние индексы $i=(g, o)$ относятся соответственно к газу и нефти, верхние индексы $+$ и $-$ относятся к «поступающему» и «откачиваемому» газу и нефти.

Закон сохранения массы для гидрата:

$$\frac{dM_h}{dt} = m_h^+, \quad m_h^+ = \rho_{com} Q_g,$$

здесь M_h – масса гидратных пузырьков; m_h^+ – массовый расход гидратных пузырьков поступающих в купол.

Пренебрегая потерями тепла через стенки купола, законы сохранения энергии для слоев нефти и газа запишутся в следующем виде:

$$\frac{dU_o}{dt} = -S_d q_{ho} - S_d q_{ow} + c_o m_o^+ T_o^+ - c_o m_o^- T_o^-, \quad U_o = c_o M_o T_o,$$
$$\frac{dU_g}{dt} = -S_d q_{gh} + c_g m_g^+ T_g^+ - c_g m_g^- T_g^-, \quad U_g = c_g M_g T_g,$$

здесь q_{gh} и q_{ho} – тепловые потоки между слоями газ-гидрат и гидрат-нефть, q_{ow} – тепловой поток между слоями нефти и воды, T_o^+ и T_g^+ – температуры нефти и газа, поступающих в слой из струи.

В работе рассмотрены этапы накопления нефти, газа и гидратных частиц в куполе. Определены зависимости температуры, толщин слоев углеводородов от времени.

Работа выполнена при поддержке гранта 14-01-97032 р_поволжье_a.

Библиографический список

1. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. К теории начального этапа накопления нефти в куполе-сепараторе // Теплофизика и аэромеханика. – 2015. – Т. 22. № 3. – С. 401-406.

2. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. Математическая модель купола, предназначенного для устранения утечек углеводородов // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 12-4. – С. 104-111.

3. Кильдибаева С.Р. Моделирование купола-сепаратора при разливе нефти в шельфе // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 10-5. – С. 1045-1050.

4. Кильдибаева С.Р., Гималтдинов И. К. Динамика многофазной затопленной струи с учетом образования гидратов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 1, №3(3). – С. 92-101.

УДК 532.546:536.421

Гималтдинов И.К.¹, Кильдибаева С.Р.²

¹ Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета,
г. Стерлитамак, Россия

² Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕЧЕНИЯ МНОГОФАЗНОЙ СТРУИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ГЛУБОКОВОДНЫХ РАЗЛИВАХ НЕФТИ

Течение затопленных струй может быть вызвано повреждением нефтедобывающего оборудования на дне водоема, как в случае разлива нефти в Мексиканском заливе, который произошел в апреле 2010 года. Для

предотвращения такого рода утечек особенно важно знать траекторию распространения струи, а также такие характеристики, как: скорость, температура и плотность струи. Зная данные параметры, характеризующие струю, легко исследовать поведение струи и её взаимодействие с окружающей средой. Ликвидация утечек нефти, процесс сложный и трудоемкий. Исследование распространения затопленных струй позволит предсказать поведение струи и сократить время, необходимое для ликвидации утечки. Один из способов устранения последствий разлива – установка купола-сепаратора непосредственно над местом утечки нефти и газа [1,2].

Для моделирования затопленной струи рассмотрим источник нефти и газа на дне водоема. При моделировании используем метод контрольного объема [3,4]. Положим, что струя состоит из последовательных элементов – цилиндров, характеризующихся высотой h , радиусом b и пространственными координатами (x,y,z) , соответствующим центру осевого сечения цилиндра (рисунок).

Запишем закон сохранения масс:

$$\frac{dM_w}{dt} = \rho_w Q_w - J_w, \quad \frac{dM_g}{dt} = -J_g, \quad \frac{dM_o}{dt} = 0, \quad \frac{dM_h}{dt} = J_h, \quad (1)$$

где M_i , ρ_i ($i=w,g,o,h$) – массы и плотности компонент в КО; Q_w – поток, вовлеченной в струю воды; J_w , J_g – соответственно интенсивности расхода воды и газа при образовании гидрата; J_h – интенсивность образования газогидрата. Здесь и далее нижние индексы w , g , o , h относятся к параметрам воды, газа, нефти и гидрата соответственно.

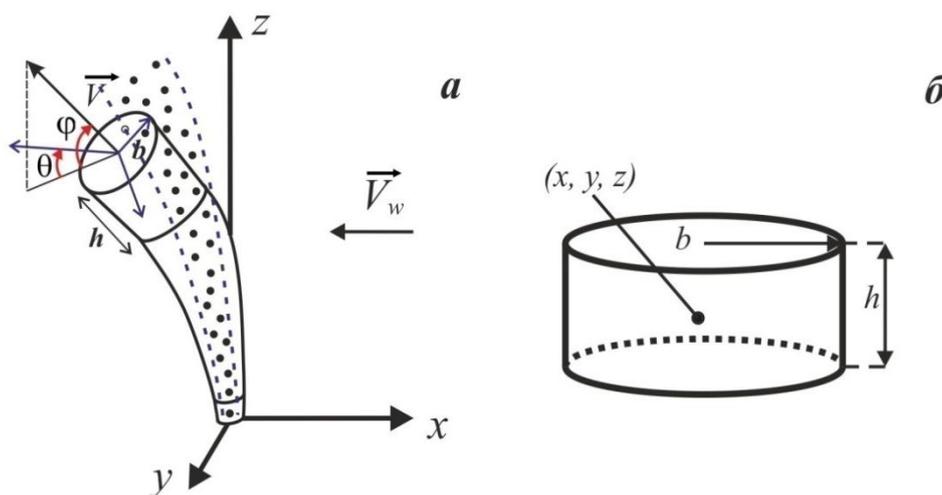


Схема затопленной струи:

Угол φ – угол между вектором скорости \vec{v} контрольного объема и плоскостью xOy , угол θ – угол между проекцией вектора скорости \vec{v} на плоскость xOy и осью Ox

Интенсивности расходов связаны следующими соотношениями:

$$J_g = G \cdot J_h, J_w = 1 - G J_h, J_h = N4\pi a_{gh}^2 j_h, \quad (2)$$

где G – гидратное число, N – количество пузырьков в контрольном объеме, a_{gh} – радиус композитных пузырьков, состоящих из газового ядра и гидратной оболочки, j_h – интенсивность образования гидрата, отнесенная к площади поверхности пузырька.

Просуммировав уравнения (1) с учетом (2) получим:

$$\frac{dM}{dt} = \rho_w Q_w, M = 2\pi b h \rho, \rho = \sum_i \alpha_i \rho_i, \sum_i \alpha_i = 1, \quad (3)$$

здесь M – масса КО, α_i ($i=o, g, h, w$) – объемное содержание соответствующей компоненты в КО.

Координаты контрольного объема в пространстве определяются следующими выражениями:

$$\frac{dz}{dt} = w, \quad \frac{dx}{dt} = u, \quad \frac{dy}{dt} = v. \quad (4)$$

Уравнения сохранения импульсов для КО имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}(Mu) &= 0, \quad \frac{d}{dt}(Mv) = 0, \\ \frac{d}{dt} \left[M_w + M_o w + M_g + M_h \cdot w + w_b \right] &= \\ \rho_w - \rho_l \pi b^2 h \alpha_w + \alpha_o g + \rho_w - \rho_{com} \pi b^2 h \alpha_g + \alpha_h g, \end{aligned} \quad (5)$$

где u, v, w компоненты скорости КО $\vec{V} = u\vec{i} + v\vec{j} + w\vec{k}$ (рисунке 1 б), g – модуль ускорения силы тяжести, $\rho_l = \alpha_w \rho_w + \alpha_o \rho_o$ – плотность жидкой составляющей в КО, $\rho_{com} = a_g^3 \rho_g^0 + a_{gh}^3 - a_g^3 \rho_h^0 / a_{gh}^3$ – плотность композитного пузырька с гидратной оболочкой, M_i ($i=o, g, h, w$) – масса компонент КО.

Уравнение сохранения энергии КО имеет вид:

$$\frac{d}{dt} cMT = c_w T_w \rho_w Q_w + J_h L - J_w c_w T_{hs}, \quad (6)$$

где c, c_w, T, T_w – теплоемкость и температура КО и воды, L – теплота фазовых переходов.

Объемный расход вовлеченной окружающей жидкости в КО определится на основании выражения, приведенного в [5]:

$$Q_w = 2\pi b h \alpha |\vec{V}|, \quad \alpha = \sqrt{2} \left(0.057 + \frac{0.554 \sin \varphi}{E^2 Fr^2} \right), \quad (7)$$

где α – коэффициент вовлечения, Fr – число Фруда, $E=2$ – эмпирический параметр.

$$Fr = |\vec{V}| \left(g \frac{\Delta \rho}{\rho_a} b \right)^{-1/2}.$$

Уравнения (1)-(7) решаем численно. В работе определены характеристики струи: радиус, траектория, скорость, температура струи. Определена высота, на которой начинается процесс образования гидратной оболочки на поверхности пузырьков газа. Рассмотрены два режима образования гидрата, проведен сравнительный анализ влияния каждого из режимов на характеристики струи.

Работа выполнена при поддержке гранта 14-01-97032 р_поволжье_a.

Библиографический список

1. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. К теории начального этапа накопления нефти в куполе-сепараторе // Теплофизика и аэромеханика. 2015. – Т. 22. № 3. – С. 401-406.

2. Кильдибаева С.Р. Моделирование купола-сепаратора при разливе нефти в шельфе // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 10-5. – С. 1045-1050.

3. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р., Ахмадеева Р.З. Расчет теплофизических и кинетических параметров затопленной струи // Фундаментальные исследования. – 2013. № 11. – С. 1323.

4. Кильдибаева С.Р., Гималтдинов И. К. Динамика многофазной затопленной струи с учетом образования гидратов. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 1, №3(3). – С. 92-101.

5. Poojitha D. Yapa & Zheng Li Simulation of oil spills from underwater accidents I: Model development // Journal of Hydraulic Research. 1997. – №35:5. – p. 673-688.

УДК 622.244.442

Кязимов Э.А., Алиев Н.М., Сулейманов А.Б., Сулейманова Н.Э.
*НИПИ «Нефтегаз» SOCAR, г. Баку, Азербайджанская Республика
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика*

О МЕХАНИЗМЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

В связи с тем, что процесс разрушения горных пород при бурении скважин происходит в буровом растворе, необходимо выявление влияния среды на механические свойства горных пород. Следует заметить, что общим недостатком методов исследования влияния фильтратов различных буровых растворов на набухание глинистых пород является то, что напряженно-деформированное состояние пород стенок скважины не учитывается. Поведение пород, слагающих стенки скважины, во многом определяется выбором типа бурового раствора.

Горные породы в разрезе нефтяных и газовых месторождений находятся в объёмном напряженно-деформированном положении. В вертикальном направлении они сжаты весом вышележащих пород, которые в свою очередь вызывают горизонтальные составляющие горного давления. Таким образом, порода в массиве находится во всестороннем напряжённом состоянии, величина которого растёт с увеличением глубины залегания пород. Эксперименты и наблюдения за процессами разрушения горных пород показывают, что сопротивляемость породы внедрению при их разрушении на забое скважины растёт не прямо пропорционально глубинам залегания породы, а растёт до определённой величины всестороннего давления. Дальнейшее увеличение давления не оказывают существенного влияния на поведение пород при их разрушении [1].

Однако наши исследования показывают, что рост сопротивляемости пород при их разрушении в забое скважины существенным образом зависит как от физико-механических свойств пород, так и от качества бурового раствора, присутствующей в процессе разрушения горных пород.

Процесс разрушения горных пород при бурении происходит в среде бурового раствора. Поэтому необходимо выявить влияние этой среды на механические свойства пород, а именно фильтрата бурового раствора, смачивающего породу. Следует отметить, что общим недостатком методов исследования влияния фильтратов различных буровых растворов на набухание глинистых пород является то, что почти ни в одном из них не учитывается напряженно-деформированное состояние пород стенок скважины. Поведение пород, слагающих стенки скважины, во многом определяется выбором типа бурового раствора.

Как известно, для горных пород характерны естественные дефекты и трещины; если их нет, то при механическом разрушении на забое скважины под действием разрушающего инструмента в породах создаётся область повышенной трещиноватости.

Как было установлено в процессе разрушения, фильтрат, проникая в трещиноватые зоны под действием капиллярного давления, стремится к расширению и совместно с процессами адсорбции создаёт дополнительное давление на стенки трещины, препятствуя смыканию развивающихся трещин при снятии нагрузок. Тем самым жидкость как бы облегчает и ускоряет процесс механического деформирования и разрушения горных пород [2,3].

Также было установлено, что эффект адсорбционного понижения твердости пород значительно возрастает при переходе к более медленным скоростям деформаций и приобретает особое значение при повторном периодическом разрушении горных пород.

При этом установили, что распространение отдельных адсорбирующихся молекул по поверхностям само по себе не зависит от условий смачивания поверхностей твёрдого тела, окружённого жидкостью, и противоположно этому, пропитывание полностью определяется жидкостью и характеризуется определённым краевым углом смачивания θ .

Величина капиллярного давления или, как принято называть, давление расклинивающей жидкости приближённо определяется по следующей формуле:

$$p_{\sigma} = \frac{2\sigma}{h} \cos \theta. \quad (1)$$

При полном смачивании величина p_{σ} не зависит от характеристики пород и определяется только поверхностным натяжением жидкости на границе с воздухом по формуле:

$$p_{\sigma} = \frac{2\sigma}{h}, \quad (2)$$

где σ – поверхностное натяжение жидкости на границе с воздухом; h – ширина щели или толщина адсорбционных пленок.

Зная величину расклинивающего давления, также можно определить глубину проникновения жидкости (R) по формуле:

$$R = \frac{p_{\sigma} \cos \theta}{2\eta} h\tau, \quad (3)$$

где η – вязкость жидкости, мПа·с; τ – время проникновения фильтрата в поры породы, с.

Таким образом, величина p_{σ} и глубина проникновения фильтрата в основном зависит в первую очередь от поверхностного натяжения z фильтрата бурового раствора.

Поверхностная энергия буровых растворов, применяемых в бурении, также имеет различные значения в зависимости от типа и количества химических реагентов, добавляемых в раствор.

Средняя величина расклинивающего давления, как показали исследования, для фильтров буровых растворов доходит до 200-250 МПа, с чем необходимо считаться.

Поэтому в процессе бурения давление расклинивающей жидкости старается как бы устранить величину всестороннего давления в области проникновения зуба долота, где действует фильтрат раствора. Таким образом, при бурении с жидкостным агентом сопротивляемость пород уменьшается.

На рис.1 приведены кривые «нагрузки – деформации» при давлениях 0,1, 10,0, 30,0 и 50,0 МПа для глины в среде бурового раствора. Как видно из графика, с увеличением величины давления кривые как бы совмещаются и, таким образом, после определённой величины давления рост сопротивляемости пород резко падает.

Понтическая глина обычно является непроницаемой, однако при давлениях больше 50 МПа фильтрат проникает в породу, устраняя часть величины внешнего давления и тем самым в дальнейшем не даёт существенного уплотнения породы. Этот факт представлен и на рис.2, где приведены кривые «нагрузки – деформация» пород продуктивной толщи, которая является более проницаемой, чем понтическая глина.

Как видно из диаграммы, при давлениях 50,0 МПа порода деформируется так же как и в атмосферных условиях.

Данное положение хорошо согласуется с экспериментальными данными, проведенными под руководством М.К. Сеид-Рзы, который установил, что

величина механической скорости при бурении высокопористого известняка не зависит от гидростатического давления и остаётся постоянной. При бурении глинистого сланца с увеличением величины гидростатического давления до 21 МПа механическая скорость уменьшается в 2,37 раза, а дальнейшее увеличение давления не приводит к существенному снижению скорости проходки [1].

Глинистый сланец при малых давлениях является непроницаемым, но постепенно с увеличением давления он частично пропускает фильтрат бурового раствора что приводит к уравниванию внешнего давления.

В результате при давлении 2,10 МПа скорость проходки почти не меняется.

Таким образом физико-химическое воздействие буровых растворов на глинистые породы с уменьшением их механической прочности происходит в результате процессов осмотического массообмена, изменения расклинивающего давления и набухания.

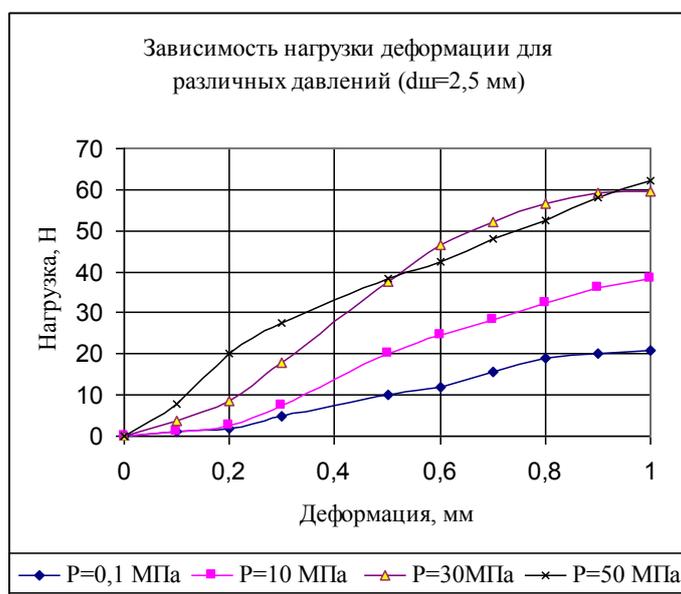


Рис.1

В глинистых породах могут проявляться процессы осмоса, также возникающие вследствие разности концентрации солей в поровой воде и буровом растворе. В отличие от диффузии, при осмосе, через перегородку проходят только молекулы растворителя, а растворённое в нём вещество задерживается. Растворитель при этом перетекает из менее минерализованной системы в более минерализованную до достижения состояния равновесия. В отличие от фильтрации, при которой свободная вода перемещается по слою связанной воды, движение воды при осмосе происходит по поверхности частиц и обусловлено наличием тонкого слоя жидкости и поверхностных сил между глинистыми частицами [4].

Предупреждать деструкцию глинистой породы способны буровые растворы с добавками, которые вследствие адсорбции на глинистых частицах препятствуют гидратации, блокируют диспергирование пород.

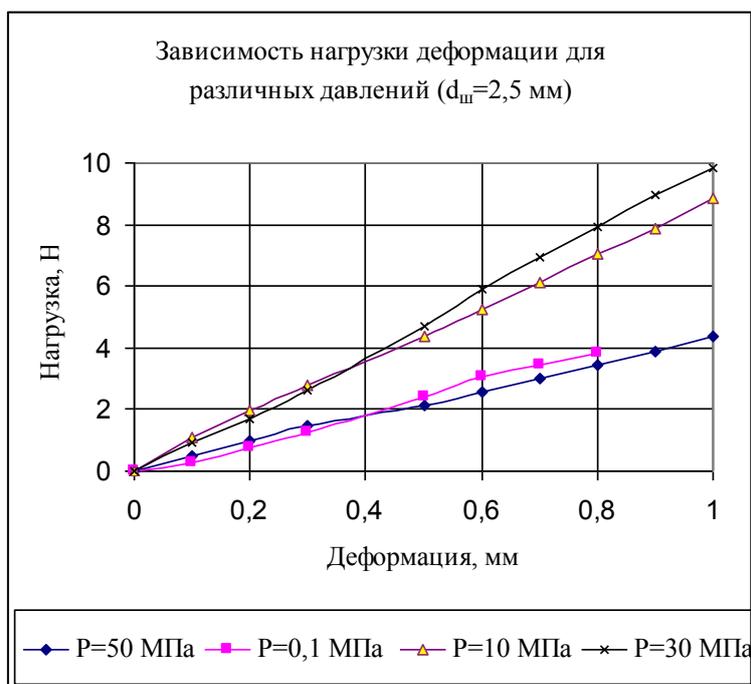


Рис.2

Значительному улучшению состояния стволов скважин в глинистых отложениях способствует применение калиевых, кальциевых, гликолевых и других высоко ингибированных буровых растворов.

Библиографический список

1. Сеид-Рза М.К., Фараджев Т.Г., Гасанов Р.А. Предупреждения осложненной в кинетике буровых процессов. – М.: Недра, 1991.
2. Гусейнов Т.И., Меджидов Г.Н., Кязимов Э.А. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов. – Баку, Елм, 2000.
3. Şirəli İ., N. Əliyev Qazıma işlərinin bəzi problemləri və onların həlli // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı. – 2009. – № 11. – S. 21-24.
4. Саушин А.З., Журавлев Г.И., Лямина Н.Ф. Механизм взаимодействия глинистых пород с фильтратом бурового раствора // Нефтегазовые технологии. – 2010. – № 6. – С. 3-4.

УДК 622.244.442

Кязимов Э.А., Ашурова А.М.

НИПИ "Нефтегаз" ГНКАР, г. Баку, Азербайджанская Республика

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ КОМПОЗИЦИЙ В БУРЕНИИ

Успешность проводки скважин в осложненных условиях во многом зависит от правильного выбора типа бурового раствора, регулирования его структурно-механических и коллоидно-химических свойств. Во избежание различных видов аварий и осложнений необходимо уделять особое внимание правильному подбору рецептуры используемого бурового раствора [1, 3].

Несмотря на применение различных химических реагентов и материалов в процессе проводки скважин на суше и на море Азербайджана на сегодняшний день особое внимание целесообразно уделять разработке и применению энергоресурсосберегающих технологий, а именно новых составов на основе вторичных ресурсов.

Известно, что применяемые в качестве буровых растворов при бурении нефтегазовых скважин, относятся к полидисперсным системам и включают в себя частицы различных размеров от коллоидных до грубых фракции частиц.

Нами предложены рецептуры композиций, которые включали в себя отходы производства, растворитель и наночастицы меди. В качестве отходов производства были использованы в первом варианте отработанные машинные масла, поступающие из морских плавучих установок, а во втором случае отходы производства растительных масел.

Отметим, что в процессе бурения скважин на морских плавучих установках, стационарных платформах и других морских глубоководных гидротехнических сооружениях на Каспии вырабатывается огромное количество отработанных машинных масел, являющиеся источником загрязнения, как рабочей площадки, так и флоры, фауны моря. Отходы производства растительных масел являются вторичным сырьем, которые богаты жирными кислотами и нежирными веществами со средней молекулярной массой 276.

В качестве растворителя использовали дизельное топливо или конденсат.

Выявлено, что эти ресурсы вполне могут выполнять функцию носителя металлических наночастиц, которые в свою очередь являются поверхностно-активными веществами и позволят регулировать свойств буровых растворов [2].

В процессе приготовления композиции в опытно-промышленной установке осуществлялись следующие этапы:

- 1) Нагрев исходного сырья (отхода) до температуры 45-50 °С;
- 2) Интенсивное перемешивание с растворителем в течении 30 минут;
- 3) Обогащение смеси наночастицами меди, размеры которых составляли 40-60 нм.

Проведен анализ предложенной наноструктурированной композиции на рентгенфотоэлектронном спектроскопе марки XPS/ESCA. Этот анализ позволил оценить отличие композиций до и после нановоздействия.

На рис. 2,а и 2,б показаны изменение коэффициента трения фильтрационной корки (μ), статического напряжения сдвига (θ_1) за 1 минуту и плотности (ρ) исследуемых буровых растворов, отобранных из бурящихся скважин месторождений "Нефть Дашлары", "Гюнешли" и "Банка Дарвина" до и после обработки с наноструктурированной композицией.

Были получены следующие уравнения регрессии:

$$\mu = -0,43 + 0,011 \cdot (\ln \rho)^2 - 6,67 \cdot e^{-\rho} + 1,95 \cdot e^{-\theta_1} \quad (1)$$

$$\mu = 6,64 + 0,27 (\ln \rho)^2 + 0,208 \rho^{0,5} + \frac{8,91}{\theta_1^2} \quad (2)$$

Плотности буровых растворов менялись в пределах 1200-1600 кг/м³ в зависимости от глубины. После добавления разработанной системы наблюдалось регулирование, как СНС₁, так и коэффициента трения фильтрационной корки.

К примеру, для скважины № 771 параметры бурового раствора до обработки составляли: плотность 1350 кг/м³, условная вязкость 60 сек., водоотдача 4,0 см³/30 мин, статическое напряжения сдвига за 1 и 10 мин соответственно 21/31 дПа, водородный показатель 9,0, коэффициент трения 0,1051, пластическая вязкость 14,5 мПа·с, эффективная вязкость 25 мПа·с, динамическое напряжение сдвига 145 дПа.

После введения композиции параметры бурового раствора были регулированы в следующем порядке: плотность 1345 кг/м³, условная вязкость 50 сек., водоотдача 3,8 см³/30 мин, статическое напряжения сдвига за 1 и 10 мин соответственно 15/30 дПа, водородный показатель 9,0, коэффициент трения 0,0599, пластическая вязкость 14 мПа·с, эффективная вязкость 24 мПа·с, динамическое напряжение сдвига 127 дПа.

Благополучно прошли испытания композиций на скважинах.

Налажено производство по выпуску композиций для серийного их использования в процессе обработки буровых растворов.

Таким образом, благодаря разработанным системам на сегодняшний день существенно сократились расходы импортных реагентов и смазывающих добавок, которые поступали на буровые предприятия республики.

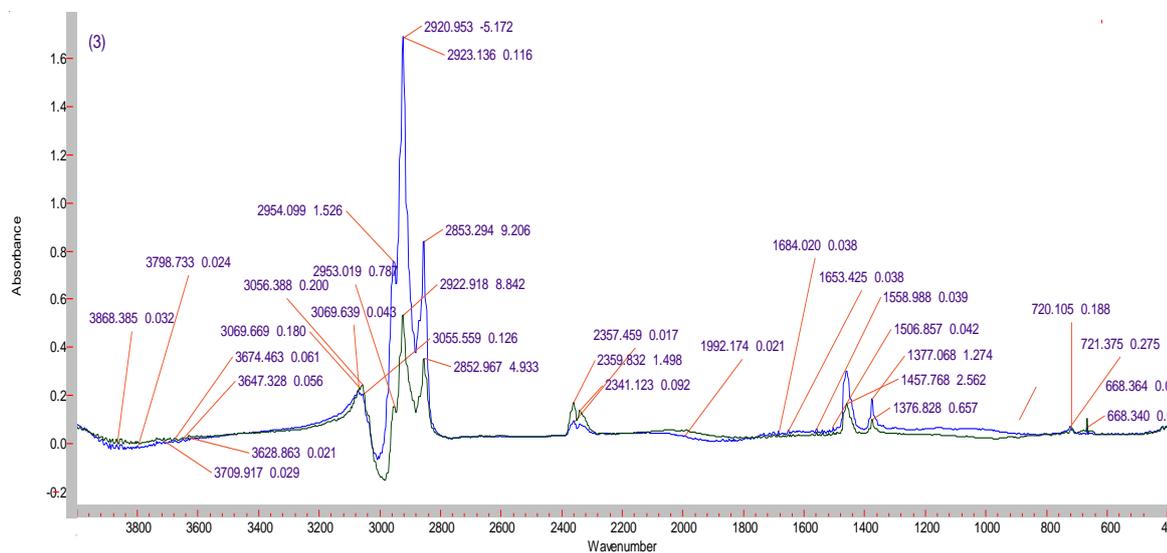
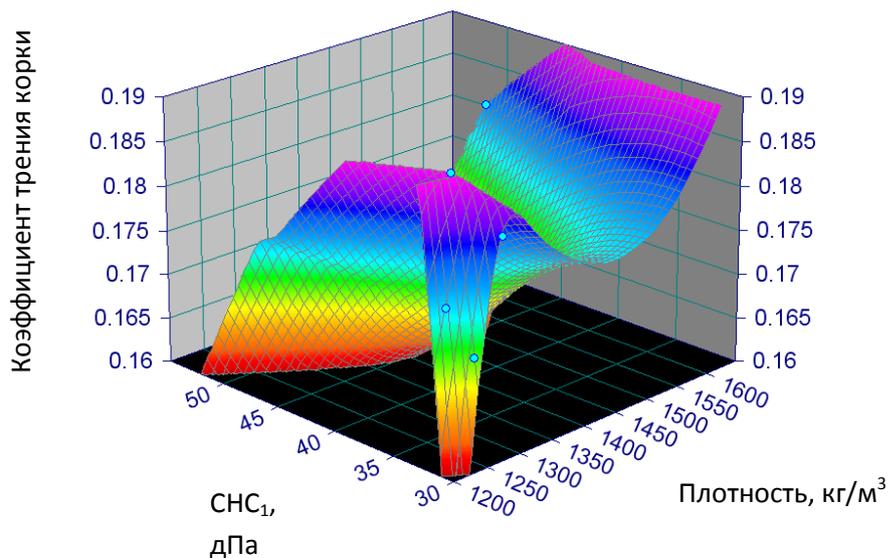
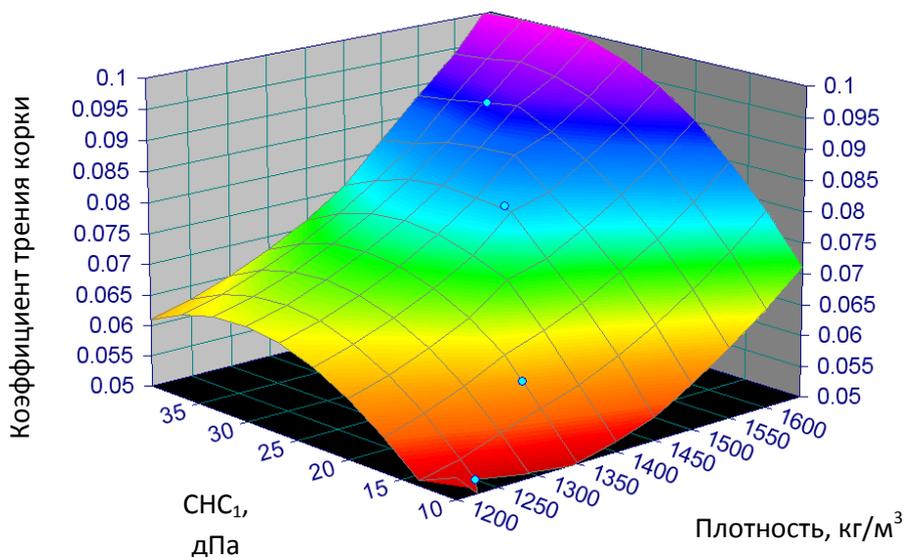


Рис. 1. Результаты ИК спектр-анализов отхода машинного масла без и с наночастицами: зеленая линия – отработанное масло; синяя линия – отработанное масло с наночастицами



а)



б)

Рис.2. Изменение показателей буровых растворов до (а) и после (б) обработки с нанкомпозицией

Библиографический список

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2003. – 352 с.
2. Yusifzadeh X.B., Shahbazov E.G., E.A.Kazimov Nanotechnologies in oil and gas well drilling. – Baku: SOCAR, 2014. – 176p.
3. <https://yandex.ru/search/?text=Drilling%20mud%20of%20the%20world&lr=10253&clid=2186617> Composition of water based drilling muds (wbm)...

Кузнецов М.А., Искандаров Н.Х.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

МОДЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ КРЕПИ СКВАЖИН

Одной из задач нефтегазовой отрасли является повышение теплозащитных свойств скважин. Данная задача характерна для районов распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Одним из способов повышения теплозащитных свойств крепи скважин является усовершенствование рецептур тампонажных смесей, на основе которых получают тампонажный камень с низкими теплофизическими параметрами.

Основным параметром, который оценивается во многих научных работах при исследовании теплозащитных свойств тампонажного камня, является коэффициент теплопроводности. Коэффициент теплопроводности характеризует способность тампонажного камня проводить теплоту. Однако более значимым является изменение температуры, а не тепла, поскольку определяющим фактором растепления является температура фазового перехода льда из твердого агрегатного состояния в жидкое.

Температуропроводность определяется по следующей формуле:

$$\chi = \frac{\lambda}{C \cdot \rho},$$

где χ - коэффициент температуропроводности (характеризует скорость распространения температуры), м²/с;

λ - коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);

C - удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);

ρ - плотность, кг/м³.

Таким образом знать значение только коэффициента теплопроводности не достаточно. На этом основании придумана установка для определения изменения температуры в модели скважины. Принципиальная схема установки приведена на рисунке.

Установка состоит: из корпуса (1), выполненного из материала низкой теплопроводности; стальных пластин (2); цементного камня (3) с отверстиями (4) для установки измерительного зонда (5) и электронного устройства (6), замеряющего температуру. В корпусе со стороны крайней металлической пластиной расположена емкость (7) заполненная водой, имеющая постоянную заданную температуру и моделирующая теплый пластовый флюид. В корпусе со стороны цементного камня имеется емкость заполненная льдом (8), моделирующим ММП.

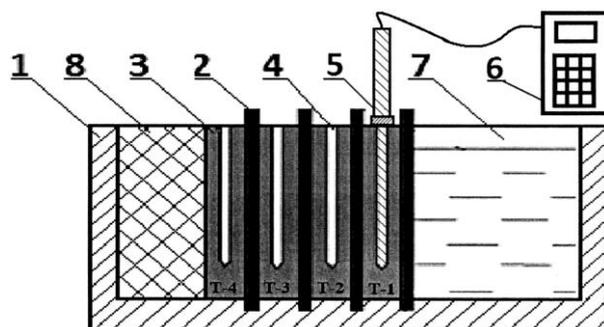


Схема модельной установки

Установка прошла апробацию с применением традиционной рецептуры тампонажного раствора (смесь портландцемента ПЦТ-I-G с водой при водоцементном соотношении 0,5). При этом лед не использовался, его область была заполнена теплоизоляционным материалом. Температура воды, воздуха и цементного камня в отверстиях t-1, t-2, t-3 и t-4 замерялась с периодичностью в час. Результаты представлены в табл.1.

Таблица 1

Результаты измерений экспериментальной установки

Номер замера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
t-воздух	23,9	24,1	24,4	25	24,3	24,1	24	24,1	24,3	24,3	24	24,1
t-1	22,2	23	24,1	26,3	28,2	29,4	30,3	30,8	31,1	31,8	32	32
t-2	22	24,3	26,7	29,3	31,2	32,4	33,1	33,6	34	34,3	34,5	34,5
t-3	21,7	28,6	32,1	35,6	36,3	37,3	38	38,4	38,7	38,9	38,8	39
t-4	21,5	42	44,6	46,8	47,6	47,5	48,2	48,1	48,7	48,5	48,5	47,5
t-вода	21,5	46	52,7	54,6	53,8	54,5	57	54,9	55	57	53,8	54,5

Для того чтобы убедиться в достоверности получаемых данных использовалась универсальная программная система конечно-элементного анализа ANSYS.

По схеме установки строилась геометрическая модель с соблюдением всех размеров лабораторной установки. Перед расчетом задавались теплофизические свойства материалов. Между водой и стальной пластиной учитывался конвективный теплообмен $0,6 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. По остальным поверхностям задавались граничные условия 2 рода (нулевой тепловой поток). Коэффициент теплопроводность цементного камня составлял $0,9572 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Температура воды и воздуха оставалась постоянной (принимались средние значения). Полученные при этом результаты приведены в табл.2.

Результаты измерений программного комплекса

Номер замера	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
t-воздух	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
t-1	23,7	24,3	24,8	27,1	27,4	26,3	27,4	27,8	28,3	28,7	29	29,1
t-2	21,3	27	29,1	31,2	32,5	33,7	34,4	34,9	35,5	35,7	35,8	36
t-3	21,3	32,1	34,7	35,2	37,6	38,4	39,6	40	40,7	41	41,5	42
t-4	21,4	43,1	45,2	46,4	46,8	47,2	47,3	47,6	47,9	48,1	48,3	49
t-вода	21,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5

Как видно из табл. 1 и 2, экспериментальные и расчетные результаты согласуются. Максимальная погрешность измерений не превышает 20 %, что говорит о достаточной точности метода. Таким образом, процесс изменения температуры вполне может моделироваться на установке.

УДК 661.185.004.14:622.276.6

Латыпов А.Г., Пономарев А.И.
*Уфимский государственный нефтяной
 технический университет, г. Уфа, Россия*

СОСТОЯНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ СОЗДАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ИСТОЩЕННЫХ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Рассматриваются вопросы применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) различных классов и строения при реализации методов увеличения нефтеотдачи пластов, в том числе при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) в истощенных газонефтяных месторождениях. Показано, что в нефтеводогазонасыщенных слоисто-неоднородных пластах-коллекторах, эффективность реализации технологий повышения нефтеотдачи определяется неравновесными процессами, связанными с формированием фронта вытеснения в присутствии ПАВ и молекулярно-поверхностными явлениями в объеме и на границе раздела фаз нефтяной дисперсной системы.

Особой результативностью отмечаются технологии применения ПАВ в сочетании с водогазовым воздействием (ВГВ). При этом использование в качестве пенообразующего агента ПАВ, имеющих смешанную растворимость в нефти и воде, качественно изменяет характер ВГВ и позволяет осуществлять регулирование фильтрационных пластовых потоков. Известно, что содержащиеся в нефтях природные ПАВ (парафины, смолы, асфальтены) наряду с нефтерастворимыми компонентами ПАВ, вносимыми в

нефть из композиции нефтеводорастворимых пенообразующих ПАВ, способствуют при контакте с газообразной фазой развитию неравновесного процесса пенообразования в нефти и формированию в ее объеме микропузырьков газа. Последние могут адсорбироваться на поверхности поровых каналов, образуя слой, называемый «газовым подшипником», который снижает гидравлическое сопротивление фильтрации нефти. В целом все эти факторы способствуют росту коэффициента нефтеотдачи на 10-15 пунктов в сравнении с технологией ВГВ без применения ПАВ.

УДК 622.245.1

Латыпов Д.Д., Нафиков Д.Л.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

РЕНТГЕНОФАЗОВЫЙ И ТЕРМОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ПРОДУКТОВ ИХ ТВЕРДЕНИЯ

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения. Одним из важных процессов в строительстве скважин является цементирование, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду. Повышение качества цемента и эффективности его работы - неотъемлемая часть процессов бурения, заканчивания и эксплуатации скважин.

Составы цемента при креплении скважин играют важную роль, но они, независимо от стандарта существенно отличаются. Качество тампонажных материалов во многом определяется химическим, минеральным и фазовым составом. Фазовый состав указывает на содержание в материале фаз, т.е. частей, однородных по химическому составу и физическим свойствам и отделенных друг от друга поверхностями раздела

Известно, что в состав портландцемента входят четыре основных минерала C_3S , C_4AF , $\beta-C_2S$ и C_3A в результате гидратации, которых образуются новые продукты твердения, образующие цементный камень.

Для оценки качественного и количественного состава цемента одним из эффективных и оперативных методов является рентгенофазовый анализ (РФА). При помощи данного метода нами проводились исследования различных цементах, применяемых при креплении скважин.

Рентгеновский дифрактометр D2 PHASER кроме съемки дифрактограмм позволяет проводить первичную их обработку в программе «Eva» (качественный фазовый анализ). Программой «Topas» проводится профильный анализ всей дифрактограммы.

На приборе дифрактометр D2 PHASER нами были исследованы характеристики мономинералов входящих в состав цемента и с

использованием количественных данных, т.е. эталонных материалов были определены количественные составы нескольких видов цемента.

В качестве примеров на рис. 1 приведены характеристики цементов ПЦТ-1-100 и ПЦТ-2-50.

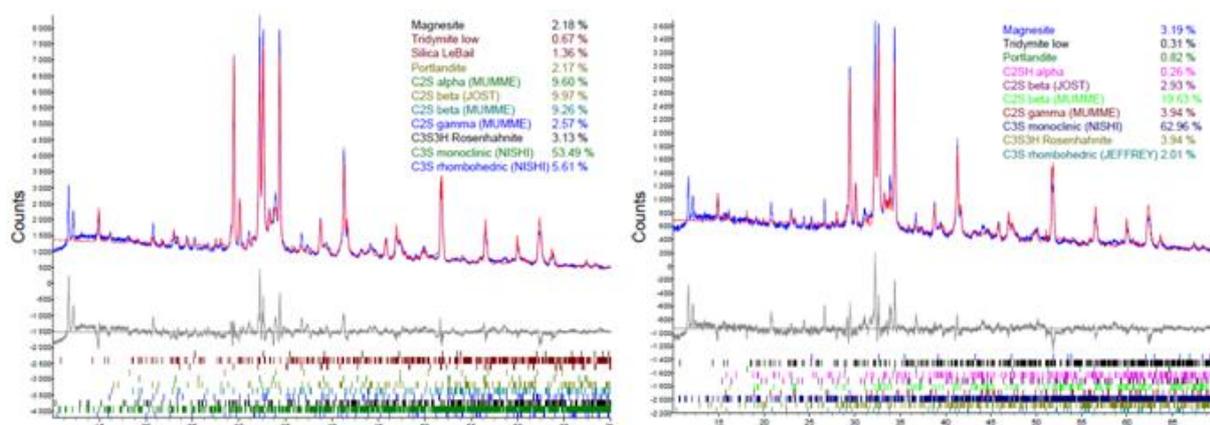


Рис.1. Рентгенограммы цементов ПЦТ-1-100, ПЦТ-2-50

Этот метод также эффективен для исследования состава продуктов твердения цементов. Нами исследованы составы цементов после высокотемпературного твердения, твердения при в стандартных и других условиях.

Для идентификации состава портландцемента были исследованы порошки мономинералов C_2S , C_3S , C_3A , C_4AF , один из которых в качестве примера приведен на рис.2. Полученные результаты использовались в качестве эталонных образцов, которые сравнивались с исследуемым цементом, представленным одной из компаний для крепления скважин в ближнем зарубежье.

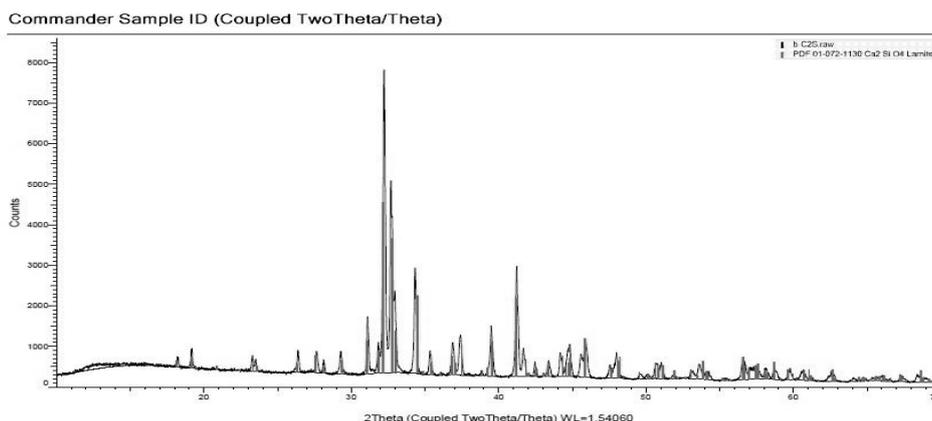


Рис. 2. Качественный анализ мономинерала $b-C_2S$

Для уточнения состава продуктов твердения также использовался синхронный термографический анализ. Термогравиметрический анализ – аналитический метод, в котором масса образца фиксируется как функция температуры или времени, когда образец подвергается температурной программе: нагревается с постоянной скоростью, либо охлаждается за определенное время или выдерживается при постоянной температуре.

Опыты проводились на приборе STA 449 F3 Jupiter с квадрупольным масс-спектрометром QMG 409CAeolos.

Дифференциально термический анализ может свидетельствовать о вероятности применения тех или иных химических реагентов в тампонажном растворе, и оказавших влияние на его твердение. Например о степени гидратации можно судить о величине потери массы (кривая ДТГ) в интервале температур 400-500 °С, которая характеризует потерю прочносвязанной воды из цементного геля. Повышение степени гидратации будет объясняться использованием ускорителей твердения.

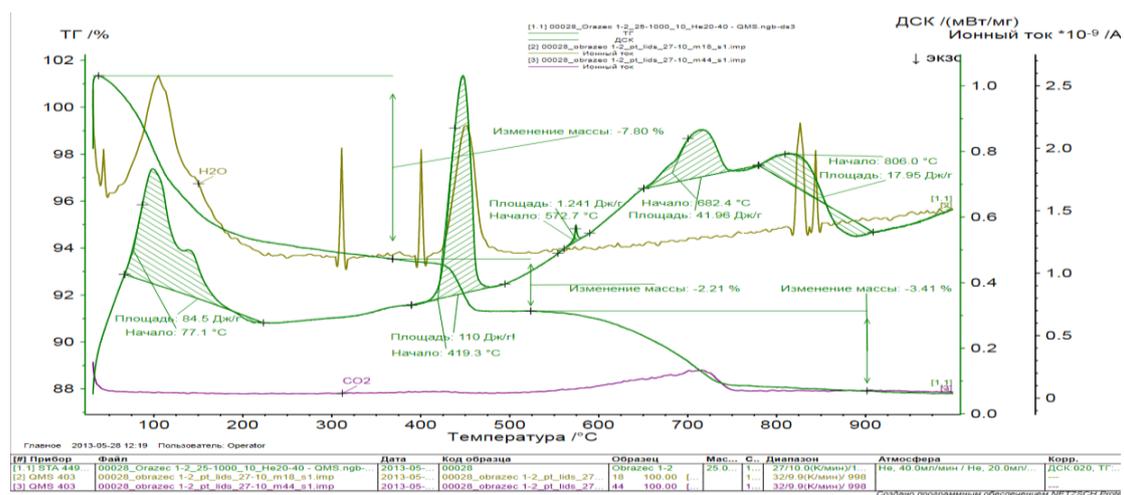


Рис. 3. ТГ, ДСК кривые и кривые интенсивности выделения H₂O и CO₂

Библиографический список

1. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным скважинам. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. - 373 с.
2. Кузнецова Т.В., Кудряшов И.В., Тимашев В.В. Физическая химия вяжущих материалов: Учебн. для вузов. –М.: Высш. шк., 1989. – 384 с.
3. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионноактивных средах. – С-Пб.: ООО «Недра», 2005. – 318 с.
4. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов / Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. – Тюмень, 2011. – 452 с.
5. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. – С-Пб.: ООО "Недра", 2007. – 464 с.
6. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах/ Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. – М.:Недра, 1987. – 190 с.
7. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. – СПб.: ООО "Недра", 2011. – 245 с.

8. Ломакина Н.Б., Гафурова Э.А., Бикмеева Н.Б. //Современные строительные материалы. Методы исследований: учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных работ для подготовки магистров. – Уфа: УГНТУ, 2014.

9. Исследование процессов структурообразования бетона в условиях зимнего бетонирования/ Агзамов Ф.А., Ломакина Л.Н., Гафурова Э.А., Бикмеева Н.Б. / Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. – 2013. – Т. 11, № 2. – С.28-36.

УДК 622.245.35

Мамедов А.С., Татлыев Х.С., Зейналов Н.Э.
*НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

МИКРОСФЕРООБРАЗУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ЗОНАХ УХОДА РАСТВОРА

В Азербайджанской Республике до настоящего времени из нефтяных месторождений на суше хотя извлечено более 1 млрд тонн нефти, однако это составляет всего 40 %общего запаса нефти. Остальные 60 % нефти остается в недрах.

Для извлечения этих нефтей из истощённых пластов, присущих многим месторождениям на поздней стадии разработки, более доступным и эффективным является бурение добывающих скважин. Однако, это нередко оказывается не рентабельным.

Так, гидрофильные породы, свойственные многим таким пластам, способствуют утечкам бурового раствора и дифференциальным прихватам бурильного инструмента. Затраты на устранение каждой из этих проблем чрезвычайно высоки. Не контролируемые поглощения бурового раствора часто неизбежны в связи с крупными трещинами, нередко присутствующими в таких пластах.

В научно-исследовательском институте «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия» разработан высокоингибирующий микросфер, образующий композиционный состав для предотвращения осложнений в зонах ухода раствора. Как известно, одним из основных показателей бурового раствора, предназначенных для бурения скважин в зонах ухода раствора, является его реологические показатели. Поддержать реологические показатели этих растворов лигносульфонатными реагентами (как более доступными в республике) практически невозможно. Связано это с тем, что при разжижении раствора лигносульфонатами реологические показатели раствора резко уменьшаются и создаются реальные условия для ухода раствора в трещиноватые породы.

С другой стороны, плотность раствора практически не меняется. Поэтому при разработке бурового раствора для использования при бурении в аномально низких пластовых зонах, исходили из того, чтобы в растворе в процессе бурения сформировалась микросфера. При этом резко уменьшается плотность раствора, повышается предельное ДНС (τ_0). При разжижении раствора водным раствором ФХЛС этого не происходит. Например, если исходная плотность раствора из буровой, равная $\rho = 1415 \text{ кг/м}^3$ при добавке по объёму 5 % из 5 %-й концентрации нового реагента снижается до 1264 кг/м^3 , то с ФХЛС – до 1380 кг/м^3 . При этом, если предельно ДНС у раствора, обработанного новым реагентом, $\tau_0 = 96 \text{ дПа}$, а у раствора, обработанного ФХЛС – $\tau_0 = 3 \text{ дПа}$.

Новый микросфер образующая композиционная система изготавливается на основе местного сырья. Стоимость приемлемая.

УДК 622.276.6

Надыров А.И.

*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ВЛИЯНИЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ СТВОЛАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КОНЕЧНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Сегодня в нефтегазовой промышленности широко применяются горизонтальные скважины. Они используются как на новых площадях, так и на разрабатываемых месторождениях с целью уплотнения и оптимизации системы разработки. Такие технологии несут в себе перспективу решения проблем разработки низкопроницаемых коллекторов. Несмотря на огромный интерес и повсеместное бурение горизонтальных скважин до сих пор существует ряд нерешённых вопросов.

В работе изучено влияние расстояния между стволами горизонтальных скважин на конечный КИН.

Исследование выработки запасов нефти из однородных по проницаемости пластов с применением горизонтальных скважин проделаем на математической модели трехфазной фильтрации. В качестве инструмента исследований используем пакет гидродинамического моделирования "Tempest-More" версии 6.7.1. Параметры модели соответствуют условиям пласта АС₁₁ Приобского нефтяного месторождения.

Рассмотрены 3 модели размерами $1000 \times 1000 \times 20$, $2000 \times 2000 \times 20$, $3000 \times 3000 \times 20$ метров. Система разработки представлена одной нагнетательной и двумя добывающими горизонтальными скважинами с длиной ствола равной 400 м. Горизонтальные стволы скважин параллельны друг другу и расположены по центру толщи пласта. В рассчитываемых

моделях введены некоторые ограничения на процесс добычи, такие как 100% компенсация отборов жидкости закачкой воды, остановка расчетов при достижении максимальной обводненности продукции 98% и т.д.

Зависимость текущего КИН от текущей обводненности добываемой продукции для разных расстояний между скважинами представлена на рис. 1.

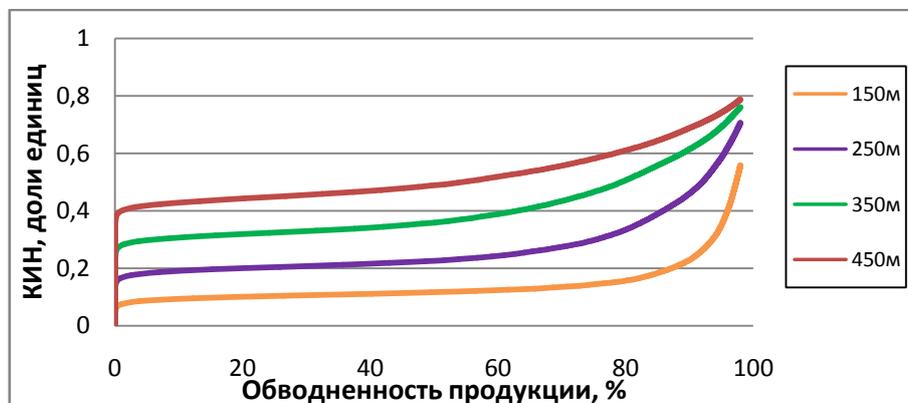


Рис. 1. График зависимости КИН от обводненности продукции для модели размерами 1000x1000x20

Рассматривая модель (рис.1) с размерами 1000x1000x20 можно заметить, что если исходить только из конечного КИН при расположении стволов горизонтальных скважин относительно друг друга на расстоянии 450 метров будут достигаться максимальные отборы. То есть при **б**ольших удельных запасах дренирования возможно достичь более высокого конечного КИН. Такую же тенденцию можно наблюдать и в других моделях.

Также были рассмотрены различные случаи вертикальной анизотропии коллектора для тех же моделей. Исследования показали, что анизотропия при таком расположении ГС незначительно влияет на конечные отборы нефти.

Рассмотрен также вопрос касательно темпов выработки запасов нефти. На рис.2 представлена диаграмма влияния расстояния между стволами ГС на конечный КИН и время разработки по модели размерами 1000x1000x20, из которой видно, что регулируя расстояние между стволами ГС возможно достаточно сильно сократить время выработки запасов месторождения. Например, при расстоянии между ГС 150 метров время выработки запасов нефти составляет 72 года, при расстоянии 450 метров время разработки залежи сокращается до 28 лет, т.е. уменьшается в 2,5 раза. На рисунке приведены также величины конечных КИН для разных значений расстояний между скважинами.

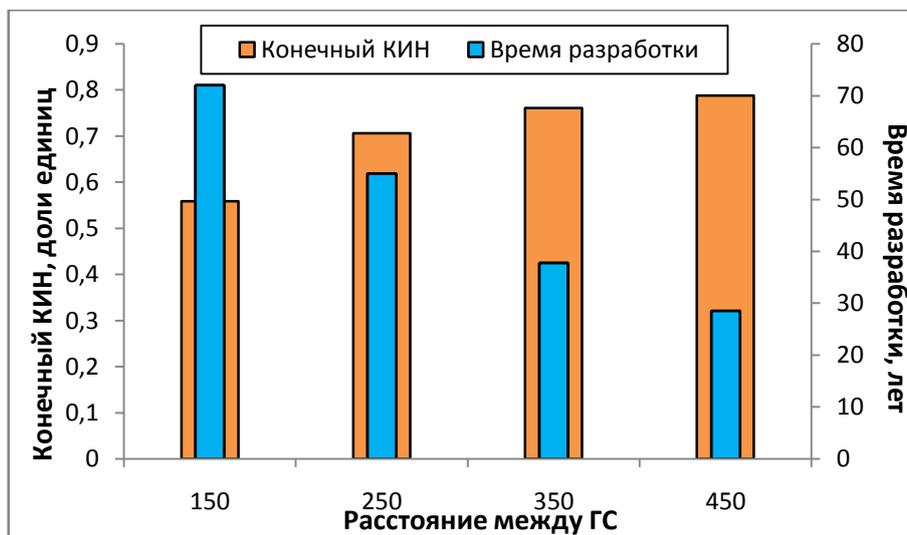


Рис. 2. Гистограмма зависимости КИН и времени разработки от расстояния между скважинами для модели размерами 1000x1000x20

Таким образом, в заключении можно сделать следующие выводы:

1. Представленные в работе исследования показывают, что на конечные коэффициенты извлечения нефти достаточно сильно влияет расстояние между стволами ГС, соответственно, чем больше дренируемых запасов будет приходиться на каждую скважину, тем больших отборов нефти сможем достичь.

2. Расположив скважины на оптимальном расстоянии друг от друга, можно добиться значительного сокращения сроков разработки месторождения.

УДК 622.276.6

Насибуллина А.А., Владимиров И.В.
*Уфимский государственный нефтяной
 технический университет, г. Уфа, Россия*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЛЕКУЛЯРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РЕАГЕНТА ПВВ

В мировой практике извлечения нефти ведутся разработки, направленные на увеличения нефтеотдачи пластов. Наиболее перспективным методом является метод полимерного заводнения [1-2].

Применение полимеров для повышения нефтеотдачи пластов основано на способности их водных растворов, даже при низкой концентрации полимера, значительно снижать соотношение вязкостей нефти и воды, анизотропию самого пласта и изменять реологические свойства и структуру фильтрационных потоков пластовых флюидов. Водорастворимые полимеры улучшают нефтеотдачу путем

увеличения эффективного охвата водной фазы. Это достигается путем снижения подвижности водной фазы или увеличения вязкости водной фазы. Адсорбция полимера на пористой породе является причиной снижения концентрации полимера в водной фазе и снижение вязкости.

Для условий нефтедобычи Республики Башкортостан целесообразность применения показал реагент ПВВ. Для разработки технологий на его основе необходимо провести исследования реологических и молекулярных свойств товарного полимера.

Для исследования предельной адсорбции полимера были использованы керны с Арланского месторождения. Керны были предварительно просеяны и разделены по фракциям. Для работы были выбраны керны с размерами частиц 125 мкм.

Кинетику адсорбции изучали по методике, описанной в работе [3]. Керн в количестве 10 г загружали в коническую колбу объемом 250 мл с раствором полимера известной концентрации. Кинетику адсорбции изучали при постоянном перемешивании при комнатной температуре. В определенный момент времени перемешивание останавливали и отбирали 5 мл раствора полимера, который затем центрифугировали и определяли его концентрацию оптическими методами. Концентрацию адсорбированного полимера вычисляли по формуле:

$$C_{адс} = C_0 - C_t,$$

где C_0 – исходная концентрация полимера в растворе, г/л;

C_t – равновесная концентрация полимера, оставшегося в растворе в момент времени t , г/л;

$C_{адс}$ – концентрация адсорбированного керном полимера, г/л.

Результаты расчета предельной адсорбции ПВВ приведены в таблице.

Предельная адсорбция реагента ПВВ керном Арланского месторождения

Номер образца	Концентрация товарной формы, %	Предельная адсорбция (3 сут), мг/г
1	100	0,25
2	50	0,42
3	40	0,53
4	30	0,47
5	20	0,34

Согласно результатам исследования, максимальную адсорбционную способность проявляет раствор ПВВ, полученный разбавлением товарной формы в 2-3 раза (0,42-0,53 мг/г).

Библиографический список

1. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Нефтегазовое дело. – 2008. – С.1-12.

2. Миловидов К.Н., Т.И. Колчанова. Мирская практика применения методов повышения нефтеотдачи // Нефтегазопромислое дело. – 2002. – №8. – С.46-48.

3. Sabhapondit A., Borthakur A., Haque I. Adsorption behavior of poly (N,N-dimethylacrilamide-co-Na 2-acrylamido-2-methylpropanesulfonate) on sand surface // J. of Applied Polymer Science. – 2004. – V.91. – P.2482-2490.

УДК 622.245.35

Николаев А.И., Шайбеков М.С., Мусин В.С.
*Уфимский государственнй нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКО-УПРУГИХ СИСТЕМ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Вязко-упругие системы нашли широкое применение в нефтяной и газовой промышленности благодаря их специфическим свойствам. В отличие от многих систем, применяемых в буровой промышленности, таких как промывочные жидкости, буферные жидкости и тампонажные растворы, вязко-упругие системы имеют нормальные напряжения, и их течение не подчиняется законам Ньютона, уравнению Шведова-Бингама или степенной модели Освальда. Благодаря нормальным напряжениям данные системы способны перемещаться по всему объему трубного или затрубного пространства, полностью заполняя его. При строительстве скважин вязко-упругие системы используют в качестве буферных жидкостей для повышения эффективности удаления шлама и загустевших пачек промывочной жидкости из каверн, обеспечивая тем самым лучшее замещение бурового раствора тампонажным. Традиционно вязко-упругие системы готовят на основе высокомолекулярных полимеров, сшитых солями поливалентных металлов. Для придания специфических свойств в них могут дополнительно вводиться различные наполнители и добавки. Наибольшее распространение нашли вязко-упругие системы на основе полиакриламида с использованием в качестве сшивателя сернокислого алюминия. В качестве наполнителя также может быть использован бентонит или натрий олеиновокислый.

В ходе лабораторных исследований, рассматривалась возможность применения вязко-упругих систем в качестве буферной жидкости, вязко-упругий разделитель (ВУР)

Основными свойствами вязко-упругих систем являются:

- 1) прочная и однородная структура;
- 2) минимальное водоотделение;
- 3) отсутствие высыхания;
- 4) способность герметично заполнять трубное пространство;

- 5) способность выдерживать вес столба цемента без его перетекания;
- 6) способность к восстановлению после деформации;
- 7) длительный срок службы и простота приготовления.

Для получения ВУС использовался следующий ряд компонентов:

- 1) полиакриламид – структурообразователь;
- 2) сернокислый алюминий - сшиватель;
- 3) техническая вода.

Для выбора структурообразователя был проведен ряд экспериментов с двумя типами полиакриламида одним из которых был FlodrilPam 1040. Именно этот полиакриламид образует наиболее подходящую гелевую структуру, которая обладает достаточной прочностью и текучестью.

В зависимости от требуемой вязкости ВУС для получения 100 грамм ВУС используется:

- 1) от 4 до 6 грамм полиакриламида (FlodrilPam 1040);
- 2) 1 грамм сернокислого алюминия ($Al_2(SO_4)_3$);
- 3) 93-95 грамм воды.

Применение ВУР в качестве буферных жидкостей при всех положительных свойствах имеет один существенный недостаток связанный с тем, что на поверхности металла обсадной колонны остается пленка ВУР, которая снижает сцепление цементного камня с обсадной колонной. Это означает, что ВУР должен являться составной частью комбинированной буферной жидкости, в которой ВУР обеспечивает вытеснение глинистого раствора, а следующая порция буферной жидкости должна удалять пленку ВУР. При этом исследованы несколько возможных компонентов для отмывающей буферной жидкости. В основу их выбора было положено наличие в составе буферной жидкости компонентов разлагающих и удаляющих пленку ВУР. Также были испытаны ПАВ, которые не дали большой эффективности удаления пленки. Для наилучшего разрушения пленки необходим был сильный окислитель в качестве, которого было предложено использование слабо концентрированного раствора гипохлорита натрия, известного под торговой маркой «белизна».

Разработанный ВУР может использоваться при цементировании скважин и является конкурентоспособным по сравнению с предыдущими аналогами, ввиду простоты своего приготовления, небольшого количества реагентов и низкой стоимости используемых реагентов.

Никулин В.Ю., Зейгман Ю.В.
Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия

ИССЛЕДОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Р.ТРЕБСА

Основным осложняющим фактором на начальном этапе разработки месторождения имени Р. Требса является отложения органических веществ в НКТ добывающих скважин с преобладающим содержанием парафина. Расчет температурных режимов добывающих скважин имеет большое практическое значение для прогнозирования осложнений, связанных с АСПО.

Известные и наиболее часто применимые методики расчета распределения температуры по стволу скважины зачастую основаны на предположении о линейном характере ее изменения от глубины. В то же время, реальные замеры температуры по стволу скважины показывают более сложные зависимости. На рис.1 представлены профили температуры в скважинах месторождения имени Р. Требса при разных дебитах по жидкости в сравнении с теоретическим прямолинейным распределением. С увеличением дебита погрешность при использовании линейных зависимостей возрастает, что может привести к ошибке определения глубины начала образования парафина.

В работе был проведен анализ следующих зависимостей: 1) методика Гиматудинова Ш.К. [1] (линейная), основанная на расчете температуры через температурный градиент газожидкостного потока; 2) методика Мищенко И.Т. [2] (линейная), основанная на обобщении данных температурных режимов добывающих скважин; 3) уравнение, полученное решением уравнения теплопроводности в стволе скважины при стационарном режиме работы (нелинейная) [2], и 4) методика Алвеса и др. (нелинейная) [3], основанная на приближенном аналитическом решении уравнений градиентов давления и энтальпии.

При проведении расчетов по данным зависимостям и сравнении результатов с термограммами скважин без нарушений в обсадной колонне и цементном камне, было выявлено, что отклонения расчетных температур по методикам 1 и 2 достигают 10-12°C, а по методике 4 – еще больше. В связи с этим для повышения точности необходимо изучение и адаптация методик для условий месторождения. Наиболее привлекательна методика Алвеса и др., поскольку она не зависит от времени, нелинейный характер формулы приближает расчетный профиль температуры к фактическому распределению, а параметры для расчетов не требуют дополнительных сложных расчетов (как коэффициент теплопередачи в методике 3).

$$T_h = (T_{nl} - \omega h \cos \alpha) + \omega \cos \alpha A \left(1 - e^{-\frac{h}{A}}\right) \quad (1)$$

$$A = 69,8 \cdot 10^{-8} \cdot q_m^{0,5253} \cdot d^{-0,2904} \cdot \gamma_{API}^{0,2608} \cdot \gamma_g^{4,4146} \cdot \rho_{ж}^{2,9303} \quad (2)$$

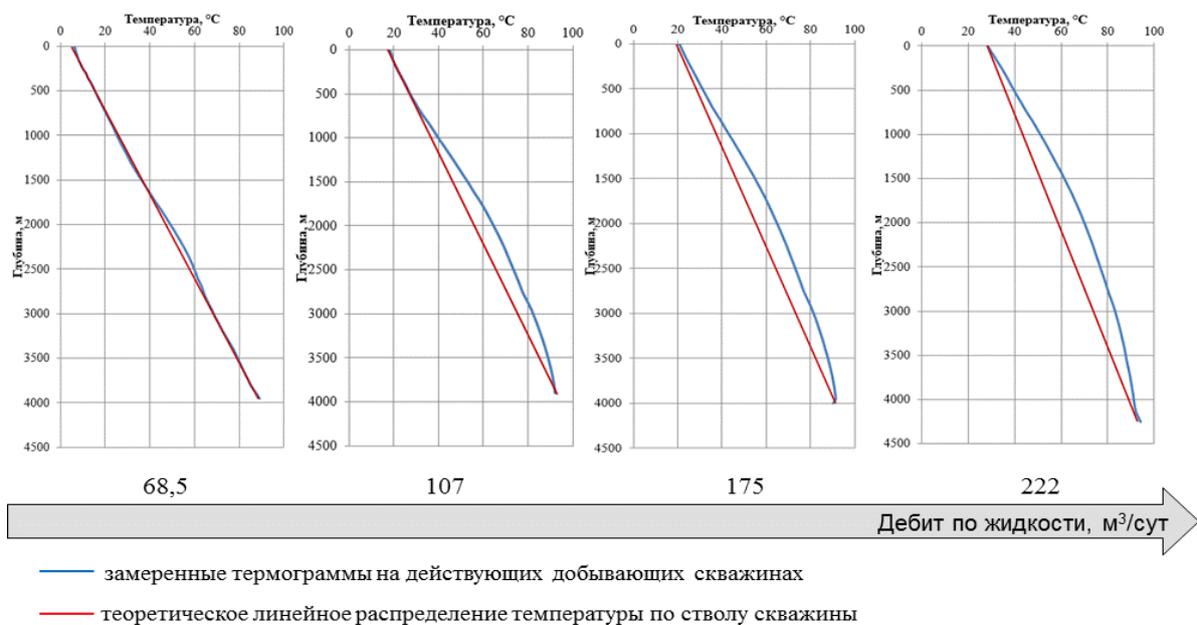


Рис.1. Распределение температуры в скважинах месторождения имени Р. Требса при разных дебитах

Вместе с тем применение методики затруднено в связи с отсутствием информации об относительной плотности попутного нефтяного газа по скважинам, эксплуатирующим несколько пластов, а средние значения этого показателя по различным объектам разработки (0,8...1,1) дают искаженные результаты с большой погрешностью. Так, после разделения скважин на три группы объектов средние отклонения в температурах составляли 19,5°C, 18,6°C и 8,6°C соответственно.

Также следует учитывать, что методика разработана для зарубежных объектов, и для Российских месторождений ей требуется адаптация. Для этого была определена скорректированная относительная плотность ПНГ γ_g для разрабатываемых объектов путем обработки 2500 значений устьевых температур и анализа наиболее представительных замеров. Поиск значений для каждого замера температуры проводился в расчетном шаблоне в MSExcel нелинейным методом обобщенного понижающего градиента. В результате были получены следующие значения γ_g : группа 1 – 0,7851; группа 2 – 0,8629; группа 3 – 0,8082.

Для апробации полученных значений в модели были взяты термограммы, замеренные на скважинах. Они сопоставлялись с полученными профилями температур (рис.2). Рассчитывались абсолютные отклонения расчетных температур от фактических на глубинах 0, 500, 1000, 2000 и 3000 м.

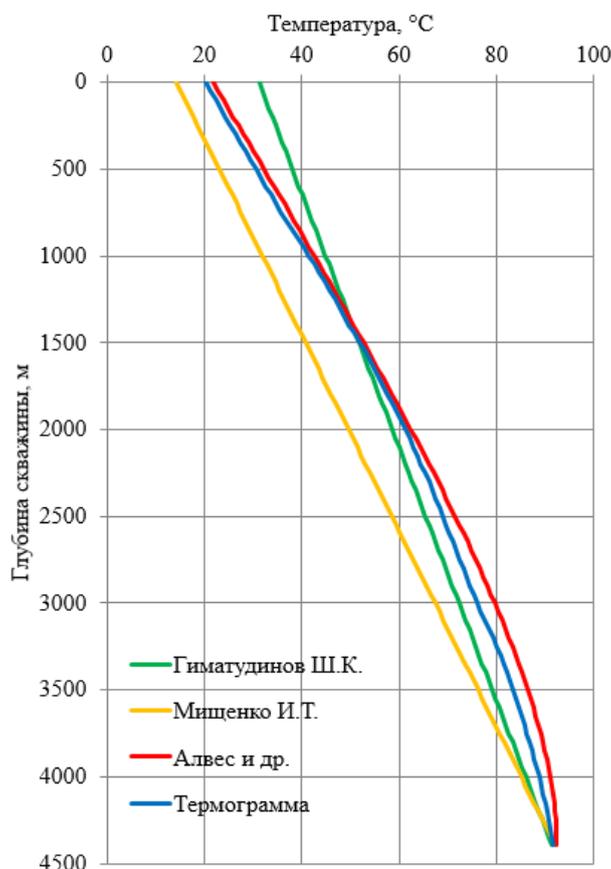


Рис. 2. Профили температуры по стволу скважины месторождения им. Р. Третьякова

В результате получено, что адаптированная методика Алвеса и др. обладает наибольшей точностью по всей длине ствола скважины (средние отклонения не более 4°C) для всех групп. Наибольшие отклонения для всех методик наблюдаются для глубин 2000-3000 м, и с уменьшением глубины точность возрастает. А поскольку глубины начала образования на месторождении не превышают 1600 м, то полученную методику можно использовать при прогнозировании образования отложений парафинов.

Библиографический список

1. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш.К. Гиматудинов, Р.С. Андриасов и др. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / Мищенко И.Т. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
3. Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукарджи. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

Рамазанова Э.Э., Меликов Г.Х., Зейналов А.Н.
*НИИ «Геотехнологические проблемы нефти и газа и химии»,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ В ПРАКТИКУ ЛИКВИДАЦИИ ВОДО- И ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Пескопроявление в добывающих скважинах является одним из самых распространённых явлений, ухудшающих коллекторские свойства пласта и состояние скважин.

Следует отметить, что существующая технология проведения изоляционных работ против пескопроявления, путём закрепления призабойной зоны тампонажным цементом, видимо, нуждается в уточнении. Это связано с тем, что коллекторы в большинстве скважин слабосцементированные и породы рыхлые, а пластовое давление очень низкое и не выдерживает даже давление столба пресной воды. В таких скважинах проявление песка будет практически при любой депрессии на пласт.

В этих скважинах, при изоляции призабойной зоны тампонажным цементом, происходит уход раствора в пласт. Судя по практическим наблюдениям, бывают такие случаи, что продавленный в пласт цементный раствор выходит из другой работающей скважины. Если скважины сильно обводнены (в большинстве случаев это так и есть), то продавленный в пласт цементный раствор, не успев затвердеть, легко смывается или смешивается с водой и теряет своё изоляционное свойство. Видимо, поэтому в скважинах с пескопроявлением проводимые работы только с целью предотвращения выноса песка, существенного эффекта не дают. Существенного эффекта не дают также изоляционные работы с целью ликвидации водопроявления.

Следует отметить, что в настоящее время добыча пластовой воды из обводнённых скважин на площадях Апшеронского полуострова составляет около 95–99 %, а из морских скважин – 20–30 %. В этих скважинах в среднем на тонну добытой нефти добывается примерно 15 м³ воды и расходуются значительные финансовые средства.

Изоляцией водопроявлениями на площадях, находящихся на поздней стадии разработки, занимались и занимаются многие исследователи. Однако, ни одна из этих работ в республике не нашло своего подтверждения, т. е. информация в литературе носит либо просто рекламный характер, либо после приёмочного испытания сняли с повестки дня.

В последние годы для ограничения водопритока из пласта в скважину рекомендуется использовать гель, образующийся из смеси жидкого стекла с соляной кислотой или жидкого стекла с хлористым кальцием. Технология водоизоляции гелем из смеси жидкого стекла и соляной кислотой

следующая: сначала в пласт продавливают соляную кислоту высокой концентрации, а затем жидкое стекло тоже высокой концентрации. Эти растворы отделяют буферной жидкостью.

Следует отметить, что на Апшеронском полуострове почти все коллекторы содержат глину, причём значительного количества. Так, в табл. 1 и 2 приведены результаты химического и минералогического состава образца отобранного при промывке песчаной пробки из скважины 781 Апшеронского НГДУ ПО «Азнефть».

Таблица 1

Химический состав отобранного образца

Na ₂ O	MgO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	P ₂ O ₃	SO ₃	K ₂ O	CaO	TiO ₂	MnO	Fe ₂ O ₃	Cl
2,22	1,77	12,69	57,41	0,021	0,36	2,63	5,83	0,992	0,054	5,58	0,622

Таблица 2

Минералогический состав образца, в %

SiO ₂ (α-кварц)	Степной шпат	Ca(CO ₃) (кальцит)	Монтмо- рилонит	Иллит	Каолин	Fe ₂ O ₃ (гематит)	NaCl (галит)
36,9	7,8	9,7	14,2	12,0	13,0	5,4	1,0

Как видно из таблиц, около 40 % общей массы составляют сильно набухающие глины. При контакте с высококонцентрированной кислотой эти глины моментально растворяются, следовательно, монолитность структуры породы слабеет. С другой стороны, жидкое стекло продавливается в пласт, вслед за соляной кислотой, и в контактной линии образуется гель. При этом логично рассуждать, что весь объем соляной кислоты и жидкого стекла не может смешаться в пласте. Гель образуется, видимо, только в контактной линии. Причём прочность структуры геля из двух компонентов не столь велика и устойчива. И поэтому там, где проводили изоляционные работы этим методом против водопроявления, хотя в начальной стадии получили положительные результаты, однако в дальнейшем интенсивность водопроявления восстанавливалась на прежнем уровне. В скважины, имеющие сильные водоприток из пласта, несомненно, усилятся также течение песка и глины. Поэтому проведение изоляционных работ, с целью ликвидации водопритока и пескопроявления в отдельности, скорее эффекта не даст.

Для ликвидации водопритока и течения песка в скважину необходимо проводить одновременно комплексные работы. С этой целью, нами разработан многокомпонентный композиционный состав для ликвидации прорыва воды и состав тампонажного цемента для изоляции пескопроявления. При этом изоляционные работы проводились одновременно и последовательно, т. е. сначала продавливали в пласт состав в жидкой форме для изоляции воды, далее буферной жидкости и тампонажного раствора для прикрепления призабойной зоны.

Разработанный и рекомендованный для промышленности состав для изоляции водопритока состоит из шести компонентов. Технология

приготовления нового состава на устье скважины очень проста. Все компоненты доступны.

Приёмочные испытания разработанного композиционного состава проводились на скважине 1047 Апшеронского НГДУ ПО «Азнефть». Скважина до ремонтно-изоляционной работы полностью обводнилась. Суточная продукция – вода более 10 тон, нефть – 0.

После ремонтно-изоляционной работы скважина уже более 9 месяцев работает стабильно. Суточная производительность: 1,2 тонн и 1,2 тонн воды.

УДК 622.276.1/4(479.24)

Рамазанова Э.Э., Мурватов Ф.Т., Усубалиев Б.Т.
*НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

КОМПОЗИТ НАНОСТРУКТУРНЫХ ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ПОРОШКОВ ВАФ-1 ВАФ-2 – СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

В настоящее время в мире большинство эксплуатируемых самых крупных нефтяных месторождений находится в последней стадии эксплуатации и их остаточные нефтяные запасы относятся к трудноизвлекаемым. При выборе и разработке новых эффективных технологий, механизм проходящих процессов, изучение в максимальной степени геофизических структур коллекторов, обеспечение высокой надежности в масштабе промысла результатов лабораторных исследований, выбор эффективных способов воздействия на пласт, высокий уровень технологического и экономического эффекта и учет всех этих вопросов считается важными условиями при эксплуатации пластов.

В этом случае с разработанной технологией воздействовать непосредственно на пласт не следует, лучше воздействовать на ограниченную призабойную зону пласта (ПЗП), так как проведение этого вида воздействия может быстрее дать положительный результат. В настоящее время существуют более 3-х тысяч методов применения технологий добычи нефти, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение коэффициента нефтеотдачи. Эти способы основываются на особенности физико-химического воздействия в коллекторы, содержащие нефть и газ, а это в свою очередь улучшает условия течения пластовых флюидов в призабойной зоне и их эффективность зависит от естественных характеристик и условий разработки.

С этой точки зрения по совету директора НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия» при Азербайджанской промышленности, члена-корреспондента АНАН, профессора Э.Э. Рамазановой и непосредственно под руководством заместителя директора этого же института, доктора химических наук Б.Т. Усубалиева синтезированы

координационные полимеры с новой наноструктурой, на основе которых подготовлены композиты ВАФ-1 и ВАФ-2. Наноструктурные композиты ВАФ-1 и ВАФ-2 растворяют тяжелые углеводороды и в том числе смолистые вещества оседающие в ПЗС, увеличивая проницаемость призабойной зоны, добычу нефти скважины. В значительной степени уменьшает количество тяжелых углеводородов, механических примесей, вязкость нефти, увеличивает количество нефти в образце и воды, выделившейся из нефти. С целью воздействия на ПЗС использован 3%-ный раствор в пластовой воде 1%-ного композита.

Изготовленный композит закачивается в пласт в течение 40-60 минут.

Для воздействия на ПЗС объем требуемого композитного раствора выбирается с учетом физико-литологической характеристики коллекторов, вида и количества тяжелых углеводородов, оседающихся в них, термобарических условий пласта, физико-химических и реологических свойств добываемой нефти на основе результатов проведенных лабораторных и промыслово-испытательных исследований.

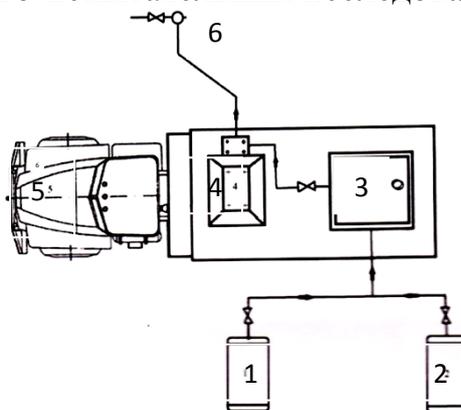


Схема размещения оборудования во время воздействия ПЗС нанореагентом:

- 1 – резервуар для смеси 1%-ной композит в ОЦРФ равного количества смесей ВАФ-1 и ВАФ-2 в ОЦРФ; 2 – резервуар для продавливаемой жидкости (пластовой воды);*
- 3 – резервуар для нанокompозита в агрегате (3% смесь нанореагента в пластовой воде);*
- 4 – насос для закачки нанореагента и продавливаемой жидкости в скважину;*
- 5 – агрегат; 6 – скважина*

Продолжительность действия отмеченного нанореагента составляет от 12 до 24 месяца.

Таким образом, при проведении мероприятий по воздействию на ПЗС всего 200 литрами композита, имели возможность получить дополнительно 380 т/год нефти, в то время как раньше добыча составляла 0,1-0,3 т/сут. Однако в зависимости от геологического строения пласта и количества остаточной нефти эта цифра может увеличиваться в несколько раз. После воздействия на ПЗС данным композитом в большинстве случаев межремонтный период в скважине увеличивается и нет нужды в проведении других мероприятий по интенсификации добычи нефти. При использовании синтезированного наноструктурного композита в нефтяных образцах, взятых из отдельных скважин и нефтесборных пунктов НГДУ «Сиязаннефть»,

НГДУ «Апшероннефть», Сураханы OIL-а, бывшего НГДУ «Гумадасы», НГДУ «Нариманов нефть», результаты проведенных лабораторных исследований сопровождались аналогическими положительными тенденциями.

Освоение комплексных исследований композита, расширение мнений о механизме увеличения добычи нефти дает возможность применения этой технологии в других нефтяных месторождениях.

После проведения мероприятий по воздействию на ПЗС синтезированным нанокompозитом в системе скважина – пласт, оценка происходящих процессов в скважине, проведение контроля и регулирования стало возможным.

Таким образом, этот композит можно с успехом использовать при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти и ее транспортировке.

УДК 622.276.21

Рамазанова Э.Э.¹, Гурбанов Р.С.¹, Мамедова М.А.²

¹НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»,
г. Баку, Азербайджанская Республика

²Азербайджанский государственный университет нефти
и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

МИКРОТРЕЩИННЫЙ ЭФФЕКТ И КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ

Независимо от способа и объёма существующих мероприятий, коэффициент нефтеотдачи в большинстве случаев составляет около 30%, а в дренажной зоне каждой скважины около 33%. Значит, 70% геологических запасов нефти остаются неизвлеченными. В месторождениях Азербайджана коэффициент нефтеотдачи не достиг 50%.

Отмеченное дает основание предполагать, что существующие методы их модернизация не являются путем повышения нефтеотдачи пластов.

Для рациональной разработки нефтяных месторождений одной из основных задач является улучшение обоснования сетки скважин и усиления работы по изучению влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи и темпы отбора жидкости месторождений. [1-7 и др.]. В решениях Всесоюзного совещания в Минске (1967 г.) отмечалось, что методика проектирования разработки нефтяных месторождений нуждается в совершенствовании и более обоснованном выборе сетки скважин.

Действительно, для значительного повышения коэффициента нефтеотдачи выявленного нами микротрещинного эффекта, требуется разработка новых неизвестных подходов.

Как видно из вышеприведенного обзора, к настоящему времени не существует соответствующих работ для правильного выбора плотности сетки скважины.

Из обзора также следует указать, что эти исследования не могли решить проблему оптимального числа скважин и наилучшего их разрешения на залежи, следовательно, есть какой-то неизвестный фактор, который не учитывается исследователями.

В данной работе сделана попытка по поиску неизвестного фактора, так как разработанные методы по определению оптимального количества скважин и их размещения будут полезны, если учитывать микротрещинный эффект.

Целью данной работы является исследование эффекта в трещинах с микронной раскрытостью в низкопроницаемых пористых средах для разработки метода максимального извлечения «геологических запасов нефти».

Исследовано влияние раскрытости на особенности движения ньютоновской и неньютоновской нефти в микротрещине.

Изучено влияние величины изменения раскрытости трещин на коэффициент нефтеотдачи при вытеснении нефти водой и высокомолекулярными полимерными растворами ПАА.

Конструкция трещинной модели представлена в работах [6, 7].

Для обеспечения недеформируемости трещины, плиты изготавливаются из стали 40Х, которые после термообработки токами высокой частоты приобретают поверхностную твердость 40–50 единиц по Роквеллу. Внутренняя поверхность плит обработана и отшлифована с точностью, соответствующей 10-му классу. С целью получения трещины, заданной раскрытости были использованы несмачиваемые прокладки размерами 5×7 мм, расположенные под углом 120° относительно друг друга. Для контроля деформации трещины использовался индикатор часового типа, установленный на верхней плите модели.

Установка была проверена на герметичность при давлении 50 МПа, а максимальное давление было меньше 2 МПа. При помощи термостата поддерживалась постоянная температура, а постоянное давление поддерживалось с помощью авиационного редуктора.

В качестве исследуемых жидкостей применялись вязкая и аномальная жидкости.

Насыщение щелевой модели производилось в вертикальном положении с вакуумированием.

Результаты опытов обрабатывались в координатах $\gamma-\tau$, где $\gamma = \frac{Q}{4\pi rh^2}$ – средний градиент скорости и $\tau = \frac{\Delta Ph}{L}$ касательное напряжение сдвига.

Исследованы особенности движения воды в микротрещине различной раскрытости.

При экспериментальных исследованиях воды, неньютоновских нефтей в микротрещинах выявлен новый определяющий параметр – впервые выявленный эффект, – «микротрещина–жидкость», без учета которого

невозможно осуществление различных технологических процессов нефтяной промышленности, машиностроения, приборостроения, медицины и. т. д..

При движении вязкой–однопараметрической жидкости в каналах с раскрытостью меньше критической $h < h_{кр}$, вязкая жидкость становится аномальной, т.е. двухпараметрической, а при движении в каналах $h > h_{кр}$, то однопараметрическая жидкость остается однопараметрической. Для аномальных жидкостей в каналах $h < h_{кр}$, реологические свойства жидкости усиливаются, а в каналах $h > h_{кр}$ остаются без изменения.

В результате экспериментального исследования движения воды в микротрещине установлено, что при величинах раскрытости трещины ниже 30 и 35 мкм соответственно при температурах 293 и 303 К, вода ведет себя как неньютоновская жидкость. Такие свойства установлены для воды и ньютоновских жидкостей. Такая раскрытость названа критической раскрытостью. Для различных жидкостей установлены критические размеры трещины.

На рис. 1 представлены зависимости среднего градиента скорости $-\gamma$ от касательного напряжения сдвига $-\tau$ в различных значениях величины раскрытости трещины при движении воды в плоскорадиальных микротрещинах при температуре 303 К. Как видно из рис.1, при $h \geq h_{кр}$ для различных величин раскрытости трещины все точки зависимостей $\gamma = \gamma(\tau)$ для воды (прямые 4 и 5) укладываются на одной прямой $\gamma = \gamma(\tau)$. Это доказывает достоверность установленных критических значений раскрытости трещины.

Экспериментальные исследования показывают, что при течении воды в микротрещине ($h < h_{кр}$), зависимость $\gamma = f(\tau)$ имеет вид характерный для аномальных жидкостей, т.е. описывается либо степенной моделью, либо моделью Шведова-Бингама, а при течении в микротрещине ($h \geq h_{кр}$) зависимость $\gamma = f(\tau)$ является прямой линией, т.е. описывается одним параметром– вязкостью.

В случае движения аномальной нефти в плоскорадиальной трещине с увеличением раскрытости предельное напряжение сдвига и структурная вязкость нефти уменьшаются до определенного значения раскрытости трещины. При значениях раскрытости 180 мкм (критическая раскрытость) при температуре 303 К предельное напряжение сдвига и структурная вязкость не зависят от h и практически остаются постоянными.

Ниже проводятся результаты экспериментальных исследований по изучению влияния раскрытости трещин на величину коэффициента нефтеотдачи при вытеснении нефти водой и 0,3% раствором полимера ПАА.

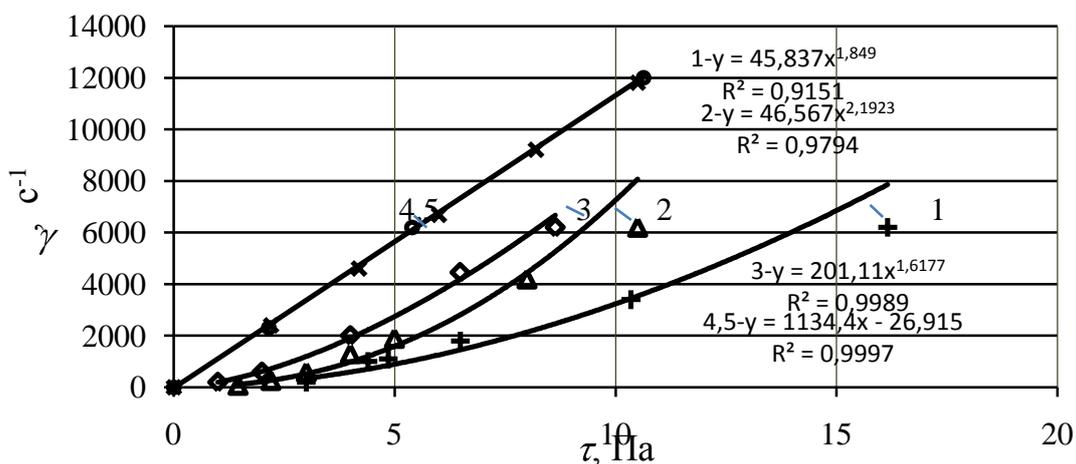


Рис. 1. Зависимость γ от τ при движении воды в плоскорадиальных микротрещинах, при значениях раскрытости, мкм: 10 (кривая 1), 15 (кривая 2), 20 (кривая 3), 30 (прямая 4) и 35 (прямая 5), $T = 303K$

На рис. 2 и 3 приводятся зависимости коэффициента конечной нефтеотдачи α от раскрытости трещины при вытеснении неньютоновской нефти водой (кривые 1–3) и раствором полимера ПАА (кривые 4–6) при различных перепадах давления и температурах 303 и 313 К. Из рис. 2 и 3 видно, что с увеличением раскрытости трещины и перепада давления наблюдается уменьшение значения α и при раскрытости трещины равной 160 и 180 мкм соответственно при температуре 303 и 313 К становится независимым от h , при перепадах давления 0,24; 0,45 и 5,6 МПа, при прочих равных условиях с увеличением перепада давления и раскрытости трещины коэффициент нефтеотдачи уменьшается, что объясняется тем, при большом темпе вытеснения, а также при больших значениях раскрытости трещины вода быстро прорывается ввиду ослабления аномальных свойств вытесняемой жидкости.

Также из этих рисунков видно, что во всех случаях коэффициент конечной нефтеотдачи при вытеснении 0,30%-ным раствором полимера ПАА больше, чем при вытеснении нефти водой.

Из анализа рис. 2 и 3 видно, что при прочих равных условиях повышение температуры приводит к заметному увеличению коэффициента нефтеотдачи. Это объясняется тем, что увеличение температуры в системе приводит к ослаблению аномальных свойств вытесняемой жидкости.

Отметим, что впервые на основе экспериментальных исследований, нами была установлена критическая величина раскрытости – $h_{кр}$, т.е., найдено, что при $h \geq h_{кр}$ изменения в реологических свойствах жидкости практически отсутствуют. При движении вязких жидкостей в трещине при $h < h_{кр}$ проявляются аномальные свойства, а при движении аномальных жидкостей усиливаются реологические параметры, а при $h > h_{кр}$ указанные эффекты исчезают [6,7].

Указанные эффекты имеют место в системе «микротрещина–жидкость» только при $h \leq h_{кр}$. При $h > h_{кр}$ указанный эффект исчезает и жидкость сохраняет свои первоначальные свойства и коэффициент вытеснения перестает зависеть от раскрытости трещины.

Изучение влияния вышеприведенных факторов на коэффициент вытеснения позволило описать механизм процесса вытеснения нефти из плоскорадиальной трещины с различными вытесняющими агентами и дало возможность обработать результаты экспериментов в виде зависимости коэффициента нефтеотдачи от безразмерных параметров.

При движения вязких и аномальных жидкостей в микротрещинах вязкие жидкости ведут себя как аномальные, а аномальные усиливают свои реологические параметры. Следовательно, реология нефти и пластовых вод, определенных в лабораторных условиях, существенно отличается от их реологии в пластовых с учетом микротрещинного эффекта.

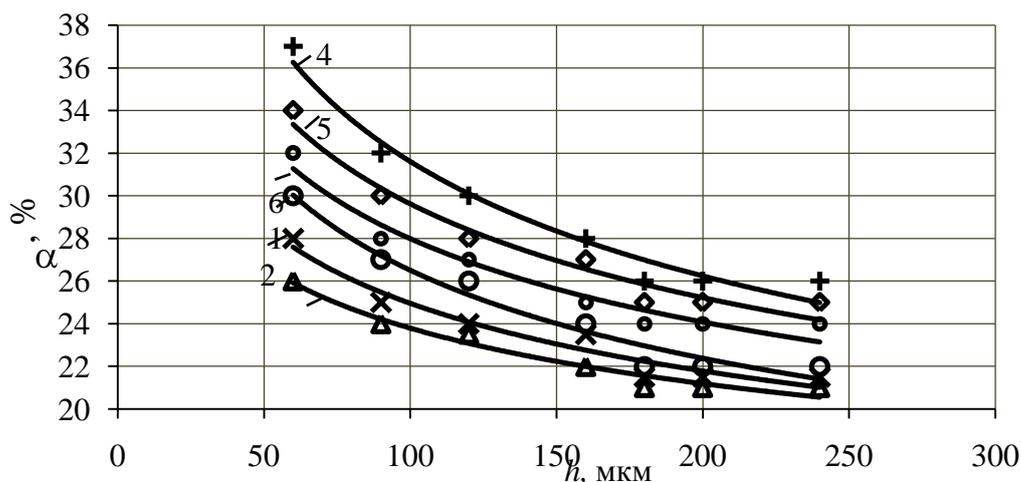


Рис. 2. Зависимость α от h при вытеснении аномальной нефти водой (кривые 1–3) и раствором полимера ПАА (кривые 4–6) при температуре 303К: Значения ΔP , МПа: 0,24(кривые 1, 4), 0,45 (кривые 2, 5) и 0,56 МПа (кривые 3, 6)

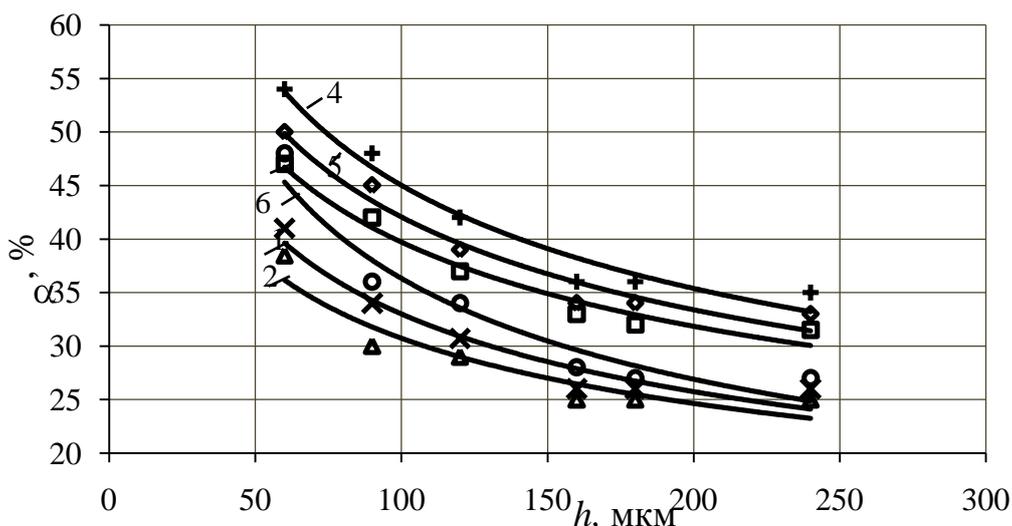


Рис. 3. Зависимость α от h при вытеснении неньютоновской нефти водой (кривые 1–3) и раствором полимера ПАА (кривые 4–6) при температуре 313 К: Значения ΔP , МПа: 0,24 (кривые 1, 4), 0,45 (кривые 2, 5) и 0,56(кривые 3, 6)

Изучение и оценка влияния раскрытости на процесс вытеснения жидкостей различными вытесняющими агентами из плоскорадиальной микротрещины, могут быть использованы для качественного анализа реальных процессов вытеснения в трещинных коллекторах.

Результаты проведенных исследований указывают на необходимость учета «микротрещинного» эффекта при оценке на коэффициенте нефтеотдачи пластов, что имеет научное и практическое значение для рациональной разработки микротрещинных пластов.

Выводы

1. При движении вязких жидкостей в трещине с раскрытостью $h \leq h_{кр}$ в системе микротрещина– жидкость проявляются неньютоновские свойства, а для аномальных жидкостей усиливаются неньютоновские свойства, указанные эффекты имеют место в системе «микротрещина–жидкость» только при $h < h_{кр}$, а при $h > h_{кр}$ указанные эффекты отсутствуют.

2. Критические значения раскрытости трещины для воды при температурах 293 и 303K составляют соответственно 35 и 30 мкм; 180 мкм для неньютоновской нефти при температуре 303K.

3. Коэффициент нефтеотдачи после определенных величин раскрытости трещины 160 и 180 мкм соответственно при температуре 303 и 313K не зависит от дальнейшего увеличения h .

4. Представление зависимости $\alpha = \alpha(h)$ позволило достаточно точно оценить эффективность применения полимерных добавок при вытеснении жидкостей из плоскорадиальной микротрещины и было установлено, что коэффициент вытеснения неньютоновской нефти из трещины раствором ПАА на 16-18 % больше, чем при вытеснении той же нефти чистой водой.

Библиографический список

1. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 6. – С.26-30.

2. Щелкачев В.Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 1. – С. 30-33.

3. Мартос В.Н., Куренков А.И., Ключарев В.С., Коваленко К.И. Влияние геологических и технологических факторов на коэффициент нефтеотдачи // Геология нефти и газа. – 1982. – №4. – С.1-4.

4. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашинского месторождения. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 1979.

5. Токарев М.А, Хайрединов Н.Ш. О выборе плотности сетки скважин // Нефтяное хозяйство. – 1981. – №4. – С. 31-33.

6. Gurbanov R.S., Mammadova M.A. Rheological peculiarities of fluids flow in microcracked channels // Mechanika. – 2015. – Vol. 21, № 1. – P. 34-39.

7. Мамедова М.А., Гурбанов Р.С. Исследование реологии жидкостей в трещинных и поровых каналах и определение их раскрытости // Инженерно-физический журнал. – 2015. – Т. 88, № 4. – С. 790-799. (Mamedova M.A., Gurbanov R.S. Investigation of the Rheology of Fluids in Fracture and Pore Channels and Determination of Their Opening. Journal of Engineering Physics and Thermophysics: Volume 88, Issue 4 (2015), Page 815-824).

УДК 622.276.53.054.22

Рамазанова Е.Е., Гурбанов Р.С., Гурбанова Т.Г.
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»,
г. Баку, Азербайджанская Республика

РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОЙ И УСТОЙЧИВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДРЕНАЖНОЙ ЗОНЫ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

Известно, что исследование газлифтных скважин в основном заключается в определении оптимального дебита и расхода рабочего агента и при этом остается без внимания режим работы дренажной зоны скважины [1, 2, 3, 4, 5].

Нами было установлено, что моделью дренажной зоны скважин является гидравлическая машина-центробежный насос [3].

Действительно, гидравлическая характеристика дренажной зоны скважины-индикаторная кривая и гидравлическая характеристика центробежного насоса идентичны.

В данной работе обсуждается вопрос об исследовании газлифтных скважин в новой постановке – обеспечить оптимальный и устойчивый режим работы дренажной зоны скважины.

Исследование газлифтной скважины проводится известными способами и определяются следующие технологические данные в 3-4 режимах: дебит скважины Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 ; расход рабочего агента V_1, V_2, V_3, V_4 и расход рабочего агента на устье $V_{01}, V_{02}, V_{03}, V_{04}$.

По этим данным на основе нижеприведенной зависимости определяется дебит пластового газа $V_{П1}, V_{П2}, V_{П3}, V_{П4}$

$$\begin{aligned} V_{П1} &= V_{01} - V_1 \\ V_{П2} &= V_{02} - V_2 \\ V_{П3} &= V_{03} - V_3 \\ V_{П4} &= V_{04} - V_4 \end{aligned} \quad (1)$$

Тогда для дренажной зоны имеем следующие экспериментальные данные для каждого режима $Q_1, V_{П1}; Q_2, V_{П2}; Q_3, V_{П3}; Q_4, V_{П4}$.

Для дренажной зоны зависимость между дебитом жидкости и пластового газа принимаем в следующем виде

$$Q = aV_{\Pi}^2 + bV_{\Pi} + C, \quad (2)$$

где a , b и c – постоянные коэффициенты, определяются на основе экспериментальных данных. В зависимости (2) известными являются дебит скважины, дебит пластового газа.

Для уравнения (2) запишем следующие условия.

$$\left. \frac{dQ}{dV_{\Pi}} \right|_{V_{\Pi \max}} = 0 \quad (3)$$

$$\left. \frac{d}{dV_{\Pi}} \left(\frac{V_{\Pi}}{Q} \right) \right|_{V_{\Pi \text{opt}}} = 0 \quad (4)$$

Для обеспечения оптимального и устойчивого режима работа дренажной зоны скважины допускается, что бы расход рабочего агента был произвольным.

С учетом (3) и (4) определяются максимальное и оптимальное дебиты пластового газа, а также с использованием (2) находим максимальные и оптимальные дебиты Q_{\max} и Q_{opt} жидкости.

$$W_{\Pi \max} = -\frac{a}{2b}; \quad Q_{\max} = c - \frac{b^2}{4a}$$

$$V_{\Pi \text{opt}} = \sqrt{\frac{c}{a}}; \quad Q_{\text{opt}} = 2c + \sqrt{\frac{c}{a}}$$

Определенные дебиты жидкости и пластового газа обеспечивают максимальный и оптимальный режимы работы дренажной зоны скважины.

Значит дренажная зоны должна работать в режимах максимальная и оптимальная или внутри этих режимов, а расход рабочего агента определяется как приведен ниже, который может не быть как оптимальным, так и максимальным.

Для обеспечения этих режимов необходимо определить количество рабочего агента с использованием формулы (1).

$$V_{i \max} = V_0 - V_{\Pi i} \quad i = 1, 2, 3, 4$$

$$V_{i \text{opt}} = V_0 - V_{\Pi i}$$

Для обеспечения устойчивой работы дренажной зоны, необходимо, чтобы дебит пластового газа по аналогии с обеспечением устойчивой работы центробежного насоса, был бы несколько больше чем $V_{i \max}$, и находиться с право от $V_{\Pi \max}$ [6].

Выводы

1. Разработан оптимальный режим работы дренажной зоны скважина.
2. Разработан устойчивый режим работы дренажной зоны скважины.

Библиографический список

1. Шарифов М.З. Исследование и оптимизация режимов эксплуатации газлифтных скважин (на примере Самотлорского и Варьеганского месторождений). Дис...канд. тех. наук. – Баку, 1991.– 105 с.

2. Насибов Н.Б. Разработка и внедрение оптимально регулируемого режима работы фонтанно-газлифтных скважин. Дис... д-ра философии. – Баку, 2007. – 155 с.

3. Гурбанов Р.С., Гурбанова Т.Г. Метод интегрально-моделирования нефтегазовой скважиной системы // Труды НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии». – Баку, 2014. Том XV.– С. 250-259.

4. Мамедова З.Э. Установление наилучшего режима эксплуатации газопроявляющих насосных скважин: Дис. ... канд. техн. наук. – Баку, 2007. – 158 с.

5. Ибрагимов С.С. Некоторые гидродинамические особенности продуцирования газонефтеводных смесей глубинными насосами: Дис. ...канд. наук. – Баку, 1975,122 с.

6. Шишенко Р.И. Нефтепромысловое эксплуатационные машины и механизмы. М.: Гостопиздат,1954, 342 с.

УДК 541.182

Расулов С.Р.¹, Рзаев Аб.Г.², Нуриева И.А.², Бабаев С.Ф.²

¹Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

²Институт систем управления НАНА,
г. Баку, Азербайджанская Республика

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ЭМУЛЬСИОННОГО СЛОЯ ПРИ ДИНАМИЧЕСКОМ ОТСТОЕ НЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

При термохимическом обезвоживании нефтяной эмульсии в отстойниках на поверхности раздела фаз нефти и воды возникает промежуточный слой, играющий важную роль в динамическом отстое нефтяной эмульсии [1, 2].

Движение нефти над уровнем раздела фаз в аппарате с достаточной точностью подчиняется законам идеального вытеснения [3].

Направление движения капель воды в нефти зависит от разности скоростей движения потока нефти v_n и отстоя капель v_k :

$$\Delta v = v_n - v_k, \quad (1)$$

Промежуточный слой в основном образуется из капель с критическим радиусом.

В случае когда $\Delta v = 0$ капли воды неподвижны относительно стенки отстойника и они называются критическими, радиус которых может быть определен по формуле

$$r_k = 3 \sqrt{\frac{v_H \mu}{2g(\rho_b - \rho_H)(1 - W_n)^{9,5}}}, \quad (2)$$

где μ – вязкость нефтяной среды, ρ_b, ρ_H – плотности воды и нефти, g – ускорение свободного падения, W_n – концентрация воды в промежуточном слое.

Эффективность промежуточного слоя β может быть определена по формуле:

$$\beta = \frac{G_{ВХ}^{r'} - G_{ВЫХ}}{G_{ВХ}^{r'}}, \quad (3)$$

где $G_{ВХ}^{r'}$ – теоретическое количество воды в нефтяной эмульсии на входе отстойника, способное переходить на его выход; $G_{ВЫХ}$ – фактическое количество воды в нефтяной эмульсии на выходе отстойника.

Теоретическое количество воды в нефтяной эмульсии на входе отстойника определяем по формуле:

$$G_{ВХ}^{r'} = \int_0^{t_k} \int_0^{r'} Q_{Н.Э}^{ВХ}(t) W_{Н.Э}^{ВХ}(t) f_{ВХ}(r, t) dr dt, \quad (4)$$

$$r' = r_k - \varepsilon,$$

где $Q_{Н.Э}^{ВХ}(t)$ и $W_{Н.Э}^{ВХ}(t)$ – соответственно расход нефтяной эмульсии на входе отстойника и концентрация воды в ней; $f(r, t)$ – плотность распределения эмульгированных водяных капель в нефти на входе отстойника; ε – малое положительное число в мкм; t – время; r_k – радиус капли в мкм; t_k – продолжительность интегрирования.

При наличии промежуточного слоя выполняется условие

$$G_{ВХ}^{r'} \geq G_{ВЫХ}$$

Следовательно, разность $G_{ВХ}^{r'} - G_{ВЫХ}$ удерживается промежуточным слоем.

Величина $G_{ВЫХ}$ определяется подобно уравнению (4) с той разницей, что

$$\int_0^{r'} f_{ВЫХ}(r, t) dr = 1 \quad (5)$$

Тогда

$$G_{ВЫХ} = \int_0^{t_k + \tau} Q_{Н.Э}^{ВЫХ}(t) W_{Н.Э}^{ВЫХ}(t) dt; \quad (6)$$

$$\tau = V / Q_{Н.Э}^{ВЫХ},$$

где $Q_{н.э}^{в\text{ых}}(t)$ и $W_{н.э}^{в\text{ых}}(t)$ – соответственно расход нефтяной эмульсии и концентрация воды в ней на выходе отстойника; τ – время пребывания нефтяной эмульсии в отстойнике; V – объем нефтяного слоя в отстойнике.

С учетом выражений (3), (4) и (6) получим:

$$\beta = 1 - x; \quad (7)$$

$$0 \leq x = G_{\text{в\text{ых}}} / G_{\text{в\text{х}}}^r \leq 1,$$

что говорит о максимальной эффективности промежуточного слоя, когда теоретическое количество воды в нефтяной эмульсии полностью удерживается промежуточным слоем, т.е. $x = 0$, и минимальна, когда отсутствует промежуточный слой, т.е. $x = 1$.

Точность определения величины β зависит от выбора верхнего предела интегрирования t_k . Чем больше t_k , тем точнее определяется β . Задаваясь точностью определения β , экспериментально можно оценить величину t_k .

Библиографический список

1. Каменский В.А., Степаненко А.И. Экспериментальное исследование процесса промывки при обезвоживании нефтяной эмульсии // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973, № 9. – С. 41-43.

2. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефти. – М.: Химия, 1979. – 216 с.

3. Рзаев Аб. Г., Расулов С. Р., Абасова И. А., Рагимова С. Н. Разработка системы управления процессом динамического отстоя нефтяной эмульсии // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2014, №5. – С. 40-43.

УДК 622.692.4

Расулов С.Р., Келбалиев Г.И., Мустафаева Г.Р.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджанская Республика

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ АНОМАЛЬНЫХ СТРУКТУРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ

Рассматриваются проблемы моделирования процессов фильтрации аномальных структурированных нефтей с наличием коагуляционных структур в пористом пласте.

Для аномальных нефтей закон фильтрации Дарси может быть записан в нелинейной форме:

$$V = - \frac{k}{\eta(T, \text{grad}P)} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (1)$$

где V – скорость фильтрации, см/с; k – коэффициент проницаемости пористой среды, м; η – эффективная вязкость нефти, Па·с; T – температура, °С; P – давление, Па; x – координата вдоль толщины пористого слоя, м.

Из уравнения Ньютона $\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$ и уравнения $\eta^* \dot{\gamma} = \tau - \tau_0$ окончательно получаем выражение для эффективной вязкости нефти:

$$\eta = \eta^* + \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} = \eta^* \frac{\tau}{\tau - \tau_0}, \quad (2)$$

из которого следует, что с ростом τ значение η уменьшается и в пределе, при $\tau \gg \tau_0$, $\eta \rightarrow \eta^*$, что соответствует системе с полностью разрушенной структурой (здесь τ – напряжение сдвига, Па; $\dot{\gamma}$ – деформация среды, м; τ_0 – предел текучести, Па; η^* – пластическая вязкость системы, Па·с). Подставив (2) в (1), получим уравнение Дарси для структурированной нефтяной системы:

$$V = -\frac{k}{\eta^*} \left(1 - \frac{\tau_0}{\tau}\right) \frac{\partial P}{\partial x} \quad (3)$$

При $\tau \gg \tau_0$ уравнение (3) переходит в обычное уравнение Дарси для неструктурированной нефти [1]. Анализ экспериментальных данных по фильтрации аномальных нефтей позволил аппроксимировать отношение $\frac{\tau_0}{\tau}$ в виде

$$\ln \frac{\tau}{\tau_0} = \alpha \left(\frac{\text{grad}P}{(\text{grad}P)_0} \right)^n, \quad (4)$$

где n – показатель, который определяется температурой и свойствами пласта, характеризует участок структурирования.

На основе экспериментальных данных [1] и с использованием уравнений (3) и (4) получено выражение для скорости фильтрации нефти:

$$V = K(T) \left(1 - \exp(-\alpha(T)(z/z_0)^6)\right) z, \quad (5)$$

где $\alpha = 0.1422 \exp(-0.0247T)$, $K(T) = 1.4 \cdot 10^{-5} \exp(0.0364T)$, $z = \text{grad}P$, $z_0 = (\text{grad}P)_0$, $K = k/\eta^*$, K – подвижность нефти, м(Па·с).

Зависимость начального градиента давления такой нефти от температуры имеет вид

$$(\text{grad}P)_0 = 2.197 \cdot 10^{-4} + \frac{0.3275}{T}. \quad (6)$$

Изменение эффективной вязкости аномальной нефти в зависимости от градиента ее давления определяется эмпирической формулой, полученной на основе экспериментальных данных:

$$\eta^* = (\eta_0 - \eta_\infty) \exp(-30z^6) + 28 \exp(-26.65z) + \eta_\infty, \quad (7)$$

где η_0 и η_∞ – начальная ($\tau \leq \tau_0$) и конечная ($\tau \gg \tau_0$) вязкости нефти.

Приводится зависимость подвижности аномальной нефти от пластической вязкости системы с учетом (7) по уравнению

$$\frac{k}{\eta^*} = \frac{0.0310}{\eta^*}. \quad (8)$$

Отношение k/η^* или подвижность нефти при значениях напряжения сдвига $\tau \leq \tau_0$ увеличивается очень медленно и практически остается постоянной, а при $\tau_0 < \tau \leq \tau_{lim}$ (τ_{lim} – предельное напряжение сдвига, Па) подвижность нефти быстро возрастает до максимального значения.

Подвижность нефти стабилизируется только при значении градиента давления, соответствующего предельному разрушению структуры ($\tau > \tau_{lim}$).

Значение эффективной вязкости концентрированных дисперсных систем, каковыми являются аномальные нефти, содержащие твердые частицы различных веществ (глины, песка, известняка, асфальтенов), существенно зависит от концентрации частиц, их формы и размера.

В работе [2] приведено множество эмпирических и полуэмпирических моделей, определяющих зависимость эффективной вязкости дисперсной системы от напряжения сдвига и концентрации частиц. Следует отметить, что известные реологические модели, в том числе и модели для вычисления вязкости жидкости, не описывают физические законы, а представляют собой эмпирические или полуэмпирические приближения, описывающие течения аномальной нефти в определенном интервале скоростей сдвига. Исходя из этого, эффективную вязкость дисперсной системы с объемным содержанием твердых сферических частиц φ предлагается определять по эмпирической формуле

$$\frac{\eta}{\eta_d} = 1 + 2.5\varphi + \frac{3}{4}\varphi \exp\left(\frac{m\varphi}{(\varphi - \varphi_\infty)^2}\right), \quad (9)$$

где $m = 2.2 + 0.033a$, η_d – динамическая вязкость нефти, φ_∞ – концентрация частиц при их максимальной упаковке.

Как следует из формулы (9) и экспериментальных данных, эффективная вязкость дисперсной системы существенно зависит от объемной доли и размера частиц. Причем с увеличением размеров частиц эффективная вязкость возрастает, а с уменьшением φ выражение (9) стремится к уравнению Эйнштейна для весьма разбавленных систем, содержащих сферические частицы, и отражает течение неструктурированной дисперсной системы.

Библиографический список

1. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975.
2. Матвеевко В.Е., Кирсанов Е.А. Вязкость и структура дисперсных систем // Вестн. Московского ун-та. Сер. 2, Химия. – 2011, Т.52, № 4. – С. 243-276.

УДК 622.276

Рогачев М.К.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

В докладе представлены результаты исследований, проводимых на протяжении ряда лет на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета и

посвященных разработке физико-химических технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ).

Основные задачи исследований:

- экспериментальная оценка реологических и фильтрационных свойств нефтей для построения (уточнения) геолого-технологической модели и организации мониторинга разработки месторождений;
- разработка технологий глушения и стимуляции скважин при подземном ремонте;
- разработка технологий ограничения водопритока в скважинах;
- разработка технологий повышения нефтеотдачи пластов.

В результате исследований реологических и фильтрационных свойств нефтей установлено, что в пластовых условиях месторождений с ТриЗ для нефтей характерно проявление аномалий вязкости и подвижности, что необходимо учитывать при проектировании и мониторинге разработки таких месторождений.

Разработан и рекомендуется к промышленному внедрению комплекс технологий, позволяющих эффективно вовлекать в разработку нефтяные залежи с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами, благодаря направленному регулированию их фильтрационных свойств с использованием разработанных высокоэффективных и экологически безопасных химических реагентов и составов технологических жидкостей:

- технологии глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте;
- технология заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, заключающаяся в периодической замене закачиваемой через скважины системы ППД минерализованной воды на пресную воду;
- технология регулирования внутрипластовых фильтрационных потоков путем закачки в нагнетательные и добывающие скважины гидрофобизированного полимерного состава.

УДК 622.276.21

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

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На Ярегском месторождении более четырех лет в уклоне «Северный» нефтешахты № 2 на участках ОПУ-2бис и ОПУ-3бис проводятся опытно-промышленные работы по испытанию модернизированной одногоризонтной системы разработки с термоизолированными трубами, разработанной сотрудниками Центра высоковязких нефтей и битумов Ухтинского университета.

По участку ОПУ-2бис (за 4 года): накопленная добыча нефти – около 60 тыс. т, нефтеотдача пласта – 42,7 %, накопленное паронефтяное отношение – 2,0 т/т [1].

По участку ОПУ-3бис (за 3 года): накопленная добыча нефти – 58 тыс. т, нефтеотдача пласта – 38,0 %, накопленное паронефтяное отношение – 2,0 т/т.

Сопоставление полученных результатов с показателями разработки площадей по альтернативным технологиям, показывает, что за один и тот же период времени прирост нефтеотдачи по опытным участкам выше. При этом темп отбора нефти с единицы площади почти в 2,0 раза выше, а накопленное паронефтяное отношение в 1,5 - 2,0 раза ниже.

Сравнение результатов разработки участков ОПУ-2бис и ОПУ-3бис показывает их практически полную идентичность, что свидетельствует о воспроизводимости полученных результатов и подтверждает их достоверность.

Сотрудниками УГТУ выполняется авторское сопровождение ОПР в рамках которого осуществляются регулярные спуски в нефтяную шахту для контроля и регулирования процесса разработки. В процессе выполнения этих работ разработаны мероприятия по повышению эффективности оперативного контроля и регулирования термошахтной разработки.

На участках ОПУ-2бис и ОПУ-3бис систематически проводят термометрию на контрольных скважинах, для определения распределения температуры в пласте. Для более лучшего восприятия получаемой информации по температуре, ведется разработка средств визуализации для построения термополей, с целью повышения контроля за разработкой, что позволит в дальнейшем оперативно разрабатывать рекомендации по рациональному распределению закачки пара по площади разрабатываемых участков.

Сотрудниками УГТУ была разработана методика по определению приемистости нагнетательных скважин опытно-промышленных участков. В соответствии с методикой проводились исследования, которые позволили определить приемистость подземных нагнетательных скважин и в дальнейшем позволили дать рекомендации по объемам закачки пара на каждый опытный участок.

Также на опытных участках проводится регулярный отбор проб добываемой воды из скважин, для определения содержания хлоридов. По результатам анализа этих проб определяются скважины, в которых наблюдается поступление пластовой воды из водоносного горизонта, и разрабатываются мероприятия по ее изоляции.

Численное моделирование, выполненное на актуальных геолого-фильтрационных моделях, адаптированных по результатам опытно-промышленных работ, показало возможность не менее эффективной разработки залежи по одnogоризонтной системе при переходе на бурение длинных скважин (до 800 м).

Сагингалиев Т. Б.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ИЗМЕРЕНИЕ И ДЕМОДУЛЯЦИЯ СИГНАЛОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ОБОРУДОВАНИЯ И СЕНСОРОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ SPT

Наиболее важный момент во время бурения является то, что все границы раздела телеметрии и пользовательского софта, предполагает, что SPT сенсор акустически ближе к измерениям в процессе бурения и SPT акустически ближе к насосам. Чем сильнее падение давления через модулятор, тем сильнее сигнал. По мере того как сигнал проходит через столб бурового раствора (раствор), она теряет много энергии. Потеря энергии зависит от нескольких факторов, таких как трение в вязкой среде.

Уникальный разрыв между лопастями и самим модулятором дает возможность, которая позволяет буровому раствору течь, даже когда модулятор находится в закрытом положении, а его уникальный размер определяет перепад давления, который может быть создан через модулятор и, следовательно, амплитуду сигнала. Амплитуда сигнала регулируется перепадом давления, созданного через модулятор.

В то время как демодуляция сигнала, а также мощность сигнала снижается ниже нормы, следует ожидать некоторые недостатки данного оборудования и компоновки в целом. Недостаток мощности сигнала происходит на поверхности из-за ослабления или потери энергии сигнала, когда сигнал проходит вверх на поверхность. Затухание сигнала происходит до того момента, как компьютер успевает его принять на поверхности. Таким образом, ничего не может быть сделано для обработки сигнала на поверхности, а точнее в специальном программном обеспечении компьютера, чтобы предотвратить или компенсировать ослабление. Если сигнал слишком слабый, соотношение сигнал-шум будет слишком низкий для хорошей обработки сигнала.

Новизна и актуальность этой работы – в повышении сборки КНБК и сенсоров SPT для гибкого бурения во время измерений и интерпретации и всех расчетов по мониторингу в онлайн-времени. Горизонтально-направленное бурение – это будущее бурения.

Тептерева Г.А., Бадикова А.Д., Четвертнева И.А., Конесев В.Г.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ОСОБЕННОСТИ НЕЙТРАЛЬНО-СУЛЬФИТНЫХ ЩЕЛОКОВ В ПОЛУЧЕНИИ БУРОВЫХ РЕАГЕНТОВ

В настоящее время весьма актуальным является получение буровых реагентов на основе сырья отечественного производства. Одним из таких являются сульфитные щелока – побочный продукт делигнификации древесины. Основное вещество щелоков – лигносульфонат – представляет собой натриевую, кальциевую или аммонийную соль лигносульфоновой кислоты. По химическому строению лигносульфонат – полимер, мономерным звеном которого является фенилпропановая группировка (ФПЕ). Кроме ароматической части, лигносульфонатная матрица включает углеводную составляющую, представленную полисахаридами как целлюлозного, так и нецеллюлозного характера.

В зависимости от способа делигнификации древесины (способа варки), различают несколько видов щелоков. Основными, на сегодняшний день, являются щелока сульфитной (рН 4,0–4,5) и нейтрально-сульфитной (рН 7,0–7,2) варок. При этом в зависимости от способа делигнификации щелока имеют весьма различные свойства, что оказывает существенное влияние на процесс получения буровых реагентов на их основе [1]. Во всех случаях, получение буровых реагентов основано на образовании водорастворимого комплексного соединения путем модификации ароматической части лигносульфоната солями поливалентных металлов, как правило, сульфатом железа II и бихроматом натрия (калия). В сульфитных щелоках (рН 4–4,5) получение буровых реагентов основано на модификации их поливалентными катионами по электрофильному механизму. При этом, с высокой скоростью (эдс реакции +1,2В) проходит окислительно-восстановительная реакция окисления железа II и восстановления бихромата до катиона хрома III, с дальнейшим комплексообразованием, где катионом-комплексобразователем служит как железо III, так и хром III. Получаемый буровой реагент (феррохромлигносульфонат) обладает удовлетворительными разжижающими и структурообразующими свойствами.

Однако, для нейтрально-сульфитных щелоков рН 7,0 – реакции комплексообразования проходят иначе: эдс реакции близка к нулю (+0,07В), реакция имеет тенденцию к смещению влево, в связи с чем железо II практически не окисляется до железа III. Комплексообразование по электрофильному механизму проходит только с железом II в качестве катиона-комплексобразователя [2]. Но наиболее значимое отличие в механизме реакции комплексообразования для нейтрально-сульфитных щелоков связано с анионным хромом, который не восстанавливается до катиона хрома III, а оставаясь анионом, участвует в реакции как внутренний

нуклеофил, встраиваясь в пропановую цепочку ФПЕ и вытесняя в раствор более слабые нуклеофильные агенты (сульфо-и гидроксогруппы) согласно ряда нуклеофильной активности: $\text{OH}^- < \text{SO}_3\text{H}^- < \text{SO}_3^{2-} < \text{SO}_4^{2-} < \text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$. Поступающие в зону реакции нуклеофильные агенты (анионы) в условиях нейтральной среды оказывают непосредственное влияние на механизм реакции комплексообразования и, изменяют электрофильный характер взаимодействия при получении бурового реагента. Поэтому, буровые реагенты на основе нейтрально-сульфитных щелоков, получаемые традиционной модификацией лигносульфоната поливалентными катионами зачастую не соответствуют требованиям буровой технологии, при использовании их в качестве реагентов-структурообразователей и понизителей вязкости промывочных жидкостей.

Таким образом, получение буровых реагентов на основе нейтрально-сульфитных щелоков требует особого, инновационного подхода к модификации лигносульфонатной матрицы с целью обеспечения термодинамически выгодных условий комплексообразования. К тому же, необходимо учитывать, что нейтрально-сульфитные щелока имеют ряд положительных характеристик, в частности, обладают низкой вспенивающей способностью, что наряду с невысокой стоимостью, переводит их в разряд перспективного сырья.

Библиографический список

1. Тептерева Г. А., Куляшова И. Н., Асфандияров Л. Х., Конесев Г.В., Бадикова А. Д., Четвертнёва И. А. Реакционная способность сульфитных щелоков как основы буровых реагентов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн.– 2015.– № 3.– С. 91-115.

2. Взаимодействие лигносульфоната натрия с соединениями железа в различных степенях окисления / Тептерева Г.А. [и др.] // Экологические системы и приборы.–2009. №2.–С.50-52.

УДК 622.245.422

Коваленко Ю.С., Кузнецов М.А., Тюлькин О.П.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

При строительстве скважин в районах с многолетнемерзлыми породами (ММП), а также скважин, предназначенных для добычи нефти по технологии парогравитационного воздействия (SAGD), возникает необходимость в цементном камне с низкой теплопроводностью.

При эксплуатации скважин в ММП цементный камень с низкой теплопроводностью может позволить предупредить: образование приустевых провалов и воронок, проседание направления и кондуктора, нарушение центрирования приустевого оборудования, а также смятие и слом обсадных колонн. В случае с технологией SAGD потребность заключается в уменьшении себестоимости извлекаемой нефти путем сокращения затрат на энергию пара.

Теплопроводность цементного камня зависит от множества факторов. Задачей исследований явилось изучение влияния некоторых из этих факторов на значение коэффициента теплопроводности цементного камня $\lambda_{\text{ЦК}}$, а также выявления наиболее перспективных методов уменьшения $\lambda_{\text{ЦК}}$ применительно к ММП и технологии SAGD.

Для измерения $\lambda_{\text{ЦК}}$ использовался прибор МИТ-1 компании ООО НПП «Интерприбор», предназначенный для определения коэффициента теплопроводности по ГОСТ 30256. Образцы, имеющие форму цилиндра диаметром 95 мм и высотой 120 мм, замерялись как в сухом, так и в водонасыщенном состоянии.

На первом этапе было оценено влияние водоцементного отношения цементного раствора (В/Ц). Результаты представлены в табл.1.

Таблица 1

Влияние В/Ц на $\lambda_{\text{ЦК}}$

В/Ц	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
$\lambda_{\text{ЦК}}$ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,7190	0,7163	0,6789	0,6463	0,6137	0,5858
$\lambda_{\text{ЦК}}$ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9967	0,9624	0,9567	0,9356	0,9455	0,9379

Стоит отметить, что увеличение В/Ц для снижения теплопроводности применительно к ММП нецелесообразно, поскольку могут возникнуть кристаллизационные давления. Необходимо стремиться к снижению В/Ц, компенсируя снижение подвижности цементного раствора пластификаторами.

В качестве комплексной добавки, позволяющей как повысить подвижность цементного раствора, так и снизить теплопроводность, была выбрана ГКЖ-94 (табл.2).

Таблица 2

Изменение $\lambda_{\text{ЦК}}$ от количества ГКЖ и оборотов при В/Ц=0,4

Количество ГКЖ, %	0	0,1	0,2	0,2
Скорость приготовления эмульсии, об/мин	-	3000	1500	3000
$\lambda_{\text{ЦК}}$ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,5019	0,4790	0,4551	0,4310
$\lambda_{\text{ЦК}}$ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9712	0,8984	0,7799	0,7514

Однако ГКЖ-94 незначительно повлияла на подвижность цементного раствора. Кроме этого, увеличиваются сроки схватывания раствора, а при добавлении более 0,2% начинается сильное пенообразование.

Для повышения качества цемента использованием дезинтеграторной обработки была увеличена его удельная поверхность, и влияние дезинтеграторной обработки на $\lambda_{\text{ЦК}}$ приведено в табл.3.

Таблица 3

Влияние дезинтеграторной обработки цемента на $\lambda_{ЦК}$

Обороты на дезинтеграторе, об/мин	0	5000	12000
$\lambda_{ЦК}$ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,3569	0,3926	0,3861
$\lambda_{ЦК}$ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9488	0,9038	0,8587

Другой путь снижения $\lambda_{ЦК}$ – применение облегчающей добавки с низкой теплопроводностью. В качестве такой добавки было исследовано пеностекло (табл.4).

Таблица 4

Изменение $\lambda_{ЦК}$ от количества пеностекла при В/Ц=0,5

Количество пеностекла, %	0	10	20	30
$\lambda_{ЦК}$ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,6463	0,2843	0,2271	0,2173
$\lambda_{ЦК}$ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	0,9356	0,6888	0,5682	0,5182

Однако при уменьшении доли цемента в цементной смеси снижаются прочностные показатели получаемого цементного камня. Этот недостаток можно компенсировать армирующими добавками. Армирующей добавкой для исследования послужила базальтовая фибра. Выяснилось, что базальтовая фибра положительно влияет на снижение теплопроводности ЦК (табл. 5).

Таблица 5

Изменение $\lambda_{ЦК}$ от количества фибры при В/Ц=0,5

Количество фибры, %	0,5	1	2
$\lambda_{ЦК}$ сухих образцов, Вт/(м·К)	0,8189	0,8189	0,7310
$\lambda_{ЦК}$ водонасыщенных образцов, Вт/(м·К)	1,0169	0,9505	0,9000

Таким образом, наиболее перспективным способом из исследованных является применение пеностекла как для ММП, так и для технологии SAGD. Увеличение В/Ц и применение ГКЖ-94 для крепления скважин, в разрезе которых встречается ММП, не рекомендуется. Эффективность применения добавок сильно снижается при насыщенности цементного камня водой. Фибра позволяет снизить $\lambda_{ЦК}$ и может быть рекомендована к применению, как и пеностекло, в двух случаях.

Библиографический список

1. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие - СПб.: Недра, 2011. – 268 с.
2. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / Овчинников П.В., Кузнецов В.Г. и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 115 с.
3. Измухамбетов Б. С., Агзамов Ф. А., Умралиев Б. Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. – СПб., 2007. – 461 с.

Исмаков Р.А., Рахматуллин Д.В., Мухаметгалиев И.Д.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

АТТЕСТАЦИЯ, ОБУЧЕНИЕ, ПЕРЕКВАЛИФИКАЦИЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРСОНАЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВИРТУАЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ-ТРЕНАЖЕРА ДЛЯ ЭВМ «СЛАЙД МАСТЕР 1.18»

Низкое качество траектории ствола наклонно-направленной скважины в большинстве случаев имеет причину работы недостаточно квалифицированного персонала. Проблема обучения персонала в специализированных учреждениях, как видно из практики, ограничивается преподаванием лишь отдельных сегментов наклонно-направленного бурения (ННБ).

С учетом вышеприведенных проблем создан виртуальный тренажер для аттестации, обучения и даже переквалификации инженерно-технических работников на объектах бурения «Слайд Мастер 1.18», который создает условия выполнения работы, которые включают: технологическое соответствие производимых операций условиям в практике, идентичность нормативности работы, анимационное сопровождение, условия возникновения аварийных ситуации, последовательность выполнения работы.

Удалось произвести моделирование таких функций, как:

- реактивный момент в зависимости от интервала бурения;
- полнофункциональный инструмент по обработке данных статического замера;
- интенсивность изменения азимута относительно интервала бурения;
- негативная тенденция при бурении вращением с учетом которого необходимо будет производить слайд;
- возможность проведения операции по ликвидации прихватов вследствие нарушения технологии бурения;
- вспомогательные работы при бурении скважин: расхаживание, наращивание, остановке и запуске насоса и бурения при различных режимах;
- проведение съема промежуточных статических данных в процессе бурения;
- выбор языка интерфейса: русский или английский
- доступно для визуального сопровождения: графические проекции профиля, мера инструмента индивидуально под длину КНБК, проектная инклинометрия и расчетное положение скважины относительно проектного профиля.

Эффективность в работе достигается путем симуляции процесса бурения наклонно-направленной скважины в виртуальной среде посредством ЭВМ. Испытуемый в комплексе тренажеров проходит все этапы от комплектования

забойной компоновки низа бурильной колонны и его спуска с расчетным количеством бурильного инструмента до бурения наклонно-направленной скважины и завершения бурения скважины с соблюдением всей требуемой технологии: соответствие вертикальной глубины, положение окончательного забоя относительно цели Т1, достижение проектных значений отклонения от устья, недопущения отклонения от проектных значений параметров кривизны с соблюдением длины скважины, без выхода за пределы толщи продуктивного пласта, с достаточно высокой механической скоростью проходки.

Комплекс виртуальных тренажеров «Слайд Мастер 1.18» состоит из 4 симуляторов процессов применяемых в ходе подготовки к бурению и непосредственно бурения:

- тренажер КНБК;
- тренажер Мера Инструмента;
- тренажер Бурение ННС (согласно варианту);
- тренажер Бурение ННС выбор профиля.

Тренажер «КНБК» предназначен для выработки и укрепления навыков по составлению документа обозначающего наименование элементов КНБК, их порядок и таких параметров, как внешний диаметр, тип и размер резьбы и длину. Начиная работу, уже в первом из тренажеров Тренируемый учится относительно профиля (S или J-образный) и вида ствола скважины (основной или боковой), из возможных 20 вариантов проектной инклинометрии на скважину подбирать правильные параметры КНБК. При составлении конструкции КНБК определением наименования формируется дизайн самого КНБК под соответствующей колонкой.

Дата: 2015.09.14 Время: 0:0:27 Иванов И.И. Ойл Сервис Проверка ОК

Тренажер «КНБК»

Соберите КНБК в соответствии с заданным профилем.

Выберите элемент КНБК Выберите внешний диаметр Выберите тип и размер резьбы Выберите длину Эскиз

Переводник	Диаметр	Резьба	Длина
Обратный клапан	Диаметр	Резьба	Длина
Долото	Диаметр	Резьба	Длина
ВЗД (1°51')	Диаметр	Резьба	Длина
СБТ	Диаметр	Резьба	Длина
Телесистема	Диаметр	Резьба	Длина

Общая длина КНБК составляет: _____ м

Проектная инклинометрия на скважину

Профиль скважины: S-образный, основной ствол

Длина по стволу скважины, метр	Зенитный угол, градус	Азимут, градус	Смещение, метр	Вертикальная глубина, метр	Интенсивность по зенитному углу, градус/10м	Пространственная интенсивность, градус/10м
0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	2000	0	0
2050	10	18	4,14	2049,81	2	2
2100	20	11	16,67	2098,11	2	2,03
2150	33	9	38,64	2142,85	2,6	2,61
2200	44	5	69,54	2181,98	2,2	2,25
2250	44	5	104,14	2217,95	0	0
2300	38	344	136,79	2255,69	-1,2	2,99
2350	25	346	162,03	2298,32	-2,6	2,61
2400	12	348	177,48	2345,73	-2,6	2,6
2450	6	354	185,21	2395,12	-1,2	1,21
2500	0	0	187,82	2445,05	-1,2	1,2

Рис. 1. Рабочий интерфейс тренажера «КНБК»

Тренажер «Мера инструмента» предназначен для выработки и укрепления навыков по работе с документом, занесенным измеренной фактической длины бурильного инструмента, называемым «Мера инструмента». Интерфейс Тренажера Мера Инструмента является типовым для документа «Мера инструмента», что способно помочь ориентироваться Тренируемому при выполнении подобных работ в реальных условиях находясь на буровой. Так же в нижней части интерфейса располагается блок для обучения и проверки на предмет работоспособности с документом «Мера Инструмента». Полученные навыки при выполнении Тренажера способны предотвратить аварии с бурильной колонной в процессе проведения ряда работ на буровой.



Рис. 2. Рабочий интерфейс тренажера «Мера Инструмента»

Тренажер «Бурение ННС» – это завершающий из тройки симулятор, в котором Тренируемый по подготовленным работам производит бурение ствола скважины длиной примерно 500 м в интервале от 2000 м до 2500 м по стволу скважины естественно с учетом цели на вертикальной глубине, в результате чего ствол скважины удлинится. Тренируемый производит проводку наклонно – направленного ствола скважины с искусственным искривлением ствола скважины. Искусственное отклонение скважин подразделяется на наклонное, горизонтальное, многозабойное (разветвленно-наклонное, разветвленно-горизонтальное) и многоствольное (кустовое) бурение. На тренируемого возлагается ответственность за выбор интервала бурения в различных режимах: вращение и слайд.

В ходе бурения в ПО«Слайд Мастер» происходит выстраивание проекции оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через устье и проектную точку забоя, которая называется профилем, а также на горизонтальную плоскость, называемую планом скважины.

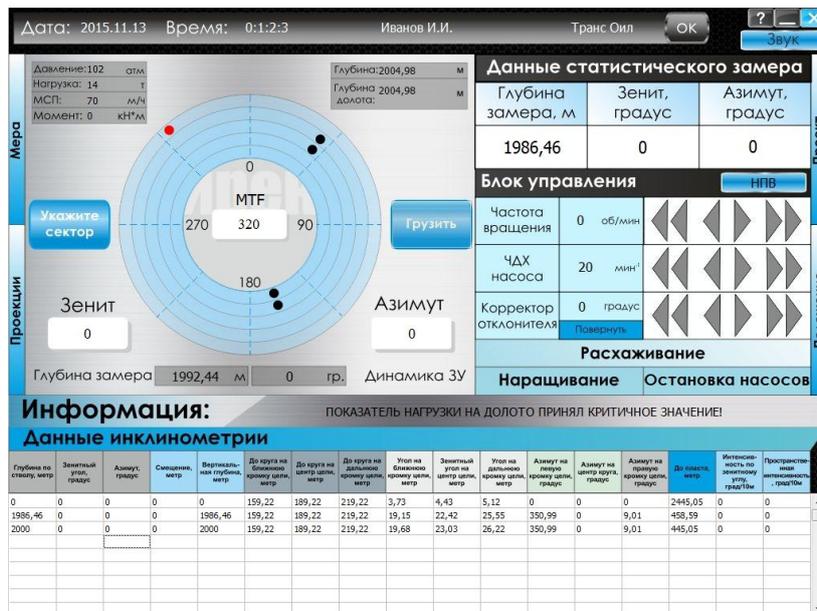


Рис. 3. Рабочий интерфейс тренажера «Бурение ННС»

Тренажер «Бурение ННС выбор профиля» – это по функциональности тот же симулятор, что и «Бурение ННС», но без выполнения тренажеров «КНБК» и «Мера Инструмента», а так же без выбора определенного варианта работ. Выбор профиля будет производиться с помощью диалогового окна

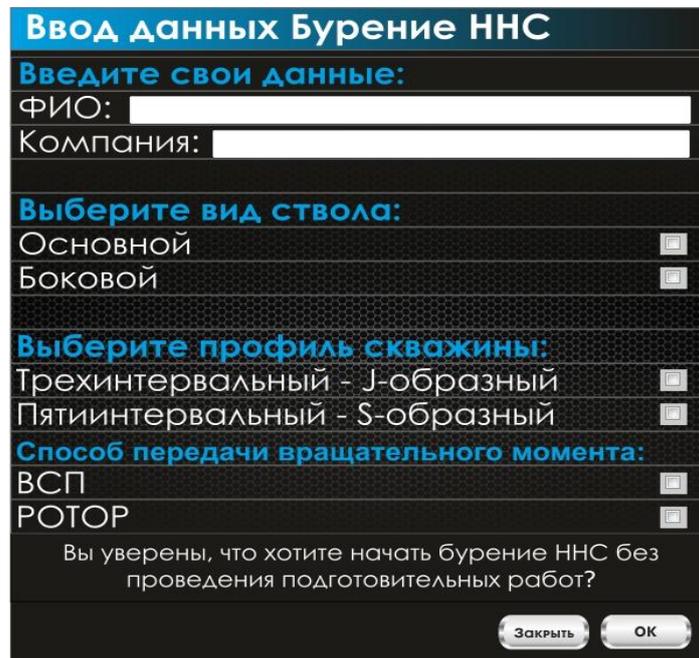


Рис. 4. Интерфейс тренажера «Бурение ННС выбор профиля»

Окно выбора вида ствола, профиля и способа передачи вращательного момента БК.

Перечень критериев оценки для типового тренажера «Бурение ННС»:

- количество попыток тренажерах «КНБК» и «Мера Инструмента»;
- количество точек замера с превышением пространственной интенсивности в 1 гр относительно проектной;

- количество точек замера с превышением или недобором зенитного угла на 5 гр;
- количество точек замера с превышением или недобором азимутального угла на 10 гр;
- выход за круг допуска;
- удлинение ствола скважины;
- количество точек замера с некорректным вводом данных статического замера;
- количество точек замера с превышением или недобором вертикальной глубины на 2 м в горизонтальном стволе;
- соответствие средней механической скорости бурения;
- время выполнения комплекса тренажеров «Слайд Мастер».

Итоговая оценка будет зависеть от того, каким коэффициентом принял работу «Заказчик». К примеру, если коэффициент работы составил 0,91, то соответственно работа оценена на 4 балла из 5.

Каждый из критериев оценивается не только по системе баллов, но и по системе коэффициента, как и фактически заказчик работ. Также предусмотрена вероятность признания «Заказчиком» работы, как брак с выводом комментария «Скважина не принята, перебуривание осуществляется за Ваш счет!» для тех случаев, когда не достигнута цель, превышено количество аварийных ситуаций, превышен лимит суммарной длительности пауз, удлинение ствола скважины более чем в 50 м.

УДК 691.5

Хабабутдинова Н.Б.
*Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия*

О ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ЭТТРИНГИТА В СКВАЖИНАХ С СЕРОВОДОРОДНЫМИ ПРОЯВЛЕНИЯМИ

В зависимости от хода протекания сероводородной коррозии в скважинах возможны объемные изменения в теле цементного камня [1]. Как утверждают авторы [1–4] основной причиной разрушения цементного камня на основе портландцемента являются межфазовые переходы с образованием позднего этtringита.

Образованию этtringита в затрубном пространстве должны способствовать особые условия:

- проникновением сульфат-ионов в поровое пространство цементного камня в составе пластовых вод [5,6];
- образованием сульфат-ионов из сульфидов при помощи кислорода присутствующего в порах [5];
- взаимодействием СЗА с сульфатом кальция в присутствии воды [3-5].

В данном случае наиболее вероятным является образование позднего этtringита при взаимодействии СЗА с CaSO_4 .

Согласно [5,6] этtringит способен существовать при рН 10,45–13,00 и температурах не более 100 °С. Среда в цементном камне при сероводородной коррозии больше или меньше рН 11, а температура скважин не превышает 100 °С.

Таким образом, не исключено образование этtringита в скважинах, перетекание сероводородной коррозии в сульфатную. При этом условия в пределах скважины являются не критическими для существования данной формы образований.

Библиографический список

1. Агзамов Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов / Ф.А.Агзамов, Б.С.Измухамбетов, Э.Ф.Токунова. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 268 с.

2. Доровских И.В., Живаева В.В. Теоретические и экспериментальные исследования сероводородной коррозии в тампонажных цементах // Современные наукоемкие технологии. – 2008. – № 5. – С. 59-61.

3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня учебное пособие. – Тюмень, 2011.

4. Салимов М. Сероводородная коррозия / М. Салимов. Интернет-ресурс: Дата обращения: 09.09.2015.

5. Москвин В.М., Иванов Ф.М., Алексеев С.Н., Гузеев Е.А. Коррозия бетона и железобетона, методы их защиты. – М.: Стройиздат, 1980. – 536 с.

6. Козлова В.К., Вольф А.В. Анализ причин позднего появления этtringита в цементном камне // Ползуновский Вестник. – 2009. – № 3.

УДК 622.245.422

Шахвердиев А.Х.¹, Панахов Г.М.², Аббасов Э.М.², Абдул Насер Омрани³

¹Российская академия естественных наук, г. Москва, Россия

²Институт математики и механики НАН,

г. Баку, Азербайджанская Республика

³Тебризский свободный исламский университет, Исламская Республика Иран

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Одной из актуальных задач нефтегазодобычи является достижение максимально полного извлечения извлекаемых запасов углеводородов. С начала разработки нефтяного месторождения и вплоть до его истощения поддержание пластового давления и регулирование процессов вытеснения на всех этапах эксплуатации залежи производится путем закачки в пласт воды, газа и различных водных растворов химических агентов.

Эффективность методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов в существенной степени определяется массообменными процессами, протекающими в пористой среде в условиях перманентного диффузионного обмена с насыщающими жидкостями и горными породами. Фильтрационные процессы в пористых средах сопровождаются сорбционно-десорбционным обменом, эффектами растворения и кристаллизации, кольматации и суффозии и т.д.

Большинство из этих явлений и эффектов в зависимости от методов и технологий воздействия на пласт играют как положительную, так и отрицательную роль в нефтеизвлечении. В связи с этим для предотвращения возникающих технологических осложнений актуально исследование закономерностей диффузионных и иных эффектов переноса в пористых средах.

К основным уравнениям, описывающим процессы в пористой среде, относятся обобщенный закон Фика, уравнения массообмена, уравнения фильтрации, неразрывности и уравнения состояния.

Одним из нежелательных последствий проявления эффектов кольматации и адсорбции при течении гетерогенных углеводородов в пористой среде является существенное снижение фильтрационных характеристик нефтенасыщенных зон. В работе предлагается использование эффекта суффозийного воздействия как способа очистки порового пространства призабойной зоны скважины.

Представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований процессов адсорбции-десорбции и кольматации-суффозии в поровом пространстве коллектора. Применение методов, основанных на учете массообменных эффектов, позволило разработать инновационные технологии регулирования фронта вытеснения в пласте, до извлечения адсорбированного в породах коллектора газа и тем самым интенсифицировать нефтегазоизвлечение из разрабатываемых залежей.

На основе представленной авторами технологии внутрипластовой генерации диоксида углерода в пластовой системе обеспечиваются условия «псевдокипения» выделяемого CO_2 . Приведено решение кинетических уравнений газогенерации диоксида углерода в открытом объеме и в пористой среде, описывающие условия пенообразования в обводненных каналах коллектора; десорбцию газа и также очистку призабойной зоны скважин.

Предложенные технологические решения позволили обеспечить эффективное регулирование профиля приемистости, очистку призабойной зоны и повышение коэффициента нефтеизвлечения в процессе реализации промышленной технологии на месторождениях Lizuan и Zhongyang (КНР).

Технологическое воздействие на призабойную зону с целью разглинизации пористой среды призабойной зоны было осуществлено на эксплуатационных скважинах месторождения Бинагады (Азербайджан) с целью интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой газогенерации.

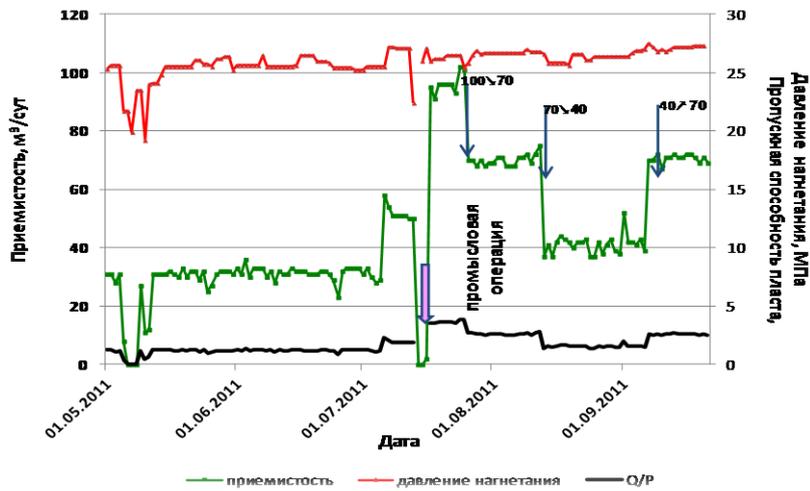


Рис. 1. Текущие показатели нагнетательной скважины до и после операции воздействия на пласт

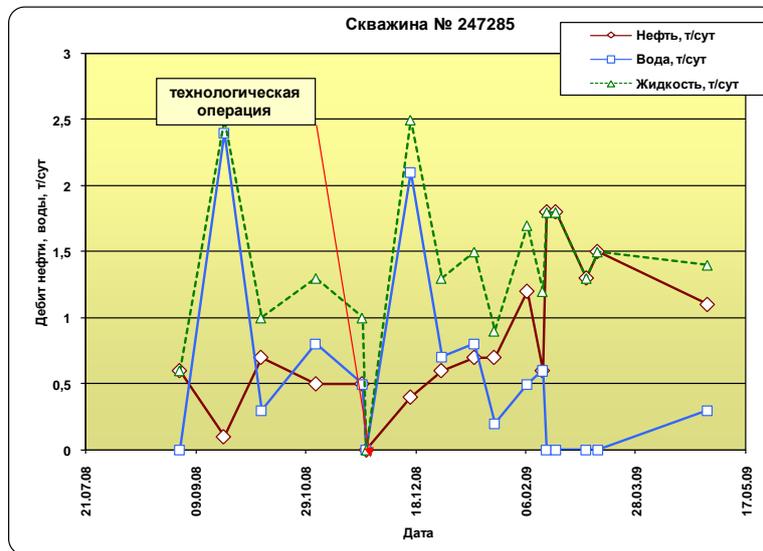


Рис. 2. Результаты операции по разглинизации пористой среды призабойной зоны скважины месторождения Бинагады (Азербайджан)

Технология периодического пенообразования, направленная на регулирование фронта вытеснения в процессе заводнения залежи успешно реализована на площадях Западной Сибири (РФ) – Самотлорское, Ново-Покурское, Ватьеганское; месторождениях Оренбургского нефтегазодобывающего региона; в условиях оффшорного месторождения Bohai Bay (КНР) и Tarim (КНР).

ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Качество крепления скважин в настоящее время часто является неудовлетворительным. И чаще всего это связано с негерметичностью затрубного пространства, из-за чего проходит межпластовые перетоки и проявления [1]. Одним из возможных путей решения данной проблемы является применение вязкоупругих подвижных пакеров (ВУПП) размещаемых в затрубном пространстве скважины [2]. Достоинствами этого пакера является возможность установки его в любом месте затрубного пространства при любой кавернозности скважины, к тому же он может быть изготовлен практически любой длины. В то же время, при его использовании возникли некоторые вопросы, на решение которых и направлена данная работа.

При контакте цементного раствора с вязкоупругим пакером за счет контракции может наблюдаться обезвоживание пакера и потеря герметизирующих свойств. Поэтому одной из задач было исследование влияния контракции на свойства пакера. Для обеспечения высокой герметичности в затрубном пространстве необходимо иметь пакер определенной прочности. При этом он должен легко закачиваться в скважину насосами и не разрушаться при прохождении через клапан обсадной колонны.

Отличительной особенностью вязкоупругих систем, из которых предлагается изготавливать пакер, является наличие в них нормального напряжения, которое обуславливают их аномальное течение в различных условиях. Примером может служить поведение этой системы при перемешивании ее в лопастной мешалки. Во время перемешиваний заметно, что вязкоупругий состав ползет вверх по валу мешалки. Указанное явление называется эффектом Вайсенберга.

Для уменьшения усадки вязкоупругого разделителя было предложено добавить в него вещество, выделяющее газ. Самое простое из них может быть алюминиевая пудра. Она начинает выделять газ сразу после затворения цементного камня. Поэтому нами предложено применение добавки: карбонат аммония, который при температуре начинает разлагаться и выделять газ.

Результаты опыта, выполняемого в лаборатории, показывают, что чистый портландцемент в течение суток показал положительное значение контракции эта контракция может привести к усадке цементного камня и образованию каналов между цементным камнем и обсадной колонной. При

этом добавка углекислого аммония показала отрицательную контракцию, т.е. она компенсировала потерю объема при контракции цемента и еще выделяла дополнительный объем газа. Были приведены эксперименты по оптимизации рецептуры ВУП. В качестве компонентов ВУР были взяты ПАА, а в качестве сшивателя – сернокислый алюминий. Проведенные опыты позволили определить оптимальную концентрацию этих компонентов для получения ВУП.

Для промышленного применения предлагается использовать технологию, которая была разработана на кафедре Бурение нефти и газа УГНТУ совместно с Азимутом при цементировании на месторождении Амангельды. В этом случае, совместно со стандартной обвязкой техники ставилась отдельная линия цементного агрегата, здесь была труба заполненная ВУР. Эта труба была названа "шприцом". После закачки расчетного объема цемент, закачка останавливалась и цементным агрегатом закачалась приблизительно $0,3 \text{ м}^3$ ВУР, который выдавливался в скважину. После этого проводилась закачка следующей порции цементного раствора, и снова закачка ВУР. Таким образом, можно закачать 2 или 3 порции ВУП. После этого шла обычная продавка цементного раствора, и скважина ставилась на ОЗЦ.

Одним из способов достижения надежного разобщения интервалов является подготовка скважины к принятию цементного раствора. С этой целью применяются буферные жидкости, основная задача которых полное вытеснение бурового раствора из затрубного пространства и обработка поверхности ОК и стенок скважины для лучшего сцепления с цементом. Буферные и промывочные жидкости служат для вытеснения бурового раствора из затрубного пространства, приведение обсадной колонны и пласта в смачиваемое водой состояние, и отделения буровых растворов от цементного раствора. Проводились лабораторные исследования эффективности буферной жидкости, для удаления пленки ВУР на основе ПАА. Результаты опыта показали, что наилучший эффективный буфер для удаления пленки ВУР на основе ПАА – это состав буфера при добавлении 10% бензина.

Библиографический список

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник / Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О и др. – М., 2007.
2. Морозов Д.В. Повышение эффективности применения вязкоупругих подвижных пакеров при цементировании обсадных колонн: Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2007.

Научное издание

**МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ,**
посвященная памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде

Сборник тезисов

16–18 ноября 2016 года

Верстка

Абдеев Р.Ш., Галина М.Е.,
Гильмханова Е.Р., Сорокина А.В., Хайретдинова Г.Р.

Издается в авторской редакции

Подписано в печать 11.11.2016. Формат бумаги 60x84¹/₁₆

Усл. печ. л. 19,6. Тираж 200 экз. Заказ № 182

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета
Адрес издательства: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1