



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ

Том 1

Материалы

Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых
В 2 томах

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

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ

*Материалы
Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

В 2 томах

Том I

Тюмень
ТИУ
2023

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

Н 76

Ответственный редактор:
кандидат экономических наук, доцент В. А. Чейметова

Редакционная коллегия:
Э. Ф. Файзуллина (зам. ответственного редактора)

Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 2 томах. Т. 1 / отв. ред. В. А. Чейметова.
– Тюмень : ТИУ, 2023. – 244 с. – Текст : непосредственный.
ISBN 978-5-9961-3091-7 (общ.)
ISBN 978-5-9961-3092-4 (т. 1)

В издание включены статьи и доклады, представленные на Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, в которых изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В первый том вошли материалы работы секций: «Геология, поиски и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрография, геокриология и инженерная геология. Кадастр природных ресурсов», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Транспортные и транспортно-технологические системы», «Проблемы экологии и техносфера безопасности», «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа».

Издание предназначено для научных, социально-гуманитарных и инженерно-технических работников, а также аспирантов и студентов технических и гуманитарных вузов.

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

ISBN 978-5-9961-3091-7 (общ.)
ISBN 978-5-9961-3092-4 (т. 1)

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «Геология, поиски и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрогеология, геокриология и инженерная геология. Кадастр природных ресурсов».....	10
Геохимическая характеристика рифейских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	10
Боталов А. Н.	
Влияние гидропроводности на удельные дебиты скважин эксплуатирующих многопластовый объект ЮС2 Федоровского месторождения	13
Корепанов С. Е	
Применение данных ВСП для изучения скоростных характеристик разреза на примере месторождений Широтного Приобья	16
Порохина Д. С.	
Аэrodинамическая технология очистки нефтегазовых платформ.....	19
Хайдаров М. Ш., Эсенов Д. Г., Гулмаммедов Р. Г.	
Иновационная технология электрохимической защиты нефте- и газопроводов.....	22
Хайдаров М. Ш., Эсенов Д. Г., Гулмаммедов Р. Г.	
Изучение процесса выработки запасов сложнопостроенных рифовых коллекторов.....	25
Чалова П. О.	
Концептуальное моделирование как инструмент к достоверному прогнозу геологических объектов на малоизученных территориях	29
Чучалина К. Ю.	
Особенности корректировки и восстановления кривых интервального времени на примере месторождений Западной Сибири	30
Шальнев С. Д.	
Анализ энергетического состояния пласта АВ ₂ Северной залежи Нивагальского месторождения	33
Шиверский Г. В.	
СЕКЦИЯ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».....	36
Особенности гидродинамического моделирования низкопроницаемых коллекторов.....	36
Виноградов К. Э., Сивкова А. В.	
Адаптация технологических подходов к проведению ГРП в наклонно-направленных скважинах путем многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания.....	39
Добровинский Д. Л.	
Роботизированные технологии в секторе добычи.....	43
Еремеев И. А.	

Способы повышения темпов добычи при разработке месторождений	44
<i>Еремеев И. А.</i>	
Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины....	46
<i>Кузьмина Е. Н.</i>	
Управление рисками при проектировании и эксплуатации опасных производственных объектов системы трубопроводного транспорта углеводородов.....	48
<i>Курасов О. А.</i>	
Проблема снижения продуктивности газовой скважины в следствии накопления ретроградного конденсата	49
<i>Михайлук К. Н., Пинигин А. А.</i>	
Перспективы применения газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами	51
<i>Мочалова А. А., Стариков М. А.</i>	
Прогноз значений дебитов скважин с применением искусственных нейронных сетей	53
<i>Нгуен М. Х., Нгуен Т. Х., Ву Х. З.</i>	
Газосодержание пластовых вод газоконденсатных месторождения Алан.....	56
<i>Орилова Ш. К.</i>	
Методы борьбы с образованием газовых конусов при разработке залежей с нефтяными оторочками и их опыт применения.....	58
<i>Пинигин А. А., Михайлук К. Н.</i>	
Обработка призабойной зоны пласта с применением отклонителя....	60
<i>Тагиров Р. Х.</i>	
Применение струйно-насосной установки при добывче нефти в осложненных условиях.....	63
<i>Тагиров Р. Х.</i>	
Влияние минерального состава карбонатных коллекторов на формирование призабойной зоны скважин.....	65
<i>Черных В. И., Мартьюшев Д. А.</i>	
Обоснование внедрения водогазового воздействия на месторождения многолетнемерзлых пород.....	68
<i>Шейко А.</i>	
Ограничение добычи газа.....	71
<i>Шмидт А. К.</i>	
Эксплуатация скважин с высоким газовым фактором	72
<i>Шмидт А. К.</i>	
СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин».....	74
Сепаратор для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE	74
<i>Кузьмина Е. Н.</i>	

К вопросу о результатах бурения параметрической скважины Курган-Успенская-1	75
<i>Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А.</i>	
Разработка технологии заканчивания газовых скважин на регулируемом давлении	78
<i>Минаев Я. Д.</i>	
Инновации автоматизации в нефтегазовой отрасли	80
<i>Петренко Е. А.</i>	
СЕКЦИЯ «Транспортные и транспортно-технологические системы»	82
Логическая модель системы услуг дронопорта	82
<i>Гузенко Н. Н., Карташов Е. О.</i>	
Маркетплейс для продвижения и монетизации услуг беспилотных летательных аппаратов	84
<i>Гузенко Н. Н., Карташов Е. О., Нестеров Д. А.</i>	
Совершенствование технологии уборки снежной массы на городской улично-дорожной сети	86
<i>Деревенский Д. С., Морозов В. В.</i>	
Использование сверточных нейронных сетей для контроля состояния сервисной зоны по обслуживанию и ремонту автомобилей.....	89
<i>Козин Е. С.</i>	
Исследование напряженно-деформированного состояния резервуара при деформации, вызванной неравномерной осадкой.....	91
<i>Колядко А. А.</i>	
Развитие системы управления техническим состоянием и целостностью магистральных газопроводов	94
<i>Курасов О. А.</i>	
Инновации в сфере транспортировки углеводородов.....	96
<i>Мартынов Д. С.</i>	
Моделирование несущей рамы автоматизированной тележки для перевозки грузов.....	98
<i>Поенко Г. И., Землянов Д. В., Фоминых К. С.</i>	
Применение индукционной нагревательной системы для совершенствования процесса подготовки и транспортировки нефти при низких температурных параметрах входной продукции (вязких и высоковязких углеводородов).....	100
<i>Раков А. А.</i>	
Матрица решений по ликвидации «узких» мест в системах сбора и транспортировки газа	102
<i>Сабитов М. И., Сивкова М. В.</i>	
Разработка системы управления электрооборудованием транспортного средства высокой проходимости.....	105
<i>Софронов Г. А.</i>	

Оценка риска возникновения аварий на внутрипромысловых газосборных сетях.....	108
<i>Старикова П. В., Гадалова А. В., Наумова С. В.</i>	
Применение труб из полимерных материалов в газовой промышленности.....	111
<i>Сурнин Д. А.</i>	
Проектирование башенного крана на дистанционном управлении ..	114
<i>Чащин М. С.</i>	
СЕКЦИЯ «Проблемы экологии и техносферная безопасность»	116
Утилизация буровых отходов электрохимическим методом.....	116
<i>Бабкина В. А.</i>	
Проблемы утилизации и переработки пищевых отходов.....	119
<i>Башурова Д. Е.</i>	
Анализ причин рискованного поведения при бурении.....	121
<i>Бескорова Е. А.</i>	
Особенности содержания и пространственного распределения редкоземельных элементов в компонентах природной среды территории расположения Антипинского нефтеперерабатывающего завода	123
<i>Боев В. В.</i>	
Анализ воздействия нефтедобычи на здоровье работников	126
<i>Бородин Р. А.</i>	
Рекомендации по пожарной безопасности для открытых производственных сооружений в нефтяной промышленности.....	128
<i>Братухин Я. А.</i>	
Проблема загрязнения нефтью торфяных почв Западной Сибири и способы их восстановления.....	131
<i>Воронина К. Е.</i>	
Ремендиация нефтезагрязненных лугово-болотных почв с помощью сорбентов и нефтедеструкторов	133
<i>Губанова Е. М.</i>	
Химические основы процессов разложения твердых бытовых отходов.....	136
<i>Жеребчук Е. В.</i>	
Анализ причин пожаров и загрязнения окружающей среды на объектах нефтедобычи	140
<i>Замиралов А. Н.</i>	
Влияние внесения доломитовой муки на изменение солевого состава бурового шлама	143
<i>Зимнухова А. Е., Тарасова С. С.</i>	
Исследование влияния мелиорантов на водно-физические свойства бурового шлама	145
<i>Зимнухова А. Е.</i>	

Анализ поражения электрическим током при работе с электрооборудованием	147
Игнатченко С. И.	
Анализ рисков при строительстве и эксплуатации проектов трубопроводов	149
Каримов А. Ш.	
Анализ производственной безопасности на объектах нефтепроводов	152
Карманова В. В.	
Анализ аварий, вызванных человеческим фактором в нефтегазовой отрасли.....	155
Конченов Т. Б.	
Требования к системам видеофиксаций нарушений в области промышленной безопасности и охраны труда на предприятиях нефтегазового комплекса	157
Крикунов М. Ф.	
Применение взрывозащищенной технологии внутренней безопасности в устройстве для хранения и транспортировки нефти	160
Кукушкина Д. С.	
Промышленная безопасность сосудов под давлением с точки зрения целостности конструкции.....	162
Кукушкина Д. С.	
Утилизация отходов бурения с получением вторичной продукции — нейтрального грунта.....	164
Любакивский С. Е.	
Системы обеспечения пожарной безопасности объектов месторождения	167
Некрасов Д. А., Миготина В. В.	
Управление месторождением с помощью цифровой информационной системы визуализации «Сфера 3D».....	170
Пепеляев А. Е.	
Исследование безопасности и надежности эксплуатации трубопровода с горячей восковой нефтью с низкой пропускной способностью с использованием вероятностного метода	173
Пономарев В. Ю.	
Статистический анализ экологических последствий аварий на нефтепроводах.....	176
Пономарев В. Ю.	
Необходимость проведения мониторинга состояния окружающей среды на территории шламового амбара	178
Попова Е. В.	
Оценка профессионального риска слесаря механосборочных работ.	180
Проскурякова А. А.	

Макулатура как ценный ресурс: обзор последних тенденций в области полимерных композитов.....	183
<i>Савранская Д. П.</i>	
Способы обращения с отходами производства и потребления в г. Тюмень	185
<i>Савранская Д. П.</i>	
Газовая хроматография как метод анализа содержания углеводородов в воздухе	187
<i>Свинцова Е. А</i>	
Применение технологии мембранных биореакторов для очистки сточных вод	190
<i>Свинцова Е. А</i>	
Проблема утилизации бытовых отходов.....	192
<i>Трифоненко А. В.</i>	
Исследование способа утилизации буровых шламов при помощи бактерий <i>Alcanivorax borkumensis</i> с использованием нанотрубок галлуазита с питательным компонентом	195
<i>Фахруллина Г. И., Рожин А. О., Ишмухаметов И. Р.</i>	
Особенности проведения производственного контроля	197
<i>Чеклова А. А.</i>	
СОУТ как элемент управления охраной труда	198
<i>Чеклова А. А.</i>	
Состояние атмосферного воздуха на территории Ямalo-Ненецкого автономного округа	200
<i>Чубарова Е. А.</i>	
Влияние выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников на атмосферный воздух	202
<i>Шабанов Д. И.</i>	
Анализ воздействия вредных производственных факторов на работников производства металлоконструкций	206
<i>Шантурова Д. О.</i>	
Обеспечение безопасности труда работников при производстве металлоконструкций	207
<i>Шантурова Д. О.</i>	
Автоматизированная система контроля за соблюдением техники безопасности на производственном предприятии с использованием искусственного интеллекта.....	209
<i>Ященок А. К., Ильин О. Б., Караваев З. А.</i>	
СЕКЦИЯ «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа»	212
Методы улавливания углекислого газа	212
<i>Агапов А. А.</i>	

Применение высших жирных спиртов	213
<i>Борзенко А. О., Янкова А. О.</i>	
Изучение полисульфидных отложений	215
<i>Житков Н. В., Романов К. Ю.</i>	
Анализ влияния граничных давлений на качество работы азотной мембранный установки.....	217
<i>Кузнецов А. В., Гильманов А. Я.</i>	
Совершенствование процессов глубокой переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков	219
<i>Кузнецова А. А.</i>	
Нефтяные парафины и их применение при производстве	221
термодатчиков	221
<i>Марков Н. Е.</i>	
Сравнительный анализ кислородсодержащих (оксигенаты)	224
добавок к бензинам	224
<i>Петракова Я. В.</i>	
Периодическая система Д. И. Менделеева: проблематика восприятия открытия англоязычными странами	227
<i>Печерских М. Ю., Умеренкова Е. М.</i>	
Требования и особенности производства авиационных топлив	229
<i>Причина Р. Р.</i>	
Разрушение нефтяной эмульсии методами химической деэмульсации	231
<i>Сальников П. А.</i>	
Перспективы использования деэмульгаторов при подготовке нефти	234
<i>Сент С. В.</i>	
Комплексы палладия и никеля (II), содержащие оксадитоэфирные лиганды: синтез и каталитические свойства	236
<i>Сучкова А. В., Абрамов З. Д., Ершукова К. Н.</i>	
Оптимизация установки изомеризации Изомалк-2. Моделирование процесса изомеризации пентан-гексановой фракции	239
<i>Шейдаев А. Ф.</i>	
Обезмасливание и применение парафинов	242
<i>Янкова А. О., Борзенко А. О.</i>	

**СЕКЦИЯ «Геология, поиски и разведка нефтяных, газовых
и других месторождений полезных ископаемых,
гидрогеология, геокриология и инженерная геология.
Кадастр природных ресурсов»**

**Геохимическая характеристика рифейских отложений Вычегодского
прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна**

Боталов А. Н.

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, г. Пермь*

Вычегодский прогиб – гребен, простирающийся на 400 км в северо-западном направлении вдоль Тимана. В тектоническом отношении является структурой I порядка Предтиманского прогиба. Осадочный чехол выполнен рифейскими карбонатно-терригенными (>5000 м), вендскими терригенными (>2000 м) и верхнепалеозойскими терригенно-карбонатными (~1500 м) отложениями. В нефтегазогеологическом отношении район изучения приурочен к северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Наиболее перспективным интервалом разреза Вычегодского прогиба считается рифейский карбонатно-терригенный комплекс, характеризующийся широким распространением, значительной мощностью и многочисленными нефтегазопроявлениями [1]. Однако значительная часть площади распространения данного комплекса до сих пор практически не изучена.

Проблемой нефтегазоносности рифейских отложений Вычегодского прогиба занимались такие ученые, как Баженова О. К. [2], Баженова Т. К. [3], Конюхова В. А. [4] и др. В совокупности их труды позволяют выделить три нефтепроизводящих уровня в разрезе рифея Вычегодского прогиба: пезскую свиту (RF_2pz) среднего рифея и две свиты верхнего рифея – оменскую (RF_3om)/ышкмесскую (RF_3ysh) и няфтинскую (RF_3nf)/вапольскую (RF_3vp).

По данным литолого-петрографических исследований пород из скважин Кельтменская-1, Сторожевская-1 и Сереговская-1 нефтематеринские свиты сложены:

- пезская свита – аргиллиты темно-серой, коричневой, черной окраски;
- оменская/ышкмесская свита – переслаивание темно-серых, коричневых алевролитов и аргиллитов с маломощными прослоями темных мергелей, глинистых известняков и доломитов;
- няфтинская/вапольская свита – тонкокристаллические доломиты, массивные и глинистые известняки темно-серые, иногда черные, с прослоями темно-серых алевролитов и аргиллитов.

Для геохимической характеристики указанных свит были проанализированы результаты пиролитических, люминесцентно-битумологических исследований и изучения углеводородного состава насыщенных УВ (изо- и нормальных алканов).

Согласно пиролитическим данным пезская свита характеризуется содержанием ТОС – 0,14-0,93 % (среднее 0,29 %) и высокой зрелостью ОВ (T_{max} – 449-535 °C). Породы обладают низкими показателями S_1 (0,02–0,18 мг УВ/г породы) и S_2 (0,06-0,50 мг УВ/г породы), т. е. характеризуются удовлетворительным генерационным потенциалом S_1+S_2 (0,20-0,54 мг УВ/г породы). Водородный индекс НІ колеблется в диапазоне от 35 до 208 мг УВ/г ТОС и указывает на полную и частичную реализованность потенциала. Индекс продуктивности РІ варьирует от 0,09 до 0,43 (в среднем 0,18), что свойственно незначительной истощенности потенциала. Выход хлороформенного битумоида $B_{x\ell}$ составляет 0,0025-0,02 %. Битумоидный коэффициент β равен 2-13 %, т. е. битумоиды сингенетичные. По результатам изучения изопреноидных и нормальных алканов соотношения $Pr/Ph = 0,64$, $Pr/n-C_{17} = 0,27$ и $Ph/n-C_{18} = 0,40$, что в совокупности соответствует сапропелевому типу ОВ, образовавшегося в восстановительных мелководно-морских обстановках.

Пиролиз оменской/ышкмесской свиты показал, что породы характеризуются содержанием ТОС – 0,02-1,50 % (среднее 0,28 %) и перезрелостью ОВ (T_{max} до 486 °C). Показатели S_1 и S_2 низкие (0,01-0,09 и 0,3-0,34 мг УВ/г породы), породы в целом обладают плохим потенциалом S_1+S_2 – 0,07-0,35 мг УВ/г породы. Значения НІ низкие (до 92 мг УВ/г ТОС), а индекс продуктивности РІ высокий (в среднем 0,56), что говорит о значительной истощенности потенциала. Выход хлороформенного битумоида $B_{x\ell}$ – 0,019-0,08 %. Битумоиды сингенетичные ($\beta = 2-18 \%$), при этом выделяется образец с $\beta = 33 \%$, что свойственно, вероятно, эпигенетичному типу битумоидов.

Результаты пиролитических исследований няфтинской/вапольской свиты показали, что содержание ТОС варьирует от 0,01 до 1,50 (среднее 0,20 %). ОВ пород катагенетически «зрелое» и «перезрелое» (T_{max} до 495 °C). Параметры S_1 и S_2 низкие (0,01-0,22 и 0,02-0,62 мг УВ/г породы), при этом в отдельных горизонтах, обогащенных ОВ, генерационный потенциал S_1+S_2 повышенный (до 0,72 мг УВ/г породы) и характеризуется как удовлетворительный. Водородный индекс НІ – 29-564 мг УВ/г ТОС и индекса продуктивности РІ – 0,13-0,56 указывает на то, что часть пород истратила свой потенциал, а другая часть, с повышенными S_1+S_2 и ТОС, способны в небольших количествах генерировать углеводороды. Выход хлороформенного битумоида $B_{x\ell}$ колеблется в диапазоне от 0,0003 до 0,08 %, при максимальном 0,16 %, что объясняется развитием процессов генерации УВ данной свитой. Битумоидный коэффициент β изменяется в широком интервале от 0,27 до 100 %. Величины β до 20 % соответствуют сингенетичным битумоидам

глинистых пород, а высокие значения β – 50-100 % свойственны эпигенетичным битумоидам и говорят об аккумуляции УВ в известняках и доломитах. Соотношения изопреноидных и нормальных алканов Pr/Ph – 0,54-0,92, Pr/n-C₁₇ – 0,17-0,64 и Ph/n-C₁₈ – 0,18-0,95 показали, что ОВ сапропелевого типа, сформировавшийся в восстановительных мелководно-морских обстановках.

Таким образом, из проведенного анализа результатов геохимических исследований рифейских нефтематеринских пород Вычегодского прогиба следуют следующие выводы:

- породы обладают нефтематеринскими свойствами и обогащены сапропелевым типом ОВ, образовавшийся в восстановительных мелководно-морских обстановках осадконакопления;
- в целом породы изученных свит характеризуются преимущественно удовлетворительным генерационным потенциалом и способны генерировать в небольших объемах жидкие и газообразные УВ;
- высокие значения показателей $B_{\text{хл}}$ и β в отложениях няфтинской/вапольской свиты, указывают на развитие процессов генерации УВ в глинистых породах этой толщи и наличие потенциальных аккумуляций УВ известняках и доломитах.

Исследования выполнены при поддержке Минобрнауки РФ (проект № FSNM-2023-0005)

Библиографический список

1. Богацкий, В. И. Строение Вычегодского прогиба, уточненное по результатам бурения параметрической скважины 1-Кельтменская / В. И. Богацкий, Е. Г. Довжикова. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна : сборник научных трудов. – Ухта, 2008. – С. 67-76.
2. Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история / Т. К. Баженова, С. А. Богословский, А. И. Шапиро [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 3. – С. 1-31.
3. Баженова, О. К. Нефтегазоматеринский потенциал докембрийских отложений севера Русской плиты / О. К. Баженова, Б. А. Соколов, В. А. Егоров. – Текст : непосредственный // Сырьевая база России в XXI веке : материалы конференции, посвященной 70-летию геологической службы на Европейском Севере России. – Москва, 2002. – С. 34-45.
4. Конюхова, В. А. Геолого-геохимическая оценка перспектив нефтегазоносности рифейских отложений северо-запада Мезенской синеклизы / В. А. Конюхова. – Текст : непосредственный // Вестник МГУ, Геология. – 1998. – № 2. – С. 37-41.

Научный руководитель: Кривошеков С. Н., канд. техн. наук, доцент.

Влияние гидропроводности на удельные дебиты скважин эксплуатирующих многопластовый объект ЮС2 Федоровского месторождения

Корепанов С. Е

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, г. Пермь*

Федоровское месторождение расположено в Сургутском нефтегазоносном районе.

Эксплуатационный объект ЮС2 включает в себя два пласта ЮС2/2 и ЮС2/1. Залежи пластов сложного строения, литологически либо тектонически экранированные.

Для раскрытия темы была выбрана центральная часть Федоровской площади.

Пласти ЮС2/2 и ЮС2/1 имеют среднюю пористость (0,19 и 0,16 д.ед), но различаются в остальных геологических характеристиках, проницаемости ($3,8 \cdot 10^{-3}$ и $8,2 \cdot 10^{-3}$ мкм²), гидропроводности ($0,6 \cdot 10^{-2}$ и $2,1 \cdot 10^{-2}$ м³мкм²/мПа^{0,5}с), проводимости ($0,07 \cdot 10^{-2}$ и $0,3 \cdot 10^{-2}$ мкм²/мПа^{0,5}с), продуктивности (0,4 и 1,2 м³/сут*МПа) и эффективных нефтенасыщенных толщинах (4,3 и 7,5 м). Несмотря на эти различия, оба пласта выделены в единый эксплуатационный объект, при этом залежь пласта ЮС2/1 имеет существенно большие величины своих геологических характеристик.

Залежи пласта ЮС2 находятся на первой стадии и разрабатываются по утвержденной линейной однорядной системе, реализованной в полном объеме. Общая обводненность составляет более 45 %, суммарные дебиты нефти изменяются от 3 до 28,2 т/сут.

В задачу моих исследований входил расчет удельных дебитов и определение роли каждого пласта в суммарном дебите скважин. Для этого мною для скважин выбранного участка был рассчитан показатель гидропроводности с построением гистограммы распределения (рисунок 1).

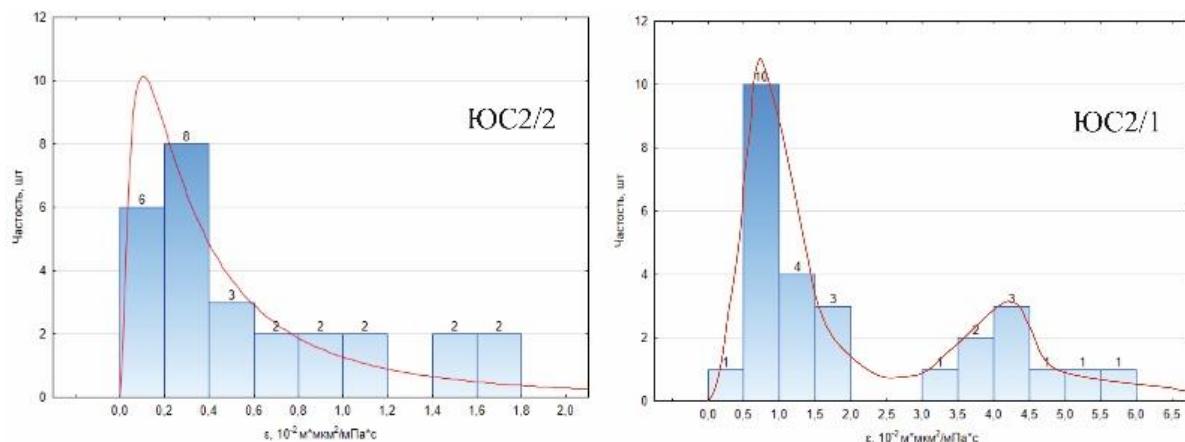


Рисунок 1. Гистограммы распределения гидропроводности пластов ЮС2/2 и ЮС2/1

Распределение гидропроводности носит логнормальный характер для обоих пластов. Как видно из рисунка для пласта ЮС2/2 распределение носит одномодальный характер со средним значением $1,8 \cdot 10^{-2}$ м*мкм²/мПа*с, а для пласта ЮС2/1 распределение двумодальное со средними значениями $1 \cdot 10^{-2}$ и $4,4 \cdot 10^{-2}$ м*мкм²/мПа*с [1].

По величинам гидропроводности был произведен расчет удельных дебитов для обоих пластов и построена схема их распределения с различными зонами (рисунок 2).

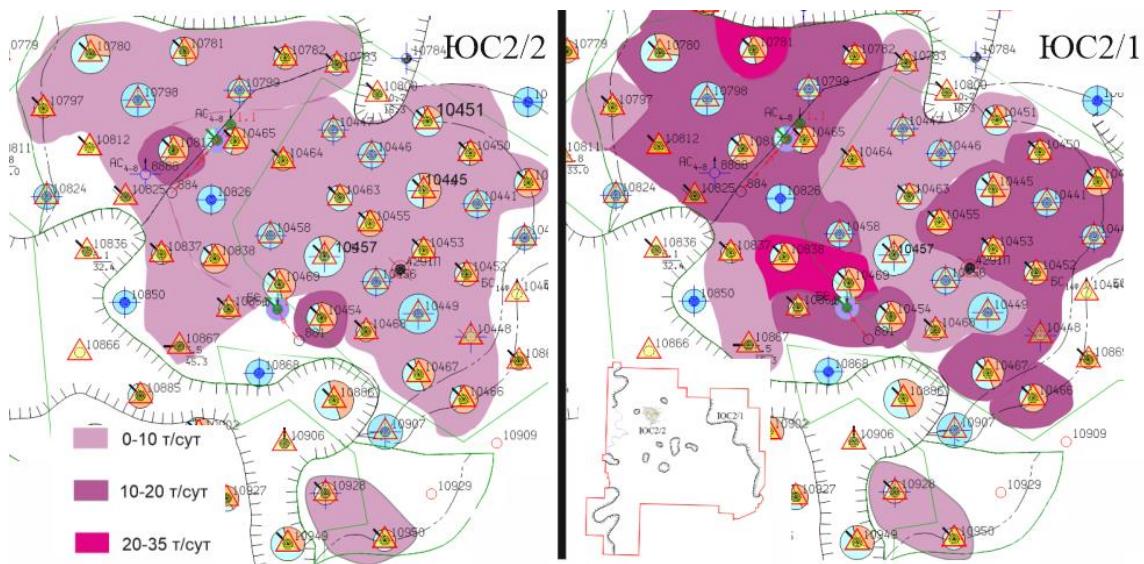


Рисунок 2. Схема распределения удельных дебитов

На схеме видно, что скважины пласта ЮС2/2 в основном работают с минимальным дебитом, в пласте ЮС2/1 со средним. Выделенные зоны с различными удельными дебитами по пластам также можно увидеть на гистограмме распределения (рисунок 3).

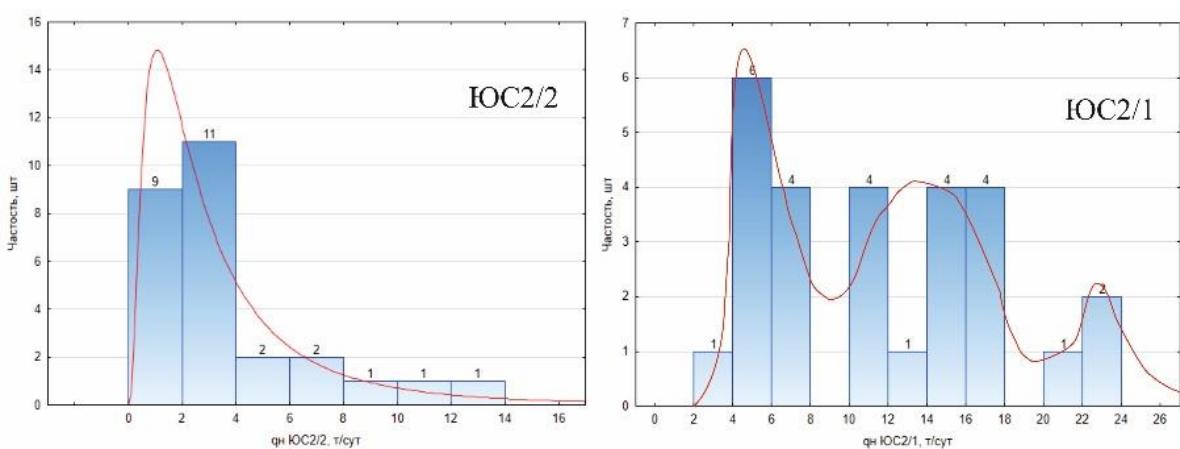


Рисунок 3. Гистограммы распределения удельных дебитов пластов ЮС2/2 и ЮС2/1

Распределение удельных дебитов носит для обоих пластов логнормальный характер. Средний дебит пласта ЮС2/2 равен 3,5 т/сут и изменяется в диапазоне от 0,5 до 13,3 т/сут. Распределение удельных дебитов в пласте ЮС2/1 трехмодальное, что соответствует выделенным зонам, в которых средние значения равны 5,8, 14,4 и 22,8 т/сут, среднее по всему пласту равно 11,8 т/сут. Дебиты изменяются от 2,4 до 23,7 т/сут [1].

Таким образом пласт ЮС2/1 характеризующийся лучшими геологическими характеристиками обладает высокими удельными дебитами и вносит большую добычу в суммарную работу скважин.

Для построения зависимости гидропроводности от удельных дебитов пластов были взяты статистически значимые значения (рисунок 4).

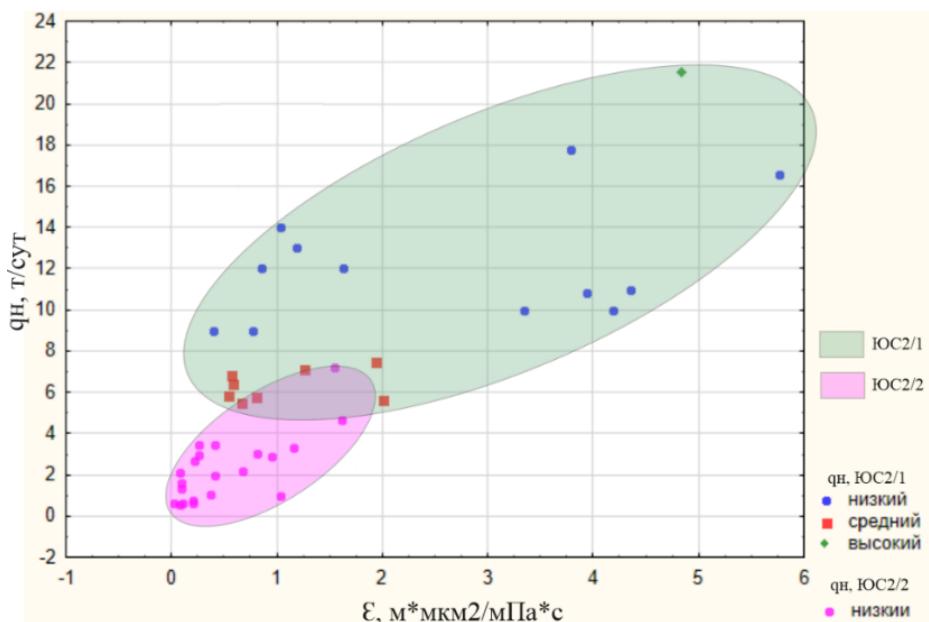


Рисунок 4. Зависимость гидропроводности от удельного дебита пластов ЮС2/2 и ЮС2/1

Так для пластов ЮС2/2 и ЮС2/1 между удельным дебитом и гидропроводностью существует линейная зависимость, так коэффициент корреляции равен 0,64 и 0,70 д. ед. Большим значениям гидропроводности соответствуют большие значения удельных дебитов. По полученным уравнениям регрессии, зная гидропроводность можно, спрогнозировать удельные дебиты скважин, рекомендуемых к бурению. Полученные уравнения регрессии: $q_{\text{юс2/2}} = 1,266 + 1,836 * \varepsilon_{\text{юс2/2}}$; $q_{\text{юс2/1}} = 6,612 + 2,025 * \varepsilon_{\text{юс2/1}}$ [1].

На основании проведенных исследований было установлено, что пласт ЮС2/1 обладает высокими значениями ФЕС, толщин и гидропроводности, вносит больший вклад в величину суммарных дебитов эксплуатационного объекта. Установлена зависимость между значениями гидропроводности и распределением удельных дебитов для пластов, по которой можно прогнозировать дебиты скважин рекомендуемых к бурению.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ – 1010.2022.1.5).

Библиографический список

1. Дэвис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. В 2 кн. Кн. 1 / Дж. С. Дэвис ; перевод с английского В. А. Голубевой ; под редакцией Д. А. Родионова. – Москва : Недра, 1990. – 319 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Козлова И. А., кандидат геол. мин. наук, доцент.

Применение данных ВСП для изучения скоростных характеристик разреза на примере месторождений Широтного Приобья

Порохина Д. С.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, г. Тюмень

В основных районах нефтегазодобычи нашей страны объемы скважинных сейсмических исследований методом ВСП непрерывно растут. В последние годы значительно увеличилось количество работ этим методом в районах Западной Сибири [1, 2]. В отличие от наземных методов ВСП дает возможность эффективно решать задачи доразведки в силу более хорошей защищенности от промышленных помех и достаточной для детализационных задач разрешающей способности.

Исследуемый участок работ расположен в районе Широтного Приобья. Общая площадь участка составляет примерно 5724 км². В пределах рассматриваемой площади исследования методом ВСП проведены в 125 скважинах. После анализа данных часть скважин была отбракована. В основном это было связано с неполной или некачественной записью сейсмической волны. В узких интервалах, соответствующих диапазону изменения Н какого-нибудь стратиграфического уровня, вполне допустимо с приемлемой точностью аппроксимировать годограф линейной зависимостью. Это позволяет определить по каждому годографу для каждого уровня уравнения связи время / глубина вида $H = A \cdot T_0 + B$. Получив для каждой скважины с данными ВСП коэффициенты А и В, мы можем построить карты этих коэффициентов и затем использовать их для структурных построений. В результате мы будем иметь структурную поверхность соответствующего стратиграфического уровня, не имеющую невязок построений со скважинами, использованными для оценки коэффициентов А и В. Невязки с остальными скважинами будут определяться преимущественно наличием неучтенных горизонтальных и вертикальных градиентов скоростных характеристик разреза, обусловленных погруженными малоразмерными

скоростными аномалиями, неучитываемыми в процессе обработки в модели средних скоростей.

Поскольку зональный проект включал в себя несколько месторождений необходимо было получить единую поверхность для каждого горизонта. Для работы было выбрано три временных уровня – ОГ Г, М, ЮВ₁. Далее, согласно разработанному алгоритму, были получены структурные поверхности для каждого горизонта. Для каждой скважины в интервале пласта с годографа ВСП выбирались значения Н, Т₀, и строился график линейной зависимости Н/Т₀ в выбранном интервале. И после этого из линейного уравнения для каждой скважины определялись коэффициенты А и В (рисунок 1).

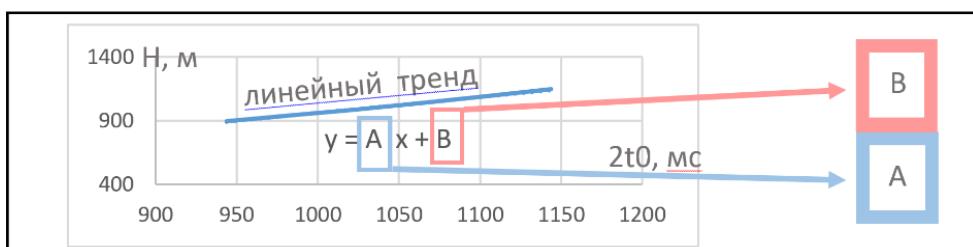


Рисунок 1. Краткий алгоритм определения коэффициентов А и В на примере горизонта Г.

Затем путем краингинг – интерполяции были получены карты коэффициентов А и В для горизонтов Г, М, ЮВ₁ (рисунок 2). С использованием карт изохрон и карт соответствующих коэффициентов были рассчитаны структурные поверхности для трех уровней.

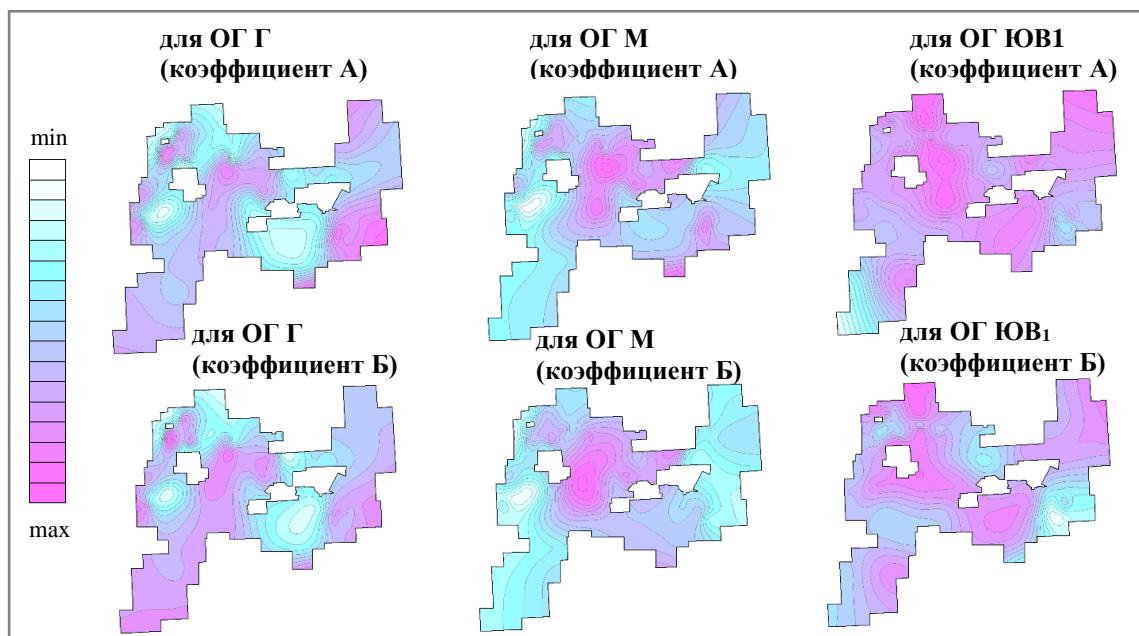


Рисунок 2. Карты коэффициентов А и Б для трех ОГ

Одним из критериев проверки стало сопоставление модельной структурной поверхности по ОГ ЮВ₁ со структурным планом ранее выполненных региональных работ, что показало хорошую сходимость поверхностей. Далее в ПО Petrel была получена глубинно – скоростная модель. С целью валидации полученной модели в контуре площади работ был выбран небольшой локальный участок, в пределах, которого были прослежены три ОГ: НБВ₃ – хорошо прослеживаемый ОГ, Н_{ур} – имеющий клиноформное строение, Б – горизонт, имеющий аномальное строение. Для примера на рисунке 3 представлены модельная структурная карта по кровле пласта БВ₃ и структурная поверхность из материалов интерпретационного отчета [3]. Видно, что практически все элементы структурного плана совпадают. Оценка прогностической способности модели показала, что точность модельных карт выше, чем структурных поверхностей отчетных работ, построенных по линейной зависимости. Интерес представляет разница структурных планов в пределах контура залежи, что стало следующим направлением исследований.

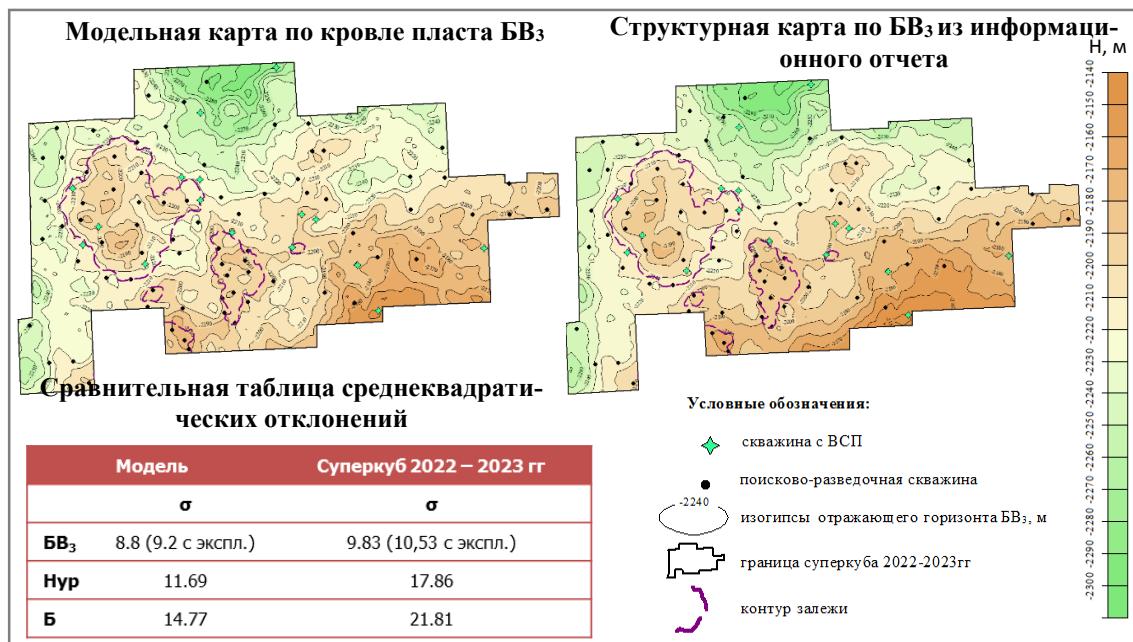


Рисунок 3. Структурные карты по кровле пласта БВ₃

Итогом данной работы стала глубинно – скоростная модель, которую можно использовать для получения структурных планов и оценки перспектив слабо разбуренных участков.

В работе предложена и описана новая методика получения структурных поверхностей путем привлечения материалов ВСП и объединенных карт времен. Данная методика может быть реализована как для выполнения структурных построений на локальных участках, так и для решения задач региональных работ.

Библиографический список

1. Баянов, А. С. Вертикальное сейсмическое профилирование нефтяных и газовых скважин / А. С. Баянов, В. П. Меркулов, Д. Ю. Степанов. – Томск : Томский Политехнический Университет, 2009. – С. 5. – Текст : непосредственный.
2. Тихонов, А. А. Изучение строения околоскважинного пространства по данным ВСП / А. А. Тихонов. – Москва, 2005. – С. 3. – Текст : непосредственный.
3. Создание единой сейсмогеологической модели отложений нижнего мела и верхней юры ТПП «Покачевнефтегаз» на основе актуализации результатов обработки и интерпретации СРР 3D. (Фаза I : Мишаевский, Нонг-Еганский ЛУ) / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени ; ответственный исполнитель : Е. А. Яневиц, Е. Н. Смородин [и др.]. – Тюмень, 2022. – С. 57-60 с. – Текст : непосредственный.

Аэродинамическая технология очистки нефтегазовых платформ

Хайдаров М. Ш., Эсенов Д. Г., Гулмаммедов Р. Г.

*Международный университет нефти и газа имени Ягыыгелди Какаева,
г. Ашгабат, Туркменистан*

Изобретение относится к области технологических машин, более конкретно к устройствам воздушной очистки поверхностей с постоянным и/или периодическим применением воздухо-водяной смеси, и может быть использовано в нефтегазохимической промышленности для очистки нефтепроводов, газопроводов, конденсатопроводов, нефте- и газопродуктопроводов, металлических резервуаров нефти и нефтепродуктов, буровые сооружения и оборудования от буровых растворов, а также во многих других промышленно-производственных секторах, где требуется энерго- и ресурсосберегающая очистка от других механических примесей [1, 2].

Новое устройство предлагается для предотвращения таких препятствий. В отличии от другого оборудования предлагаемое огне безопасен, требует мало времени для проведения очистных работ, не требует электрического тока, экономит воду и уменьшает вред окружающей среде.

Моющая устройство, работающее с помощью воздуха, имеет простую конструкцию, для ее работы достаточно давление в 0,5-1,0 МПа. Требуется 10 литров воды в минуту и в отличии от других моющих машин, работающих электрическим током, потребляет воду меньше на 80 %.

Недостатком данного устройства является невысокая эффективность очистки оборудования от солей, так как приваренные к оборудованию волноводы обеспечивают возбуждение волновых колебаний только в стационарных местах и только на одной частоте задающего генератора, кроме

того, преобразователи невозможно переставить в другие точки теплообменного оборудования, в которых обнаруживается интенсивное образование солевых отложений [2, 3].

Техническим результатам изобретения является максимальное уменьшение габаритов устройства аэродинамической очистки, обеспечение беспрерывной работы и увеличения надежности очистки трубопроводов посредством использования резервного воды и воздуха, расширение условий и области применения, снижения трудоемкости процесса эксплуатации данного технологического решения, а также минимизация затрат материальных и финансовых средств на установку, монтаж, ремонт и реконструкцию предлагаемого изобретения.

Технические результаты изобретения реализуются в следующем устройстве, длина которого равно 90 сантиметров, необходимо взять трубу диаметром 40 см, к обеим сторонам привариваются железные пластиинки, заделывающие отверстия и изготавливается закрытый корпус. Приделываются две ножки, чтобы корпус не вращался и нужно встроить кран с воронкой, чтобы сверху влиять в него воду. Нужно заполнить корпус водой доверху.

Две трубы диаметром 15 мм устанавливаются вертикально внутри корпуса. Первая труба устанавливается внутри для создания давления воздухом. Вторая же устанавливается так чтобы труба не доходила дна корпуса, и вода могла пройти через нее. Затем прикрепляются две шланги и подводятся к рукоятке чтобы воздух и вода доходили до нее. Рукоятка изготавливается из трубы диаметром 15 мм, отверстие на конце трубы распылителя воды должно быть 2 мм. В итоге, вода и воздух, идущие из шлангов, смешиваются в смещающей части (смеситель) рукоятки и распыляется наружу.

Как известно некоторые виды оборудования, используемых на буровых установках, которые закупаются у развитых странах мира, работают с помощью воздуха. Для их нормальной работы необходимо давление воздуха в 0,8 МПа. Специальные компрессоры воздуха восполняют использованный воздух и достаточно использование этого воздуха для работы нового оборудования.

Технической задачей изобретения является разработка энергоэффективного, энергосберегающего, экологического и энергетического безопасного способа очистки посредством применения минимального количества воды и воздуха.

Новизна изобретения состоит в том, что в предлагаемом способе применяется устройство, внутренняя поверхность трубок для потока воды и воздуха изготовлено из композитных материалов таким образом, что гидро- и аэродинамическое сопротивление сводится к минимуму, за счет молекулярного сглаживания рабочей зоны трубок.

Кроме этого предложенное нами изобретение позволяет с максимальной эффективностью рационализировать оптимизацию использования

электрической энергии, а также других ресурсов, предназначенных для создания электрического питания, не требуя дополнительных источников и/или подключений к электрической энергии в отдельности [1, 2].

Изобретение поясняется чертежами на рисунке 1, которые не охватывают, а также не ограничивают весь объем притязаний данного технического решения, а являются лишь иллюстрирующими материалами частного случая выполнения.

На рисунке 1 изображено устройство для интенсивной аэродинамической очистки поверхностей. Цифрами обозначено следующее: 1 – корпус, 2 – ножки, 3 – водоток, 4 – трубка для прохождения воздуха, 5 – воронка для влиивания воды, 6 – кран, 7 – воздушный кран, 8 – шланги, 9 – трубка для прохождения воды, 10 – трубка для прохождения воздуха, 11 – смеситель, 12 – отверстие для распыления.

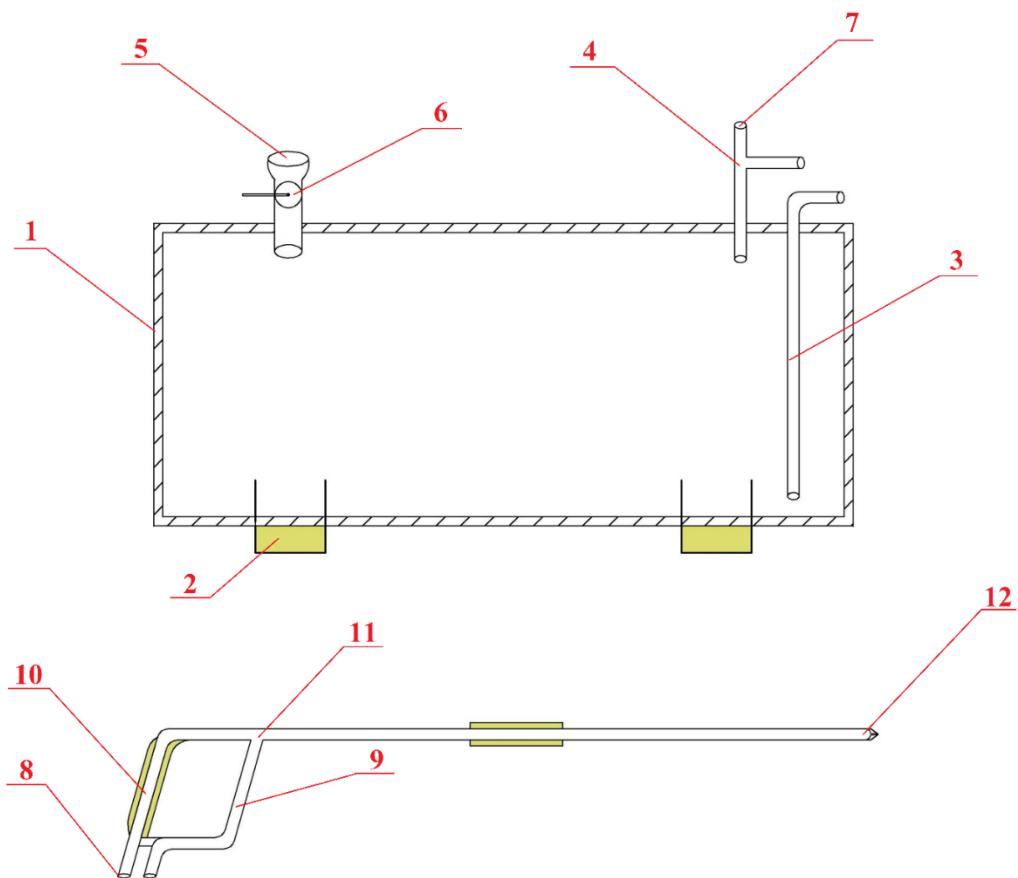


Рисунок 1. Устройство для интенсивной аэродинамической очистки поверхностей

Изобретение работает следующим образом: в корпус (1) устройства, стоящего на металлических ножках (2), попадает оптимальное количество воды посредством водотока (3), обеспеченного воронкой для влиивания воды (5), открывающегося посредством крана (6), после которого автоматически открывается воздушный кран (7), откуда поступает аэродинамический активный поток воздуха, проходящего через трубку для прохождения

воздуха (4) и (10), и при этом поступает вода через трубку для прохождения воды (9), смешивающихся в смесителе (11), после которого полученная смесь очищающего средства протекает через шланги (8) на отверстие для распыления (12), при помощи механического управления которым и осуществляется очистка нужной и/или требуемой поверхности.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы.

Предложенное нами изобретение также позволяет значительно снизить материально-финансовые расходы и трудоемкость, связанные с техническим обслуживанием, эксплуатацией и ремонтом установок, предназначенных для очистки поверхностей. Компактные габариты и оптимальные параметры всех технологических элементов позволяет добиться максимально повышенных характеристик разработанной технологии, таких как – повышение срока эксплуатации, высокая надежность и работоспособность в сложных условиях.

Библиографический список

1. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела : учебник для высших технических школ / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2005. – С. 528. – Текст : непосредственный.
2. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров : учебник для высших технических школ / М. В. Кузнецов, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов [и др.]. – Москва : Недра, – 1992. – С. 238. – Текст : непосредственный.
3. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для высших технических школ / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – С. 368. – Текст : непосредственный.

Инновационная технология электрохимической защиты нефте- и газопроводов

Хайдаров М. Ш., Эсенов Д. Г., Гулмаммедов Р. Г.

*Международный университет нефти и газа имени Ягыгелди Кakaева,
г. Ашгабад, Туркменистан*

Изобретение относится к области электрохимической защиты подземных металлических трубообразных сооружений, конструкций и других инженерно-технических элементов, более конкретно к станциям катодной защиты трубопроводов и может быть использовано в нефтегазохимической промышленности для защиты нефтепроводов, газопроводов, конденсатопроводов, нефте- и газопродуктопроводов от коррозии, а также во многих других промышленно-производственных секторах, металлические подземные комплексы, системы и элементы которых расположены в средней и дальней уда-

ленности от требуемых линий электрического питания и/или при условиях отсутствия стабильного и надежного электроснабжения [1, 2].

Станция катодной защиты трубопроводов с электрическим питанием от солнечных батарей может быть установлена в самых разнообразных почвенных зонах, геофизические и молекулярно-химические характеристики которых имеют максимально усложненные и агрессивные показатели [2, 3].

Изобретение содержит установку для контроля, регулирования и измерения электрических параметров, к которому последовательно присоединены главный и резервный аккумуляторы, электрическое питания которых осуществляется автономным образом при помощи панели с солнечными батареями, без подключения к дополнительным источникам электрического питания, поток электрического тока с положительным полюсом которого подключен к анодному заземлителю, расположенного на одном уровне с датчиком естественного потенциала «труба–земля» и на верху по требуемой дистанции от трубопровода, к которому подключен поток электрического тока с отрицательным полюсом.

Технической задачей изобретения является разработка энергоэффективного, энергосберегающего, экологического и энергетического безопасного способа электрохимической защиты подземных трубопроводов со сверх высоконадежным автономным электрическим питанием посредством применения панели с солнечными батареями [1, 2].

Новизна изобретения состоит в том, что электроснабжение всей станции катодной защиты осуществляется при помощи панели состоящей из солнечных батарей с высоким коэффициентом фотоэлектрического преобразования, который подключен к комплексу электрического питания, состоящего из двух аккумуляторов, предназначенных для положительной поляризации анодных заземлителей и отрицательной поляризации защищаемого трубопровода.

Кроме этого предложенное нами изобретение позволяет с максимальной эффективностью рационализировать оптимизацию использования электрической энергии, а также других ресурсов, предназначенных для создания электрического питания, не требуя дополнительных источников и/или подключений к электрической энергии в отдельности от системы электрического питания на солнечной панели станции [2, 3].

Изобретение поясняется чертежами на фигуре-1, которые не охватывают, а также не ограничивают весь объем притязаний данного технического решения, а являются лишь иллюстрирующими материалами частного случая выполнения.

На рисунке 1 изображены технологическая схема станции катодной защиты трубопроводов с электрическим питанием от солнечных батарей. Цифрами обозначено следующее: 1 – панель с солнечными батареями; 2 – главный аккумулятор электрического питания; 3 – резервный аккумуля-

тор электрического питания; 4 – установка для контроля, регулирования и измерения электрических параметров; 5 – анодные заземлители; 6 – трубопровод; 7 – датчик естественного потенциала «труба – земля».

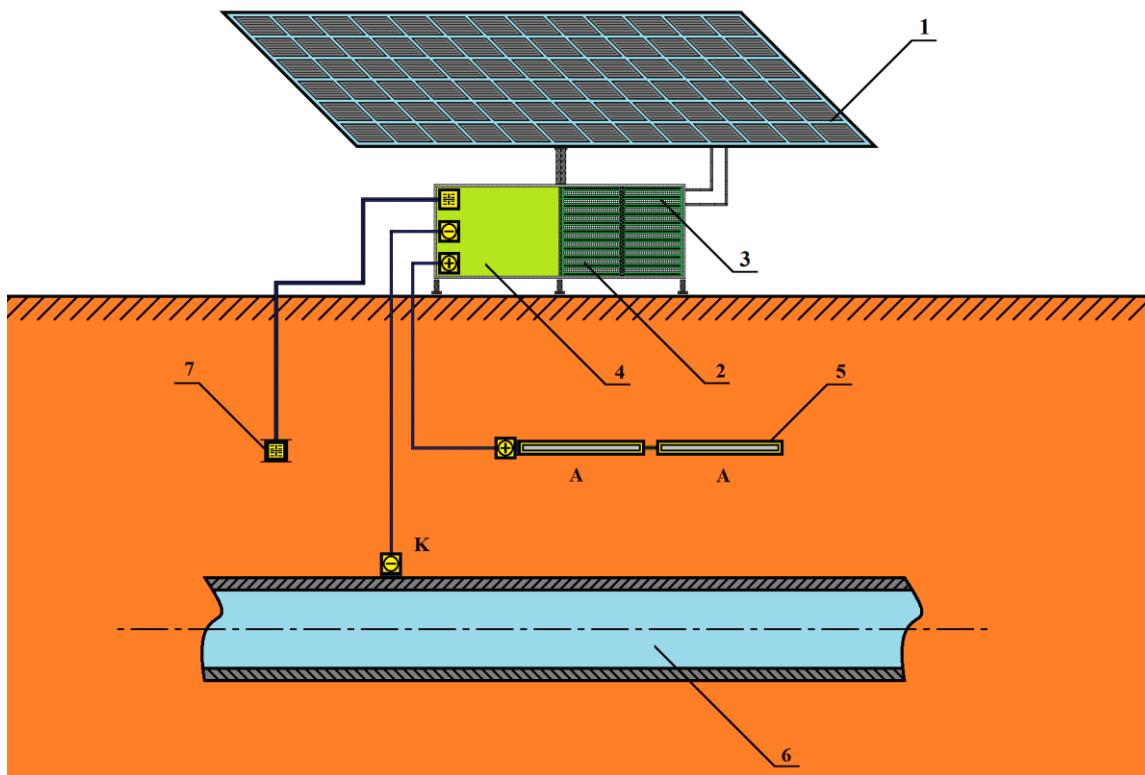


Рисунок 1. Инновационная технология электрохимической защиты нефте- и газопроводов

Изобретение работает следующим образом: панель с солнечными батареями 1 в силу своих электрофизической предназначенностей осуществляет фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии в постоянную электрическую энергию которое поступает в комбинированный узел электрического питания состоящего из главного 2 и резервного 3 аккумуляторов электрического питания, электротехнические параметры которого регулируются в установке для контроля 4 посредством которого отрегулированные электрические потоки с положительным знаком поступают в двухъярусную цепочку анодных заземлителей 5 для положительной поляризации, а электрические потоки с отрицательным знаком поступают в трубопровод 6 для соответствующей отрицательной поляризации, и при этом измерение потенциала «труба – земля» осуществляется при помощи датчика 7, в результате выполнения всей технологической последовательности которых и осуществляется катодная защита подземного трубопровода.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы.

Предложенное нами изобретение также позволяет значительно снизить материально-финансовые расходы и трудоемкость, связанные с техническим обслуживанием, эксплуатацией и ремонтом установок, предназначенные для электрохимической защиты трубопроводов. Компактные габариты и оптимальные электрофизические параметры всех технологических элементов позволяет добиться максимально повышенных характеристик разработанной станции катодной защиты, таких как – повышение срока эксплуатации трубопроводов, высокая надежность и работоспособность в условиях отсутствия централизованного электроснабжения.

Библиографический список

1. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : Дизайн Полиграфический Сервис, 2005. – С. 432-436. – Текст : непосредственный.
2. Кузнецов, М. В. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров / М. В. Кузнецов, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов. – Москва : Недра, 1992. – С. 114-117. – Текст : непосредственный.
3. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров. – Москва : Недра, 1988. – С. 78-82. – Текст : непосредственный.

Научные руководители:

- 1) Эсенов Д. Г., аспирант, декан факультета Геологии Международного университета нефти и газа имени Ягшыгелди Кakaева, г. Ашгабат, Туркменистан.
- 2) Гулмаммедов Р. Г., аспирант, заведующий кафедрой Геологии и геохимии, Международного университета нефти и газа имени Ягшыгелди Кakaева, г. Ашгабат, Туркменистан.

Изучение процесса выработки запасов сложнопостроенных рифовых коллекторов

Чалова П. О.

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, г. Пермь*

Объектом исследования данной работы являются рифогенные отложения верхнего девона, продуктивный пласт Фм и Т-Фм-Фр Гагаринского и Озерного нефтяных месторождений, которые расположены в Красновишерском районе Пермского края. В тектоническом отношении исследуемые площади расположены в северо-восточной части Соликамской депрессии в пределах Березниковского палеоплато (рисунок 1).

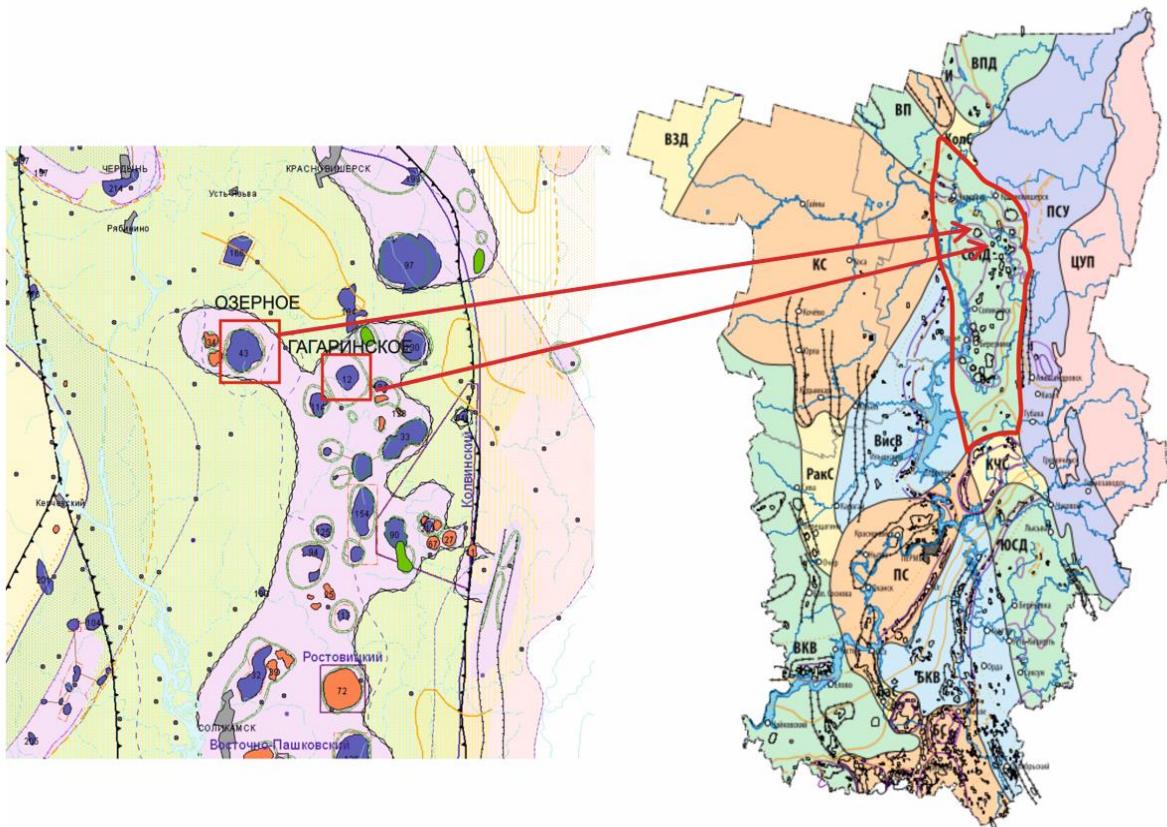


Рисунок 1. Обзорная карта объектов исследования

Объекты исследования обладают схожим геологическим строением. Разработка Гагаринского (пласт Фм) и Озерного (пласт Т-Фм-Фр) эксплуатационных объектов началась в 1993 и 1992 годах соответственно, оба объекта находятся на третьей стадии разработки. Коллектор Фм залежи Гагаринского месторождения представлен известняками водорослево-комковатыми, водорослево-сгустковыми и сгустковыми. Коллектор Т-Фм-Фр Озерного месторождения составляют известняки биоморфно-детритовые и водорослево-комковатые. На обоих исследуемых объектах отмечается высокая неоднородность коллектора, наличие трещин и каверн [1, 2]. В целом, принято считать, что объект Фм Гагаринского месторождения является практически полным аналогом турне-фаменско-франского объекта Озерного месторождения с точки зрения геологического строения и особенностей разработки. На это указывает динамика показателей работы скважин, изменения пластового давления, обводненность, эффективность реализуемой системы поддержания пластового давления.

Однако в процессе разработки данных рифовых резервуаров возникает ряд трудностей, обусловленных как геологическими факторами – цикличностью накопления фаций, многократной сменой по вертикали и латерали типов пород, неясными границами фациальных переходов, так и технологическими факторами. Таким образом, цель данного иссле-

дования – оценить процессы выработки запасов в различных фациальных зонах двух эксплуатационных объектов.

Месторождения имеют типичное строение для рифовых массивов верхнедевонско-турнейского палеошельфа Камско-Кинельской системы прогибов. В пределах Фм и Т-Фм-Фр залежей, по результатам литолого-фациального анализа выделяется четыре фациальные зоны, характеризующие развитие органогенно-карбонатной постройки: биогермное ядро (БЯ), верхняя и нижняя части тылового шлейфа рифа (ВШ и НШ), склон рифа.

В процессе исследования были построены и проанализированы кривые характеристик вытеснения по скважинам по уравнениям Г. С. Камбарова, А. М. Пирвердяна, Б. Ф. Сазонова [3]. Графические характеристики вытеснения скважин по фациальным зонам по уравнению Г. С. Камбарова представлены на рисунках 2 и 3.

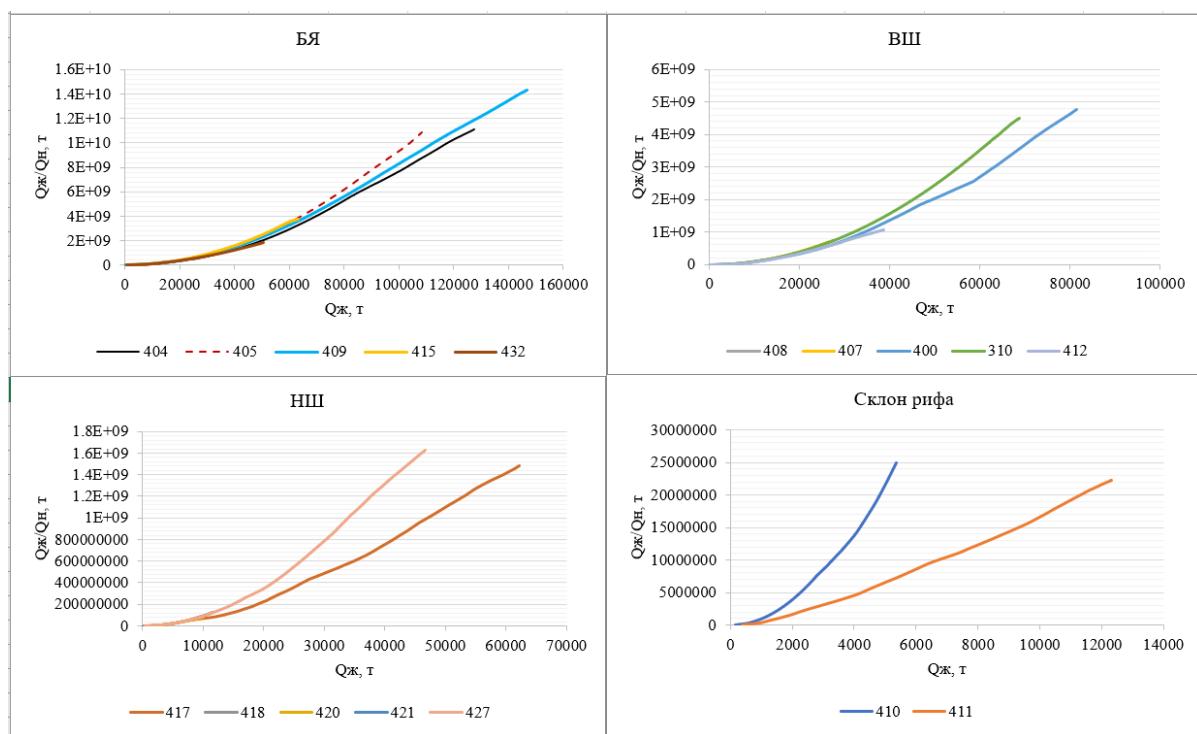


Рисунок 2. Характеристики вытеснения по скважинам объекта Фм Гагаринского месторождения в зависимости от фациальной принадлежности

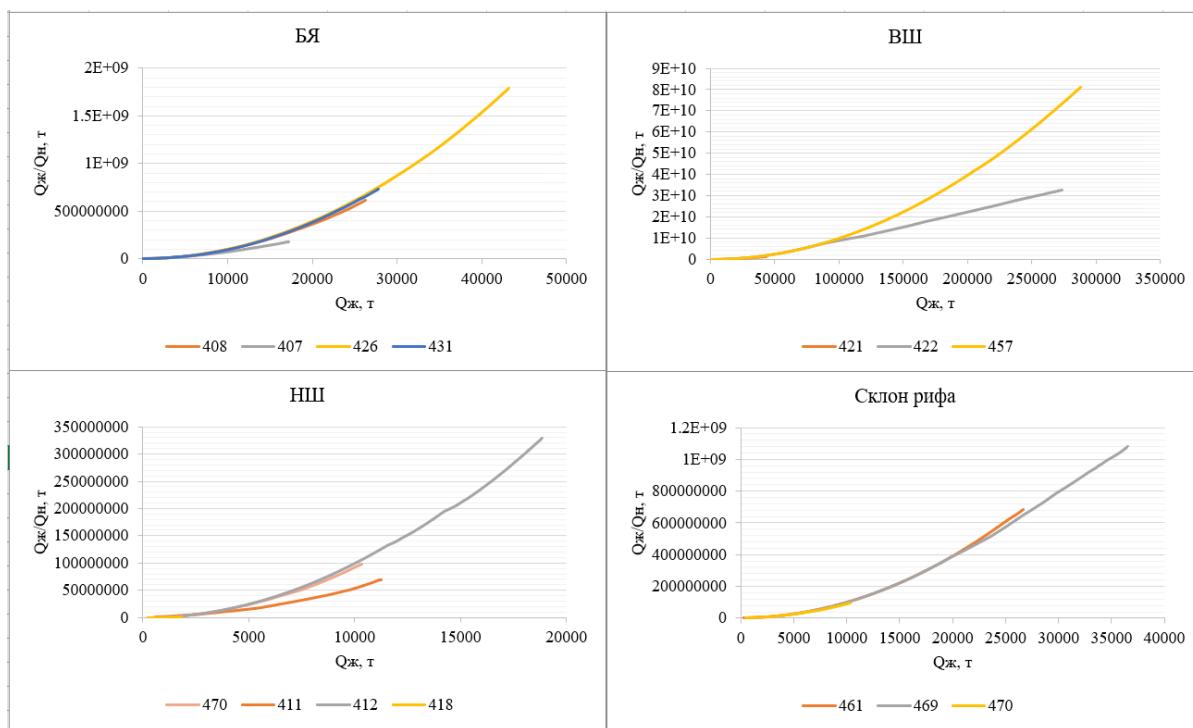


Рисунок 3. Характеристики вытеснения по скважинам объекта Т-Фм-Фр Озерного месторождения в зависимости от фациальной принадлежности

Таким образом, анализ характеристик вытеснения по скважинам показал, что особенности фациальной обстановки не существенно влияют на характер положения кривых характеристик вытеснения. Установлено, что фациальная зона биогермного ядра на Гагаринском месторождении характеризуется максимальными значениями накопленной добычи жидкости в то время, как та же фациальная зона на Озерном месторождении характеризуется минимальной накопленной добычей. Это так же свидетельствует о том, что выработка запасов в разных фациальных зонах, несмотря на схожее геологическое строение исследуемых объектов, происходит с разным темпом обводнения и разным уровнем добычи жидкости.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005)

Библиографический список

- Галкин, В. И. Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 88-91.
- Мартюшев, Д. А. Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи зерного месторождения) / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева. – Текст : непосредственный // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48-52.

3. Амелин, И. Д. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии / И. Д. Амелин, М. Л. Сургучев, А. В. Давыдов. – Текст : непосредственный. – Москва : Недра, 1994. – 308 с.

Научный руководитель: Галкин В. И., доктор геол.-мин. наук, профессор.

Концептуальное моделирование как инструмент к достоверному прогнозу геологических объектов на малоизученных территориях

Чучалина К. Ю.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Изучение и вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов является одной из основных задач в нефтегазовом комплексе. Для эффективного освоения отложений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами требуется достоверно воспроизвести внутреннее строение изучаемых пластов при построении концептуальной модели. Концептуальное геологическое моделирование включает в себя интерпретацию всей имеющейся геолого-геофизической информации – данные 2D и 3D сейсморазведки, анализ кернового материала, результаты интерпретации геофизических и гидродинамических исследований скважин. Основной проблемой возникновения геологических неопределенностей при анализе такой комплексной информации является разрешающая способность и радиус исследования применяемых методов. Решением данной проблемы для повышения достоверности прогноза характеристик природного резервуара является комплексирование геолого-геофизических данных.

В последнее время при построении геологической трехмерной модели для прогноза объемного распределения границ геологических тел и их свойств используют данные 3D сейсморазведки. Комплексируя кубы упругих параметров P- и S- импедансов рассчитывается куб псевдопесчанистости в рамках детерминистической синхронной инверсии. Сейсмическая инверсия является одним из основных количественных инструментов геологического прогноза в межскважинном пространстве благодаря совместному использованию сейсмических и геофизических данных. Интерпретируя такую информацию совместно с результатами интерпретации скважинных данных (керновый материал и геофизические исследования) появляется возможность картирования границ песчаных тел или границы смены обстановок осадконакопления по латерали. Основными критериями для выделения перспективных зон являются высокие значения песчанистости соответствующие литотипу песчаника по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) с увеличением тренда пористости.

Исходя из комплексного анализа сейсмической информации, скважинных данных и регионального представления обстановки осадконакопления изучаемой территории результатом анализа может быть фациальная карта с зонированием или с выделением границ перспективных тел.

Данный подход был опробован на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений, расположенного в северной части Гыданского полуострова в интервале пластов Ю2–9. Исследуемая территория охвачена бурением трех разведочных скважин и одной горизонтальной в интервале Ю7-9. По результатам бурения двух скважин, которые были заложены в перспективную область исходя из комплексного анализа, подтвердили прогноз наличия коллектора и вскрыли фацию с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Фактическая эффективная проходка по горизонтальной скважине составила 99,8 %, что является довольно высоким значением для данных отложений.

Таким образом, комплексный анализ геолого-геофизической информации и 3D сейсмики с целью достоверного прогноза распространения геологических объектов в 3D пространстве может быть использован не только на малоизученных территориях и на площадях с высоким охватом разведочного бурения при заложении эксплуатационного фонда.

Библиографический список

1. Ампилов, Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю. П. Ампилов. – Москва : Спектр, 2008. – 384 с. – Текст : непосредственный.
2. Лидер, М. Р. Седиментология. Процессы и продукты / М. Р. Лидер. – Москва : Мир, 1986. – 439 с. – Текст : непосредственный.
3. Шарф, И. В. Трудноизвлекаемые запасы нефти : понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки / И. В. Шарф, Д. Н. Борзенкова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–16. – С. 3593–3597.

Особенности корректировки и восстановления кривых интервального времени на примере месторождений Западной Сибири

Шальнев С. Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Актуальность работы связана с необходимостью сейсмического моделирования месторождений с целью уточнения геологических разрезов и структур продуктивных отложений. Восстановление кривых интервального времени пробега продольной волны (Δt_p) играет важную роль при комплексировании данных сейморазведки и ГИС [1].

Наличие методов АК и ГГК-П в комплексе ГИС и их качество играет особое значение при решении задач петроупругого моделирования.

Но в некоторых скважинах данные этих методов отсутствуют как таковые, либо имеют очень низкое качество.

Наиболее известные и используемые методики для восстановления интервального времени основаны на показаниях нейтронных и гальванических методов (КС), которые обладают наилучшей корреляцией с Δt_p .

Методика Фауста [2] заключается в установлении зависимости электрического сопротивления пласта от интервального времени путем подбора эмпирических коэффициентов с помощью следующего уравнения:

$$\Delta t_p = a * (\rho_{\text{п}} * H_{\text{абс}})^b \quad (1)$$

где Δt_p – интервальное время продольной волны, а и b – эмпирические коэффициенты уравнения, $\rho_{\text{п}}$ – удельное электрическое сопротивление по методу ГИС (Ом \square м).

В данной работе предлагается модифицирование методики Фауста, путем подбора зависимости, в частности, примерно до $(\rho_{\text{п}} * H_{\text{абс}}) = 22500$ было предложено полиномиальное уравнение в 6-ой степени. При $(\rho_{\text{п}} * H_{\text{абс}}) > 22500$ кривая по оси Δt_p почти равна константе.

Подобранная полиномиальная зависимость более тесная и дисперсия ее ниже, чем при использовании уравнения регрессии, которое предлагает в своей методике Фауст (рисунок 1).

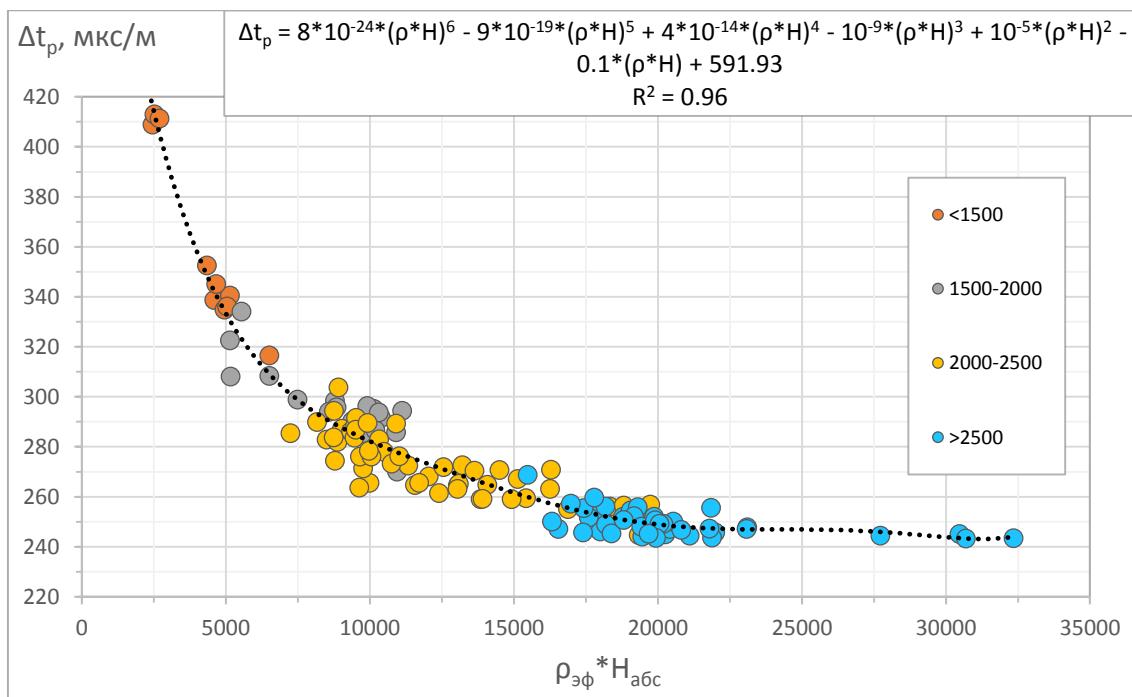


Рисунок 1. Полиномиальная зависимость интервального времени от произведения УЭС по методу ГИС и абсолютной глубины залегания пласта

Для восстановления кривых АК также применяется метод, основанный на использовании нейтронного каротажа (рисунок 2) [3].

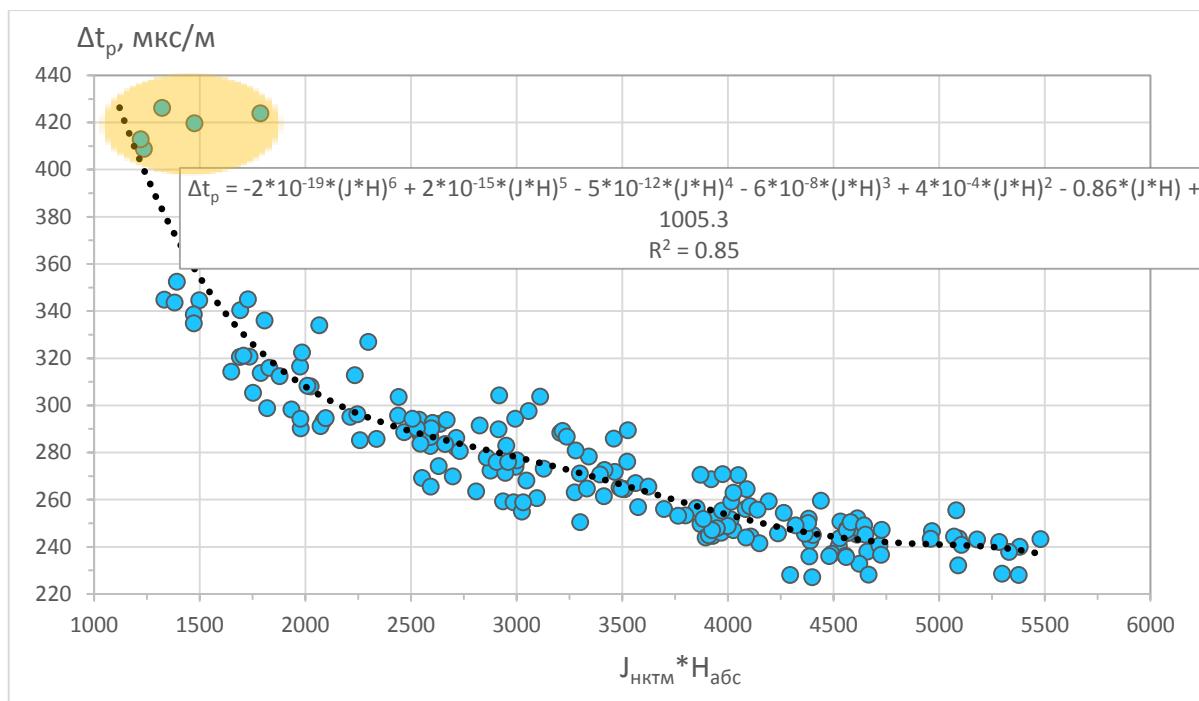


Рисунок 2. Зависимость интервального времени от произведения абсолютной глубины залегания пласта и показаний нейтронного каротажа (желтым цветом выделены «выпадающие» из зависимости точки)

Плюс данного метода состоит в том, что нейтронный каротаж в подавляющем большинстве скважин записывается от устья.

В ходе работы были изучены и определены оптимальные методики для восстановления кривых ГИС вдоль всего разреза скважин месторождений Западной Сибири.

Модифицированы существующие эмпирические методики восстановления кривых АК для получения наилучшей тесноты связи.

Для восстановления кривых АК в работе рекомендуется модифицированная методика Фауста, однако, если требуется восстановить кривую от устья до забоя, тогда следует использовать методику с использованием нейтронного каротажа.

Библиографический список

- Черепанов, Е. А. Методическое обеспечение обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин с целью построения сейсмогеологических моделей терригенных отложений Западной Сибири : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поиска полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Черепанов Евгений Александрович. – Тюмень, 2018. – 132 с. – Текст : непосредственный.
- Faust, L. Y. A velocity function including lithologic variation / L. Faust. – Direct text // Geophys. – 1953. – Issue 18. – P. 271-288.

3. Заляев, Н. З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин / Н. З. Заляев. – Минск : Университетское, 1990. – 144 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Мамяшев В. Г., канд. геол.-мин. наук, доцент.

Анализ энергетического состояния пласта АВ₂ Северной залежи Нивагальского месторождения

Шиверский Г. В.

*Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, г. Пермь*

Целью данной статьи является изучение энергетического состояния пласта АВ₂ Северной залежи Нивагальского месторождения. В ходе исследования решались следующие задачи: изучение геологического строения и показателей разработки пласта АВ₂, анализ энергетического состояния, выделение очагов нагнетания, определение компенсации и анализ полученных данных с предложениями по регулированию процессов.

Нивагальское нефтяное месторождение расположено на северо-западном склоне Нижневартовского свода. Открыто в 1982 году скважиной №85П, в промышленную разработку введено в 1985 году.

Объектом исследования является пласт АВ₂, входящий в нижнемеловой терригенный НГК. Коллектора представлены терригенными породами, песчаниками и алевролитами, большой емкостью. По классификации Г. И. Теодоровича коллектор относится к хорошо проницаемому. Пласт достаточно однороден по разрезу: расчлененность – 5, песчанистость 0,6 д. ед. Нефть пласта АВ₂ особо легкая по плотности (0,803 г/см³) и незначительно вязкая (2,47 мПа*с) [1].

Рассматриваемая в работе Северная залежь, пласта АВ₂, находится на 3 стадии разработки. На текущее время разработки фактическая добыча нефти превышает проектную на 2,4 %, текущая фактическая компенсация превышает проектную на 1 %, достигнутый КИН соответствует проектному. Фактические текущая и накопленная компенсация соответственно равны 77 % и 69,6 %, что соответствует запроектированным показателям [1]. На объекте реализована избирательная система ППД на основе обращенной девятиточечной сетки скважин.

Анализ текущего энергетического состояния залежи показывает наличие многочисленных зон пониженного пластового давления до 7,7 МПа, при Р_н = 8 МПа (рисунок 1). Действующий фонд пласта АВ₂ на Северной залежи составляет 49 добывающих и 33 нагнетательных скважины, по которым автором были изучены основные технологические показатели разработки.

На основании проведенного анализа показателей разработки и для оценки характера распределения пластового давления был рассчитан па-

раметр компенсации в разных участках залежи. Проведенные расчеты позволили выделить на площади 3 различные зоны, характеризующиеся различными величинами компенсации (рисунок 1).

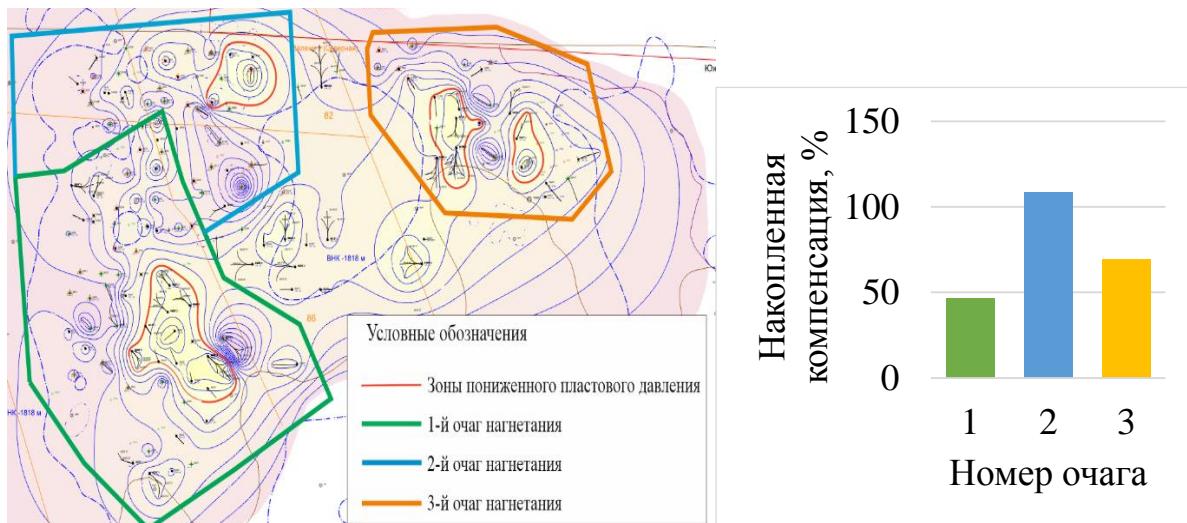


Рисунок 1. Фрагмент карты изобар и расчетные значения компенсации по очагам пласта AB_2

Минимальным значением компенсации – 46,39 %, что ниже проектных величин, характеризуется северо-западная часть залежи (очаг 1). При этом очаг 1 обладает наибольшим объемом добытой жидкости – 14389,2 м³ (Q_ж), тогда как накопленная закачка составляет всего – 6674,5 м³. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин в очаге составляет 2 к 1.

Максимальная величина компенсации (108,65 %) достигнута во 2-м очаге, охватывающем северо-западные части пласта AB_2 . Высокие значения компенсации обусловлены относительно равными значениями добычи и закачки, при соотношении добывающих и нагнетательных скважин 1 к 1. Следует отметить эту часть залежи, как обладающую высокими значениями эффективных нефтенасыщенных толщин и гидропроводностью (E).

В 3-м очаге, занимающем северо-восточные участки залежи, компенсация близка к запроектированным значениям – 69,4 %. При этом накопленная добыча составляет 4171,9 м³ (16 добывающих скв.), а объем закаченной жидкости равняется 2897,1 м³ (12 нагнетательных скв.).

Далее были рассчитаны объемы закачки, направленные в каждую добывающую скважину (V_3) в очаге нагнетания, в соответствии с гидропроводностью. На рисунке 2 приведены поля распределения исследуемых параметров. Для очага нагнетания 1 видно, что часть скважин имеют высокие показатели накопленной добычи жидкости (3в), при этом имея низкие показатели закачки. Высокая добыча жидкости обусловлена высокими показателями гидропроводности, хотя в скважинах №№ 8316 и 8457 наблюдаются высокие значения Q_ж, при низкой E (3а), что может говорить о языках обводнения.

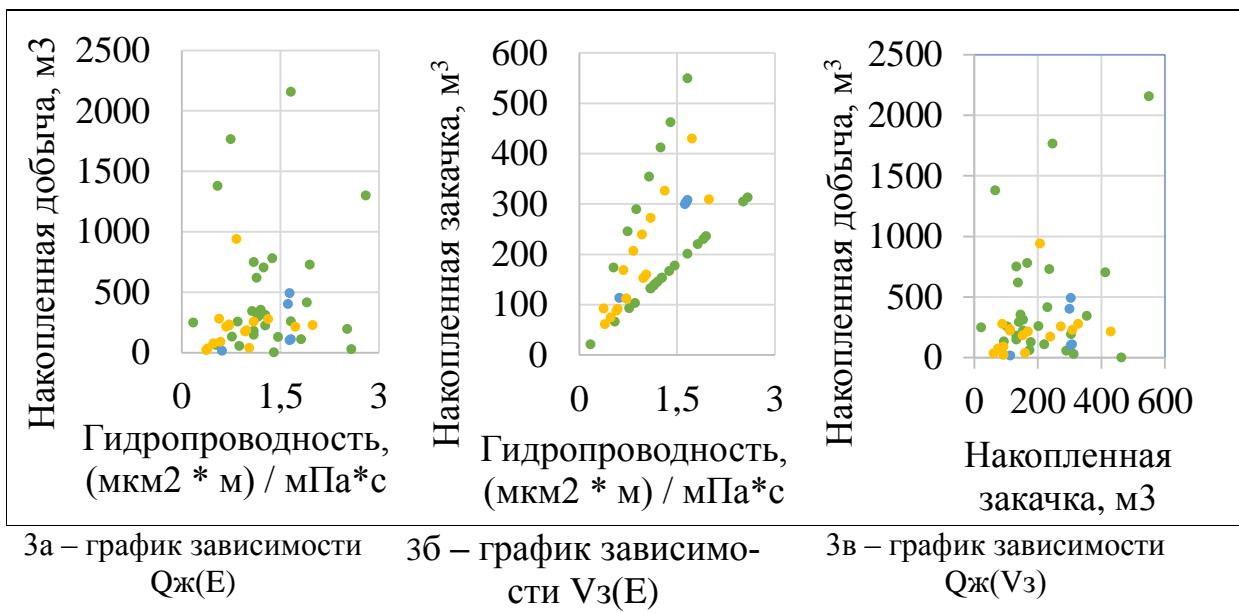


Рисунок 2. Графики зависимости между исследуемыми параметрами

В связи с этим, учитывая низкие показания компенсации, при высоких значениях накопленной добычи, рекомендуется увеличение объемов закачки в нагнетательные скважины: №№ 9544, 8423, 8950 с проведением РИР в добывающих скважинах № 8316 и № 8457. Для второго очага, с низкой накопленной добычей можно рекомендовать увеличение объемов добычи путем оптимизации работы скважинного оборудования и проведением мероприятий по ОПЗ, для увеличения проницаемости в скважинах №№ 8173, 8204, 8255Г [2].

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ – 1010.2022.1.5).

Библиографический список

1. Бельтиков, Д. Н. Анализ проведения опытно-промышленных работ на пластах группы АВ₁₋₂ Нивагальского месторождения / Д. Н. Бельтиков. – Текст : непосредственный // Актуальные вопросы теории и практики развития научных исследований : сборник статей трудов конференции. – Пенза, 2021. – С. 13-16.
2. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – Москва : Недра, 1990. – 427 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Козлова И. А., канд. геол.-мин. наук, доцент.

СЕКЦИЯ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Особенности гидродинамического моделирования низкопроницаемых коллекторов

Виноградов К. Э., Сивкова А. В.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

На сегодняшний день доля запасов углеводородов, отнесенных к трудно извлекаемым, увеличивается, а их темпы разработки остаются низкими, поэтому появляется вопрос о корректных способах построения гидродинамических моделей для коллекторов с низкой проницаемостью. При создании и настройке ГДМ для низкопроницаемых коллекторов возникают проблемы: воспроизведения фактических падений дебитов за короткий промежуток, высокой входной обводненности, снижения забойного и пластового давлений и т. д.

Для того чтобы учесть особенности моделирования объектов ТРИЗ, были проанализированы литературные источники, а также проверены гипотезы, указанные в них.

В ГДМ выполнен учет сплошной литологии, а именно свойств глин, плотных прослоев, алевролитов. Как правило, в ГДМ параметры неколлектора задаются ячейками с нулевыми свойствами. Однако в разрезе пласта встречаются различные по литологии переслаивания и перемычки между нефтенасыщенными слоями, данные породы имеют проницаемость на 1–2 порядка выше, чем флюидоупорные глинистые покрышки. Подобные ячейки в толще пласта составляют существенную часть, и являются искусственной преградой при фильтрации жидкости. Чтобы избежать этих неопределенностей и повысить достоверность расчетов, прослои глин необходимо задать как полупроницаемую мембрану, способную пропускать воду и не пропускать углеводороды [1]. Динамика обводненности при таком подходе увеличилась (рисунок 1). Но на практике, не всегда получается выйти на начальную обводненность новых скважин, даже используя ГДМ с глинистыми прослойками, потому что рост обводненности связан больше с отжатием воды из глин за счет пластичности последних при изменении пластового давления в процессе разработки.

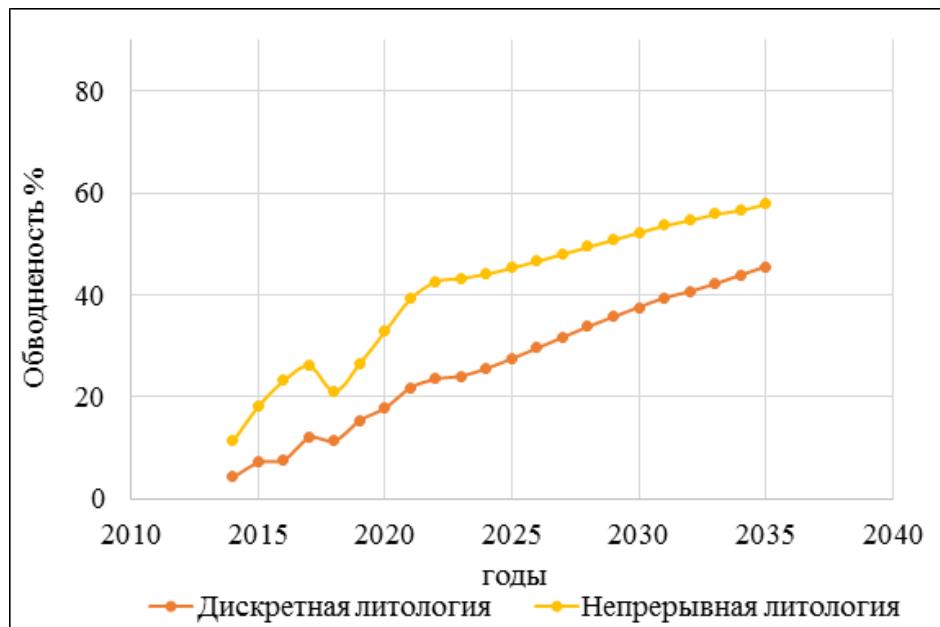


Рисунок 1. Динамика обводненности продукции при учете в ГДМ свойств глин

Использование при построении ГДМ плотных прослоев и алевролитов после гидроразрыва пласта (ГРП) в зоне ЧНЗ приводит к появлению пластовой воды, это указывает на большое количество рыхлосвязанной воды в алевролитовых разностях. Плотные карбонизированные разности после проведения ГРП образуют трещиноватые зоны [2] в которых возникают коридоры миграции пластовой воды, а обводненность по результатам ГДМ стремится к максимуму (рисунок 2).

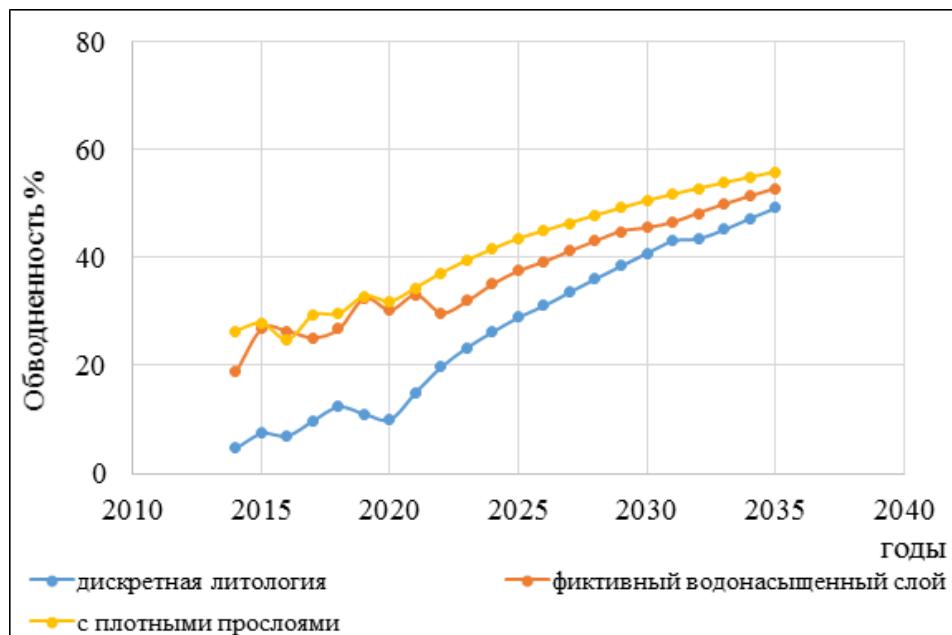


Рисунок 2. Сопоставление расчетной и фактической обводненности при учете плотных карбонатизированных песчаников

Для пластов с ультранизкой проницаемостью ($0,5\text{--}1$ мД) был применен подход с обоснованием граничных значений для проницаемости в условиях насыщения прослоев нефтью, что позволило выделить зоны «риска» со снижением нефтенасыщенных толщин. На геологогеофизическом разрезе это проявляется в виде «полосчатого насыщения» пород-коллекторов над поверхностью ВНК. Применение этого подхода позволяет без корректировки относительных фазовых проницаемостей (ОФП), получить входную обводненность в пределах от 40 до 70 % для залежи с «полосчатым насыщением».

Так же был рассмотрен подход использованием нелинейной фильтрации. Нелинейная фильтрация возникает главным образом из-за образования пристеночного слоя на поверхности порового канала. Специалистами в ООО «РН-УфаниПИнефть» [3] были проведены экспериментальные исследования по линейной фильтрации для низкопроницаемых коллекторов. Изучив данные, авторы пришли к заключению, что насыщенность поровой среды оказывает влияние на критический градиент давления (последний на порядок выше при фильтрации воды или нефти в присутствии остаточного насыщения противоположной фазы), а при двухфазной фильтрации нефти и воды нелинейные эффекты становятся более существенными. При использовании нелинейной фильтрации проще настроить снижение дебитов в ГДМ. Однако в случае сложности учета таких эффектов при двухфазной фильтрации лучше переходить к учету сжимаемости. В современных гидродинамических симуляторах, коэффициент сжимаемости задается по-разному: как сжимаемость порового пространства и отдельно скелета горной породы, и как сжимаемость породы в целом. Но существует альтернативный способ, в котором учитывается разница в сжимаемости скелета горной породы и порового объема. В этом случае допускается корректировка сжимаемости порового объема: значение сжимаемости делится на средние значения песчанистости и средние значения пористости. Такой способ соответствует средним значениям сжимаемости для указанного региона и наиболее характерных фильтрационно-емкостных свойств.

В итоге было установлено, что при моделировании низкопроницаемых коллекторов для каждой конкретной задачи необходимо учитывать ряд особенностей:

1) В терригенном разрезе с низкой проницаемостью для настройки обводненности продукции лучше использовать модель с учетом неколлекторов, причем свойства алевролитов лучше использовать в начальный момент времени, свойства глин в последующие времена, а при прорыве воды необходимо учитывать трещины плотных прослоев.

2) Для разрезов с «полосчатым» или « пятнистым» насыщением лучше использовать подход с обоснованием граничных значений проницаемости для условий насыщения прослоев нефтью в зависимости от высоты над ВНК.

3) Для воспроизведения резкого падения дебитов, а также корректных настроек забойных давлений можно использовать функцию нелинейной фильтрации (при фильтрации одного флюида), при совместной фильтрации эффект снижения дебитов хорошо моделируется учетом сжимаемости порового пространства в зависимости от типа цемента коллекторов.

Проведя анализ, можно сделать вывод, что для построения геолого-гидродинамических моделей необходимо учитывать вклад множества различных факторов, но учитывать только те, которые оказывают наибольшее на результаты расчетов.

Библиографический список

1. Черемисин, Н. А. Влияние пространственной связности и фильтрационно-емкостных свойств неколлекторов и глин на разработку месторождений / Н. А. Черемисин, И. А. Рзаев, Д. А. Алексеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 32-35.

2. Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяного контакта / Я. О. Антипин, И. В. Вершинина, Е. С. Тарачева, Н. В. Гильманова. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 24-31.

3. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макатров [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2013. – С. 4-7.

Научный руководитель: Гильманова Н. В., канд. геолог. мин. наук.

Адаптация технологических подходов к проведению ГРП в наклонно-направленных скважинах путем многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания

Добровинский Д. Л.

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг» «КогалымНИПИнефть»
в г. Тюмени, г. Тюмень*

Крупные месторождения Западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки, которые характеризуются высокими показателями обводненности (более 90 %), водонефтяного фактора (более 1,5 ед.) и пониженным пластовым давлением (порядка 30 %). В связи с ухудшением структуры фонда первоочередной задачей становится поиск новых технологических подходов, способных существенно расширить рамки применимости ГРП, что в свою очередь позволит сохранить показатели эффективности, а в некоторых случаях и улучшить их.

Работа нагнетательных скважин вносит значительный вклад в разработку месторождений, однако работа нагнетательных скважин и их расположение относительно нефтяных скважин может оказывать негативное влияние на эффективность ГРП. Это в основном выражается в получении более высокообводненной продукции, большего дебита жидкости и как следствие высокого ВНФ при развитии трещины ГРП в зону влияния скважин поддержания пластового давления (ППД). Для таких условий разработки месторождений и предложена реализация технологии многостадийной закачки проппанта в один целевой интервал перфорации в наклонно-направленных скважинах.

В ранее опубликованной работе автором [1], более подробно расписана суть технологии и этапы выполнения многостадийного ГРП. Закачка ГРП в несколько стадий позволяет увеличить суммарную массу проппанта, повысив площадь контакта коллектора с трещиной ГРП, избежав при этом риски прорывов трещины ГРП в нецелевые интервалы (минимизация прорывов трещины ГРП во фронт нагнетания).

Эффект азимутальной переориентации трещины ГРП достигается путем перераспределения векторов максимального и минимального напряженного состояния породы (максимального стресса) и изменения пластового давления в призабойной зоне пласта (ПЗП) в процессе поочередной закачки стадий основного ГРП [2]. В результате создаются две (или три) разноориентированные трещины ГРП, с заметно отличающимися геометрическими параметрами.

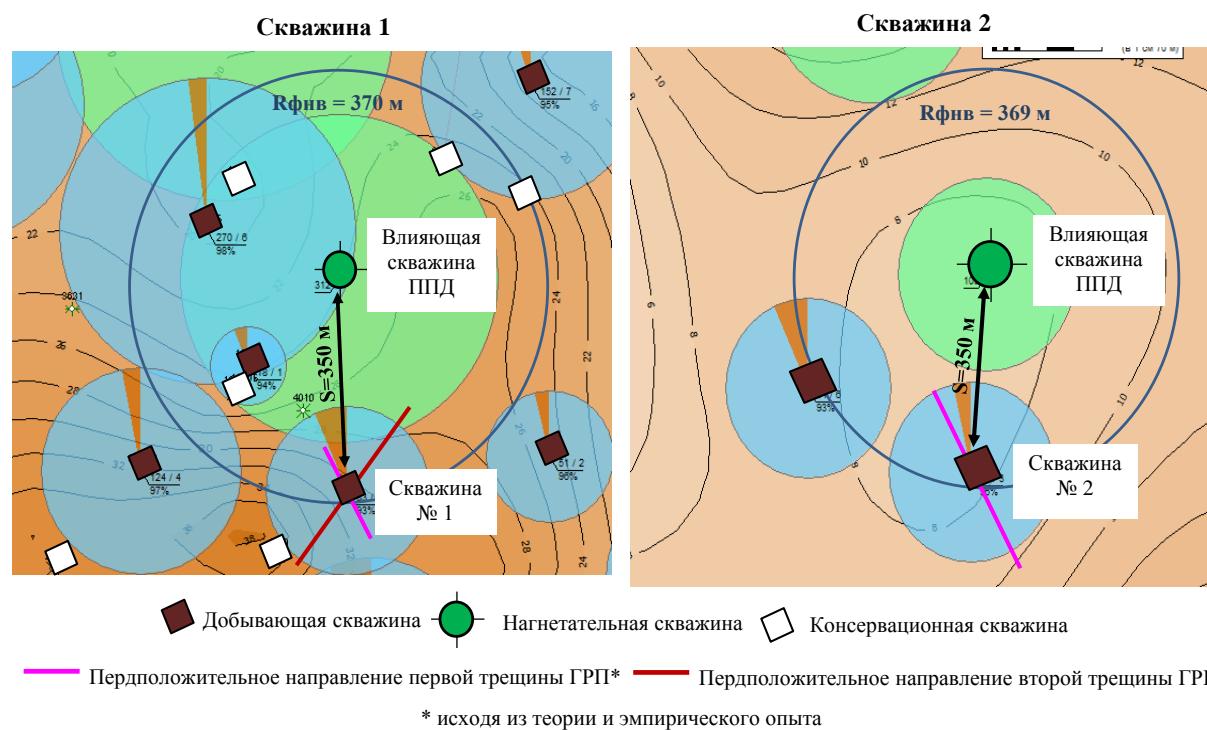


Рисунок 1. Выкопировка из карты текущего состояния разработки, скважина № 1 и скважина № 2

В качестве примера рассмотрим две скважины в схожих условиях: нагнетательная скважина расположена по направлению максимального стресса относительно добывающей, т. е. предположительно трещина ГРП в добывающей создается преимущественно в направлении к нагнетательной (исходя теоретических исследований [3]), где в скважине № 1 выполнялся ГРП по многостадийной технологии (в две стадии), в скважине № 2 по технологии стандартного ГРП (рисунок 1).

Для скважины № 1 расчетный фронт нагнетания ближайшей скважины ППД составляет 370 м при расстоянии между скважинами 350 м. По данным ре-дизайна полудлина трещины ГРП составила 103 м, фактически трещины ГРП расположены во фронте нагнетательной скважины, при этом обводнения скважины в динамике не происходит (рисунок 2).

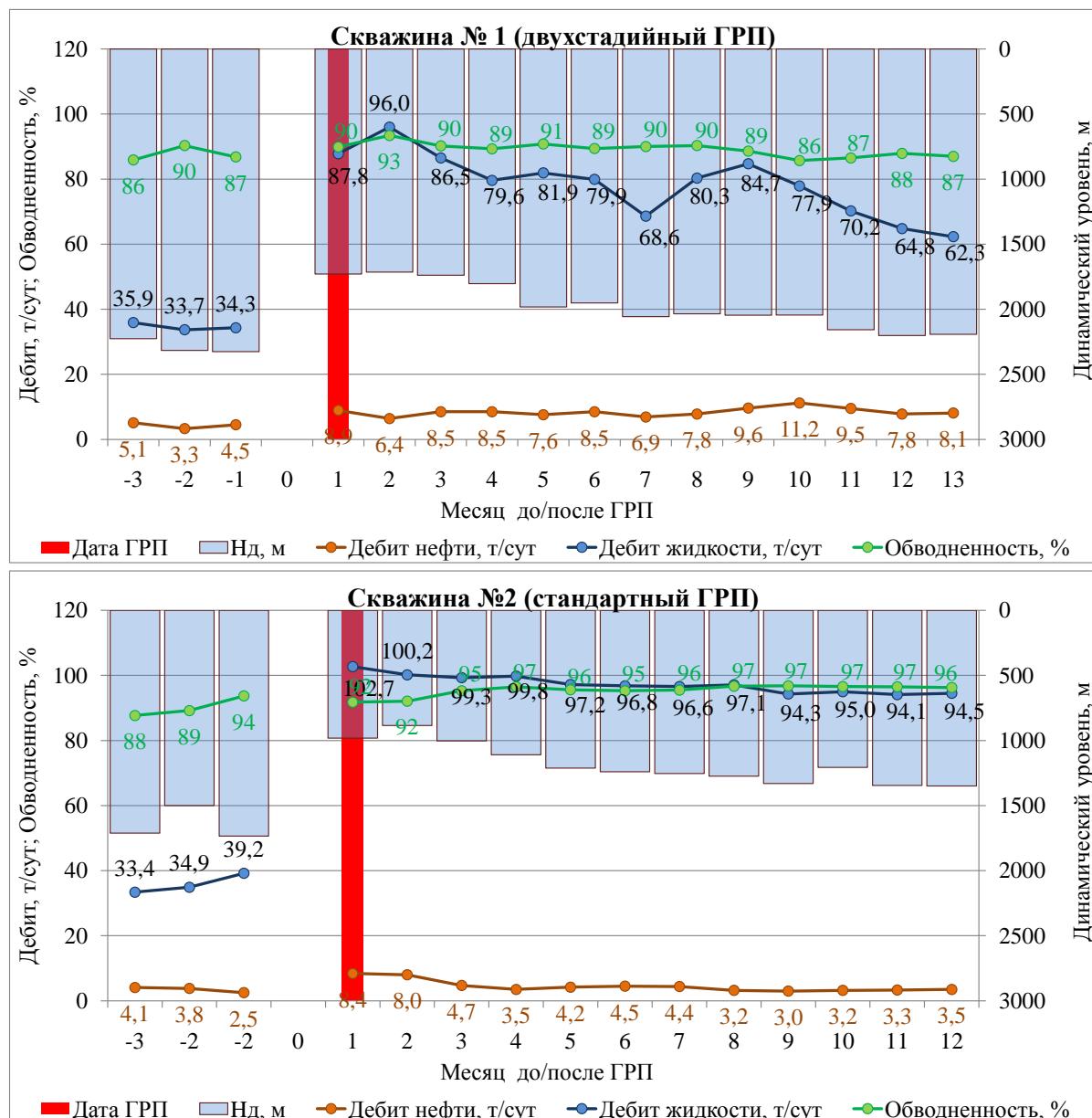


Рисунок 2. Эксплуатационные показатели по скважинам № 1 и № 2

ГРП в скважине № 1 выполнен с закачкой на первой и второй стадии 30 и 50 т проппанта соответственно на весь интервал перфорации. Дебит жидкости после ГРП составил 87,8 м³/сут, дебит нефти – 8,9 т/сут, обводненность – 90 %. Прирост дебита нефти в первый месяц составил 4,4 т/сут, после чего наблюдается долговременный эффект увеличение дебита нефти, при стабильном уровне обводненности не превышающим 90 %.

Для скважины № 2 расчетный фронт нагнетания ближайшей скважины ППД составляет 369 м при расстоянии между скважинами 350 м (рисунок 1). ГРП выполнен с закачкой 70 т проппанта в одну стадию на весь интервал пласта. Дебит жидкости после ГРП составил 102,7 м³/сут, дебит нефти – 8,4 т/сут, обводненность – 82 %. Прирост дебита нефти в первый месяц составил 5,9 т/сут, после чего наблюдается снижение дебита нефти с увеличением обводненности до 97 %.

По данным ре-дизайна полудлина трещины ГРП в скважине № 2 составила 73,3 м. Фактически трещина ГРП, как и в ранее рассмотренном случае по скважине № 1, расположена во фронте нагнетательной скважины, при этом в данном технологическом подходе наблюдается рост обводненности с последующей потерей дебита нефти (рисунок 2).

Библиографический список

1. Добровинский, Д. Л. Повышение эффективности гидроразрыва пласта в наклонно-направленной скважине методом многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания / Д. Л. Добровинский, М. Н. Вилков. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2022. – № 4. – С. 223-238.
2. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И. Д. Латыпов, Г. А. Борисов, А. Н. Никитин, Д. В. Кардымон. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34-38.
3. Патент № 2637539 С1 Российская Федерация. МПК E21B 43/26 (2006.01), E21B 47/14 (2006.01), G01V 1/00 (2006.01). Способ формирования трещин или разрывов : № 2016135470 : заявл. 31.08.16 : опубл. 05.12.17 / Валеев А. С., Салимов Ф. С. : патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Бюл. № 34. – 14 С. – Текст : непосредственный.

Научный консультант: Вилков М. Н., начальник отдела планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ТПП «Повхнефтегаз».

Роботизированные технологии в секторе добычи

Еремеев И. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Мировая экономика удвоится в течение следующих 20 лет при ежегодном росте на 3,4 % за счет Китая и Индии. Нефть, газ и углерод будут составлять более 75 % поставок энергии в 2035 году, несмотря на то, что использование возобновляемых ресурсов будет увеличиваться. В этом контексте газ обгонит уголь и станет вторым источником топлива в 2035 году с ежегодным приростом 1,6 %. Ориентируясь по спросу на нефть, он достиг 94,4 млн баррелей в сутки в 2015 году и, скорее всего, превысит 100 млн баррелей в сутки в 2021 году. Поэтому нефтяные компании начали разведку новых нетрадиционных месторождений, таких как плотная и тяжелая нефть, сланцевый газ и т. д., с целью увеличения добычи. Однако эти новые месторождения нефти находятся в пустынной, арктической, глубоководной зоне и требуют для разработки специальных технологий. За последние пятьдесят лет произошло несколько аварий, таких как разлив нефти Exxon Valdez в 1989 году, разлив нефти Deepwater Horizon в 2010 году. В этом плане роботизированные технологии могут сыграть ключевую роль в повышении безопасности, эффективности, производительности и минимизации рисков [1].

Роботизированные технологии могут трансформировать нефтегазовый сектор. Сегодня роботы могут выполнять одну операцию и контролируются квалифицированным оператором, но в будущем они смогут выполнять несколько действий автономно, заменяя рабочих в поле.

В последнее время работы, такие как беспилотные транспортные средства, стали использоваться для глубоководных работ, осмотра трубопроводов, наблюдения за производственными предприятиями и т. д., чтобы снизить количество несчастных случаев и повысить безопасность жизни людей и морских обитателей, в 1960-1970-х годах, ВМС США испытали подводные спасательные машины с тросовым управлением (CURV, CURV II и CURV III). С 1980 года эти роботы используются в нефтегазовом секторе и в настоящее время можно разделить на три категории: дистанционно управляемые аппараты (ROV), автономные подводные аппараты (AUV) и беспилотные летательные аппараты (БПЛА).

ROV оснащены видеокамерой, фонарями и шарнирными рычагами для захвата образцов для изучения, линий разреза и т. д. Эти транспортные средства, соединенные с судном кабелями, управляются оператором. Дистанционно-лучевые эхолоты (МБЭС) и гидролокаторы бокового обзора (ГБО) позволяют создавать изображения геологических образований. Кроме того, эти роботы могут использоваться для помощи в бурении. Когда обнаруживается новый резервуар, берутся образцы горных пород для анализа характеристик флюидов, и несколько количества скважин, чтобы понять расширение бассейна. ROV можно использовать для измерения, выравнивания и проникновения всасывающего якоря бурового судна.

АНПА обычно это торпедообразные роботы, запускаемые с надводного корабля. Они работают независимо от судна от нескольких часов до нескольких дней и не требуют вмешательства оператора. Эти транспортные средства подходят для опасных сред, таких как полярные регионы, там они могут работать на глубине до 6000 м, а их скоростная мобильность и пространственный диапазон больше, чем у ROV.

БПЛА, вместо этого может использоваться для обнаружения утечек, повреждений конструкций и в зонах конфликтов, таких как Ангола, Нигерия и т. д. Обычно инспекции трубопроводов выполняются группой рабочих или иногда сетью датчиков, которые измеряют расход, температуру, давление, передачу собранных данных в диспетчерскую. Однако эта система устойчива к сбоям и может давать неполную информацию [2].

Также стоит отметить компанию «РН-БашНИПИнефть», которая разработала специализированный роботизированный технологический комплекс (РТК) для ремонта скважин, аналогов которого нет в России. Внедрение инновации сократит продолжительность ремонта на 20%, исключит влияние человеческого фактора и снизит общую трудоемкость работ, комплекс позволит одновременно измерять длину трубы, осуществлять ее спуск в скважину и готовить к работе следующую трубу [3].

Библиографический список

1. Яковлев, П. П. Нефть в глобальной экономике и мировой торговле / П. П. Яковлев. – Текст : электронный // Международная торговля и торговая политика. – 2018. – № 3. – С. 100-114. – URL: <https://doi.org/10.21686/2410-7395-2018-3-100-114> (дата обращения: 07.03.2023).
2. Кореневская, А. В. Роботизация процессов в нефтегазовой отрасли Российской Федерации / А. В. Кореневская, Х. А. Пшиншев. – Текст : электронный // Геополитика и экогеодинамика регионов. – 2020. – Т. 6 (16), Вып. 4. – С. 281-289. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/robotizatsiya-protsessov-v-neftegazovoy-otrasli-rossiyskoy-federatsii> (дата обращения: 01.03.2023).
3. РОСНЕФТЬ : сайт. – URL: <http://www.rosneft.ru> (дата обращения: 20.02.2023). – Текст : электронный.

Способы повышения темпов добычи при разработке месторождений
Еремеев И. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разработка месторождений – это сложный и длительный процесс, который включает в себя разведку, бурение и добычу запасов нефти и газа. Одной из основных целей разработки месторождения является максимизация объемов добычи при минимизации затрат, проблемы, связанные с добычей нефти и газа, и меры, которые можно предпринять для увеличения объемов добычи во время разработки месторождения.

Добыча нефти и газа – это сложный процесс, который часто связан с целым рядом проблем. Одной из основных проблем является истощение резервуаров с течением времени. По мере истощения коллекторов становится все труднее извлекать оставшиеся запасы нефти и газа. Другой проблемой является наличие примесей в резервуарах, таких как песок, вода и газ. Эти примеси могут затруднить извлечение запасов нефти и газа и могут увеличить производственные затраты [1].

Чтобы увеличить добычу нефти и газа, можно предпринять несколько мер. Один из подходов заключается в совершенствовании методов бурения и добычи, используемых на месторождении. Это может включать использование новых технологий и оборудования, которые предназначены для повышения эффективности процесса бурения и добычи. Например, использование методов горизонтального бурения и гидравлического разрыва пласта может помочь увеличить объемы добычи за счет доступа к ранее недоступным запасам.

Другой подход заключается в увеличении количества скважин на месторождении. Это может включать бурение новых скважин или повторный ввод в эксплуатацию существующих скважин, которые были заброшены. Увеличивая количество скважин на месторождении, можно получить доступ к большему количеству имеющихся запасов и увеличить дебит.

В последние годы произошли значительные достижения в технологиях добычи полезных ископаемых, которые были использованы для увеличения объемов добычи нефти и газа. Одной из таких технологий является использование интеллектуального заканчивания скважин. Эти системы используют датчики и программное обеспечение для мониторинга и управления процессом добычи в режиме реального времени, оптимизируя приток нефти и газа из скважины. Это может помочь увеличить объемы производства при одновременном снижении затрат и минимизации воздействия на окружающую среду.

Другим примером новых технологий добычи полезных ископаемых является использование 3D-сейсмической визуализации. Эта технология использует передовые датчики для создания детальных изображений геологии недр, что позволяет более точно составить карту запасов нефти и газа. Это может помочь выявить ранее неизвестные запасы и повысить эффективность процесса бурения [2].

В заключение следует отметить, что увеличение объемов добычи нефти и газа в процессе разработки месторождений представляет собой сложный процесс, включающий в себя целый ряд мер. Совершенствуя методы бурения и добычи, используемые на месторождении, увеличивая количество скважин и используя новые технологии добычи полезных ископаемых, можно увеличить дебит при минимизации затрат и воздействия на окружающую среду. Поскольку спрос на нефть и газ продолжает расти, важно, чтобы мы продолжали изучать новые способы повышения эффективности производственного процесса и обеспечения стабильных и надежных поставок энергии [3].

Библиографический список

1. Муслимов, Р. Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Р. Х. Муслимов. – DOI 10.18599/grs.18.3. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 3. – С. 146–153.
2. Тарасова, В. К. Оптимизация проектов разработки низкопроницаемых нефтяных пластов / В. К. Тарасова. – DOI 10.21661/r-541047. – Текст : непосредственный // Интерактивная наука. – 2020. – № 5 (51). – С. 42–47.
3. Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений / Э. С. Закиров, С. Н. Закиров, И. М. Индрupский, Д. П. Аникеев. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/regulirovanie-razrabotki-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy> (дата обращения: 11.03.2023).

Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины

Кузьмина Е. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сегодня одной из значимых целей для инженеров в нефтяной промышленности является интенсификация добычи углеводородов и увеличение рентабельности выработки запасов на завершающей стадии разработки месторождения. Скважины, добывающие нефть, обводняются, в то же время большая часть запасов остаются невыработанными.

На данный момент совершенствуются и используются на месторождениях физико-химические технологии, фокусирующиеся на управлении заводнения с помощью уменьшения проводимости высокопроницаемых каналов и разломов пласта.

Из методов увеличения нефтеотдачи все чаще находят применение потокоотклоняющие технологии. К ним относятся и увеличение профиля приемистости нагнетательных скважин. Это основной метод, благодаря которому достигается дополнительный объем нефтедобычи за счет увеличения охвата неоднородных пластов заводнением, а, значит повышение коэффициента вытеснения. Причем методы на основе поверхностно-активных веществ, полимеров и кислот используются чаще всего. Их закачивание в пласт выполняется в скважину или через кустовые наносные станции [1].

Цели выравнивания профиля приемистости:

1. Повышение коэффициента охвата пласта благодаря корректировке распределения фильтрационных потоков агента, который закачивается в пласт.
2. Увеличение нефтеотдачи из еще не дренируемых зон пласта.

3. Сокращение операционных затрат на извлечение попутнодобываемой воды.

Для выравнивания профиля приемистости используют разнообразные осадко- и гелеобразующие смеси и методики. Задействованные технологии препятствия притока воды зависят от воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на пропускную способность нефтенасыщенной части пласта, который вскрыт перфорацией. Они делятся на селективные и неселективные.

Неселективные методы изоляции (НСМИ) – это технологии, которые используют материалы независимые от количества нефти, воды и газа, насыщающих среду. Они создают экран, который сохраняется с течением времени в пластовых условиях. Условия при неселективных методах – правильное разграничение обводненного интервала и устранения спада проницаемости продуктивного горизонта.

Селективные методы изоляции (СМИ) – это технологии, в которых используются материалы, закачиваемые в перфорированную часть пласта. При этом фильтрационное сопротивление повышается лишь в той части, которая содержит воду, за счет сформировавшегося осадка или геля, в то же время нефтенасыщенная часть остается незакупоренной [2].

Выравнивание профиля приемистости используется в терригенных, карбонатных, трещинно-поровых нефтенасыщенных коллекторах со средне-проницаемыми интервалами и с сформировавшейся фильтрационной неоднородностью [3].

Библиографический список

1. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири : учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 143 с. – Текст : непосредственный.
2. Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины / притока добывающей скважины. – Текст : электронный. – URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/h/HOMYAKOV/studywork/Tab1/VPP.pdf> (дата обращения: 01.07.2021).
3. Сервис по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин. – Текст : электронный // Миррико: сайт. – URL: <https://mirrico.ru/services-products/products/alignment-profile-injectivity-of-in/> (дата обращения: 14.02.2022).

Управление рисками при проектировании и эксплуатации опасных производственных объектов системы трубопроводного транспорта углеводородов

Курасов О. А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск*

Программы управления целостностью – это программы управления рисками, в которых предусмотрены мероприятия, связанные с устойчивой и постоянной самооценкой и улучшением [1]. Современные Программы управления целостностью основаны на оценке результатов эксплуатации оборудования, в то время как более ранние программы были предписывающими. Программы, основанные на производственных показателях, позволяют оператору управлять рисками и оптимизировать безопасность, надежность и затраты, учитывая неопределенности, а не следуя строгим рекомендациям. Позволяют это сделать методы, основанные на оценке риска, в то время как остальные мероприятия в Программах управления целостностью представляют собой политики, направленные на обеспечение непрерывной работы и самосовершенствования, а не непосредственно на структурную целостность.

Все программы управления рисками состоят из двух этапов: анализа рисков и контроля рисков. Управление целостностью трубопроводов включает в себя структурную целостность конструкции трубопровода и управление рисками [2]. Анализ рисков трубопроводного транспорта позволяет оператору ранжировать участки на основе их ожидаемой (прогнозной) частоты и последствий отказов. Данные для анализа рисков основаны на периодических диагностиках и оценке структурной целостности. Информация, полученная в результате анализа рисков, используется для определения следующего интервала технического обслуживания или контроля. Ранжируя участки трубопровода на основе полученной информации, оператор может эффективно распределять ресурсы для снижения и устранения риска аварий и катастроф.

Со временем и в связи с законодательным прогрессом в реализации риск-ориентированных подходов при эксплуатации трубопроводов исследования в этой области привлекли большое внимание.

В процессе принятия решений неопределенность, связанная с предположениями системы, имеет огромное значение и стала проблемой для большинства операторов трубопроводов. Необходимо уменьшить неопределенности, связанные с отсутствием полных знаний о процессах износа трубопровода. Эти неопределенности можно смягчить путем интеграции различных типов информации, таких как протоколы проверок, экспертные знания, физические законы и данные мониторинга. Однако нынешние подходы не позволяют интегрировать всю упомянутую информацию. Необходимо исследовать подход, который можно было бы использовать для этой цели.

Библиографический список

1. Курасов, О. А. Вероятностный анализ отказов магистральных газопроводов как способ повышения эксплуатационной надежности / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовый терминал : материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 02-03 июня 2022 года. – Том 1. Выпуск 23. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 74-78.

2. Курасов, О. А. Разработка мероприятий по обеспечению эксплуатационной надежности технологического оборудования магистральных газопроводов / О. А. Курасов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовый терминал : материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 02-03 июня 2022 года. – Том 2. Выпуск 23. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 185-187.

Научный руководитель: Бурков П. В., доктор технических наук, профессор.

Проблема снижения продуктивности газовой скважины в следствии накопления ретроградного конденсата

Михайлук К. Н., Пинигин А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Количество газоконденсатных месторождений во всей добыче газа по России превышает 30 %. Основной особенностью газоконденсатных месторождений является наличие тяжелых углеводородов в пластовом газе, углеводородов групп C₅₊. Самый распространенный режим эксплуатации на газоконденсатных месторождениях – это режим истощения. Он обусловлен постоянным падением пластового давления.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений на естественном режиме углеводороды могут начать конденсироваться в пласте, призабойной зоне пласта, скважине или газосборной сети в следствии снижения пластового давления ниже давления начала конденсации. Главной причиной быстрого падения пластового давления является не равномерное распределение добычи по всему пласту.

Общий процесс конденсации газового конденсата можно описать так. При падении пластового давления до значения давления начала конденсации в пластовой системе происходит конденсация. При дальнейшем понижении пластового давления отмечается увеличение количества выпавшего конденсата в поровом пространстве, что отражается в увеличении конденсатонасыщенности (S_k). Выпадают в жидкую фазу преимущественно тяжелые углеводороды групп C₅₊, поэтому величина КГФ (конденсатогазового фактора) в извлекаемом газе при падении давления уменьшается. Такое изменение КГФ и S_k отмечается до давления максимальной конденсации, ниже которого начинается постепенное уменьшение S_k, а затем и увеличение КГФ [1].

Важной характеристикой фазового поведения природных газоконденсатных систем является динамика основных физических параметров смеси в ходе конденсации – конденсаторгазовый фактор (КГФ) и относительный объем жидкости (S_k). На рисунке 1 представлены характерные поведения свойств газоконденсатных систем при изменении пластового давления.

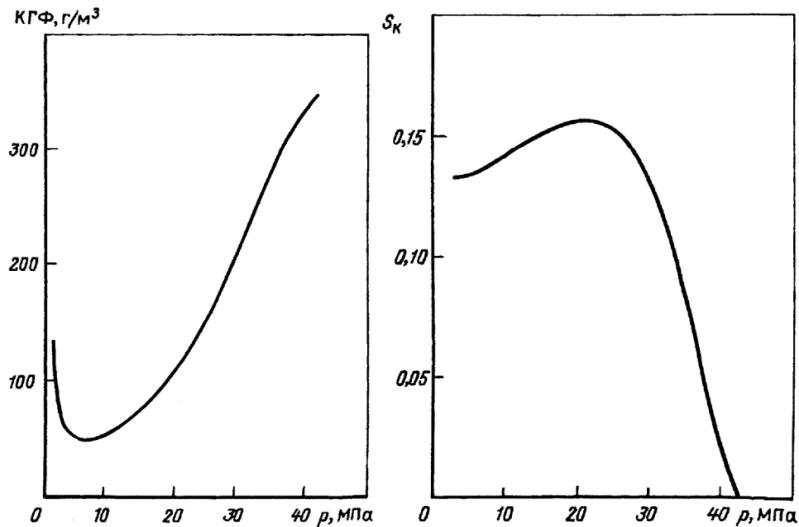


Рисунок 1. Слева – динамика КГФ при дифференциальной конденсации, справа – динамика значения относительного объема жидкости при дифференциальной конденсации

При этом при приближении к стволу скважины количество жидкости может резко увеличиться. Это связано с резким изменением термобарических условий в ПЗП – эффектом «динамической» конденсации (рисунок 2).

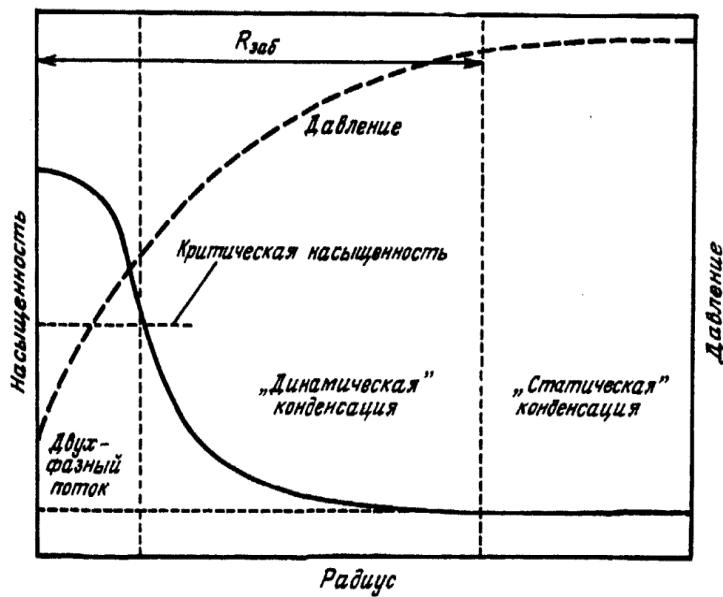


Рисунок 2. Схема «динамической» конденсации газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины

После прохождения фильтрующегося пластового газа через точку пласта с давлением ниже давления начала конденсации в пористую среду выпадает конденсат. В области высоких градиентов давления выпавшая жидкость может быть неподвижной (в случае насыщенности ее ниже критической) или фильтруется со скоростью, меньшей, чем скорость фильтрующегося газа. Из всех новых порций пластового газа, проходящего через эту точку пласта, выделяется ретроградный конденсат, который не успевает фильтроваться вместе с газом к скважине, и, таким образом, идет накопление жидкости.

Уменьшение продуктивности газоконденсатных скважин из-за накопления у забоя газового конденсата обуславливается действием двух факторов. Первый из них, и основной, связан с увеличением насыщенности пористой среды жидкой углеводородной фазой и уменьшением фазовой проницаемости по газу в ПЗП. Уменьшение фазовой проницаемости по газу в зоне ПЗП (где возникает основное сопротивление потоку флюидов) резко снижает продуктивность скважины как по газу, так и по газовому конденсату, поскольку в газовой фазе поступает большое количество конденсата.

Таким образом, правильный подход к разработке газоконденсатных месторождений, с учетом контроля распределения давлений в пласте может сократить потери, как и конденсата, выпавшего в пласте и ПЗП, так и увеличить добычу газа.

Библиографический список

1. Методы повышения производительности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, В. Г. Подюк. – Москва : Недра, 1997. – 365 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Юшков А. Ю., канд. техн. наук, доцент.

Перспективы применения газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами

Мочалова А. А., Стариков М. А.

Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень

По данным открытых литературных источников [1–3] разработка низкопроницаемых коллекторов осуществляется горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта, для поддержания пластового давления используется вода. Однако применение воды для разработки нетрадиционных коллекторов с ухудшенными ФЕС характеризуется низкой эффективностью, что обусловлено как технологическими факторами (подготовка воды), так и особенностями фильтрации несмешивающихся жидкостей в пористой среде (капиллярные силы). Применение стандартных подходов и технологий разработки залежей трудноизвлекаемых

запасов (ТРИЗ) на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами не позволяет получить высокую эффективность извлечения запасов, что требует изменения системы их разработки.

Для вытеснения большего количества нефти и получения максимально высокого значения коэффициента извлечения нефти (КИН) целесообразно сменить агент воздействия на газ. Закачка газа позволит снизить межфазное натяжение вплоть до его отсутствия, что приведет к смешиванию нефти и газа.

Смешивание нефти и газа возможно при достижении минимального давления смесимости (МДС) – давления, при котором обеспечивается смешиваемость при пластовой температуре. Достижение МДС позволяет реализовать смешивающееся вытеснение (рисунок 1), при котором происходит последовательный многоконтактный обмен компонентами между закачиваемым газом и нефтью, в результате которого на фронте вытеснения образуется критическая фаза газа и нефти. Вследствие выравнивания состава фаз на фронте вытеснения между ними исчезает поверхность раздела, что позволяет вытеснить практически всю нефть и получить максимально высокое значение коэффициента вытеснения (близкое к единице) [4].



Рисунок 1. Схематичное представление нефтеотдачи при закачке газа на смешивающем режиме вытеснения

С целью выбора оптимальной технологии разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с применением газовых МУН предлагается комплексное решение, состоящее из шести шагов:

1. Построение геологической модели.
2. Выделение из геологической модели участков с одинаковыми геологическими параметрами, и их типизация по фильтрационно-емкостным свойствам коллектора.
3. Формирование матрицы вариантов по полученной типизации для проведения расчета на гидродинамической модели.
4. Выполнение технико-экономической оценки по видам воздействия при разной плотности сетки скважин для участков с разной плотностью запасов.

5. Определение оптимальной системы разработки для разной плотности запасов (геологических условий).

6. Формирование избирательной концепции разработки ПРМ с учетом различных методов воздействия.

Библиографический список

1. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов / В. Б. Карпов, Н. В. Паршин, Д. И. Слепцов [и др.]. – Текст : непосредственный // SPE-12572-RU. – 2016.

2. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs / Z. Yuan, J. Wang, Sh. LI [et al.]. – Direct text // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – Vol. 41, Issue 3. – P. 377-386.

3. Evolution of Completion Techniques in the Lower Shaunavon Tight Oil Play in Southwestern Saskatchewan / D. J. Schlosser, M. Johe, T. Humphreys [et al.]. – Direct text // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, February 3–5, 2015. – Texas. – 2015. – SPE-173368-MS. – P. 611.

4. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва : Газоил пресс, 2006. – 198 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Анкудинов А. А, начальник отдела, ООО «ТННЦ», к. т. н.

Прогноз значений дебитов скважин с применением искусственных нейронных сетей

Нгуен М. Х., Нгуен Т. Х., Ву Х. З.

Ханойский университет горного дела и геологии, г. Ханой, Вьетнам

Традиционно дебит скважин определяется теоретическими или эмпирическими методами. Однако, теоретические модели требуют большого количества данных в качестве входных, и некоторые из них обычно не получаются в практическом производстве из-за ограничений по времени и затратам. Тангрен [1] первоначально предложил теорию корреляции между дебитом и другими эксплуатационными параметрами в 1949 г. После этого, Гилберт [2], Баксенделл [3], и Рос [4] предложили эмпирические корреляции, основанные на корреляции теории Тангрена.

В 1954 г. Гилберт провел эмпирический расчет на основе 268 данных, включая давление на устье скважины, размер штуцера, газожидкостный фактор, критический дебит жидкости.

$$Q = \frac{P_{wh}D_{64}^b}{aGLR^c} \quad (1)$$

где P_{wh} – давление на устье скважин (Psi); D_{64} – размер штуцера (1/64 дюйма), GLR – газожидкостный фактор (SCF/STB); Q – критический дебит жидкости (STB/day); a, b, c – первичные коэффициенты, оцененные при $a = 0.1$, $b = 1.89$, $c = 0.546$.

Баксенделл модифицировал уравнение 1 для расчета критических дебитов, а Рос разработал новую корреляцию для оценки массы углеводородов в условиях критического потока. В 1961 г. Ахонг [5] предложил новый набор значений коэффициентов для уравнения Гилберта: $a = 0.2618$, $b = 1.88$, $c = 0.65$.

Все рассмотренные выше эмпирические модели были ограничены типом данных, используемых в исследованиях; каждая модель применима только к одной области исследований. В результате эти модели не получили широкого распространения, так как результаты их применения в другом регионе не всегда были точными.

Для преодоления теоретических и эмпирических ограничений можно использовать искусственную нейронную сеть (ИНС) в качестве хорошего метода моделирования сложной взаимосвязи между дебитом добычи и другими соответствующими характеристиками добычи.

Некоторые модели ИНС для прогнозирования дебита скважины показали свою высокую точность [6, 7] и свои преимущества по сравнению с другими традиционными методами. Однако, метод ИНС не применялся к нефтедобывающим скважинам, использующим метод непрерывного газлифта.

В данном исследовании представлено применение метода ИНС для прогнозирования дебита нескольких нефтяных скважин при непрерывном газлифте. Искусственные нейронные сети можно использовать в качестве хорошего альтернативного подхода для моделирования сложных взаимосвязей между дебитами скважин и другими соответствующими параметрами добычи для преодоления теоретических и эмпирических ограничений.

Используемый набор данных был разделен на 3 части: 70 % выборок используются для процесса обучения, 15 % для тестирования, а остальные 15 % для проверки. Нейронная сеть обратного распространения построена и протестирована со следующей структурой: входной слой имеет шесть нейронов (D_{64} , P_{wh} , GLR, BS&W (свободная вода, осадки, эмульсия), Q_{Glift} (дебит нагнетаемого газлифта), P_{Glift} (давление нагнетаемого газлифта)), а выходной слой имеет один нейрон Q.

Разница между различными сетевыми моделями заключается в количестве нейронов в скрытом слое, которое обычно варьирует от 4 до 12. Необходимо тщательно выбирать количество нейронов в скрытом слое, чтобы обеспечить хорошую корреляцию прогнозируемых результатов ИНС с выходными образцами. Также необходимо избегать переобучения из-за слишком большого количества нейронных сетей. Из сравнения числа коэффициентов корреляции (R^2) и среднеквадратичной ошибки (RMSE) между различными моделями, авторы решили использовать модель с 7 нейронами в скрытом слое в качестве модели ИНС для прогноза дебита исследуемых скважин.

Наконец, чтобы оценить потенциальное применение модели ИНС, разработанной в этом исследовании, авторы использовали вторую папку данных, которая, включая 33 образца, отобранные на скважинах (№ 1 и 5) в 2021 г. для оценки дебита нефти из этих скважин в 2021 г. На рисунках 1 и 2 показано, что прогнозируемый и фактический дебиты обеих скважин имеют тесную взаимосвязь. Даже для эксплуатационного периода 2021 г., в течение которого данные не использовались в качестве входных данных для обучения модели ИНС, кривые на рисунках 1 и 2 демонстрируют очень похожие тенденции.

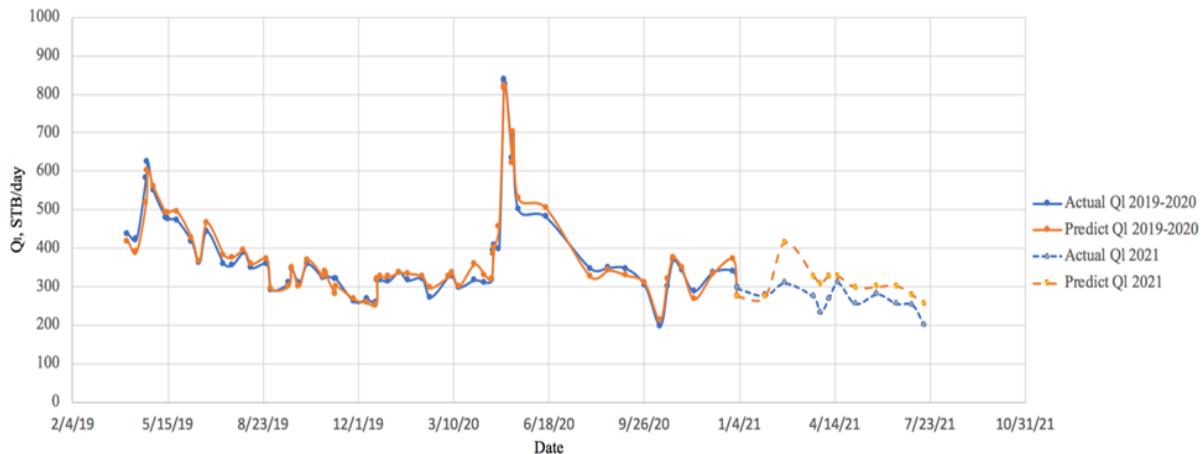


Рисунок 1. Сравнение прогнозного дебита по модели ИНС и фактических данных по скважине №1 за 2 периода эксплуатации (2019–2020 и 2021)

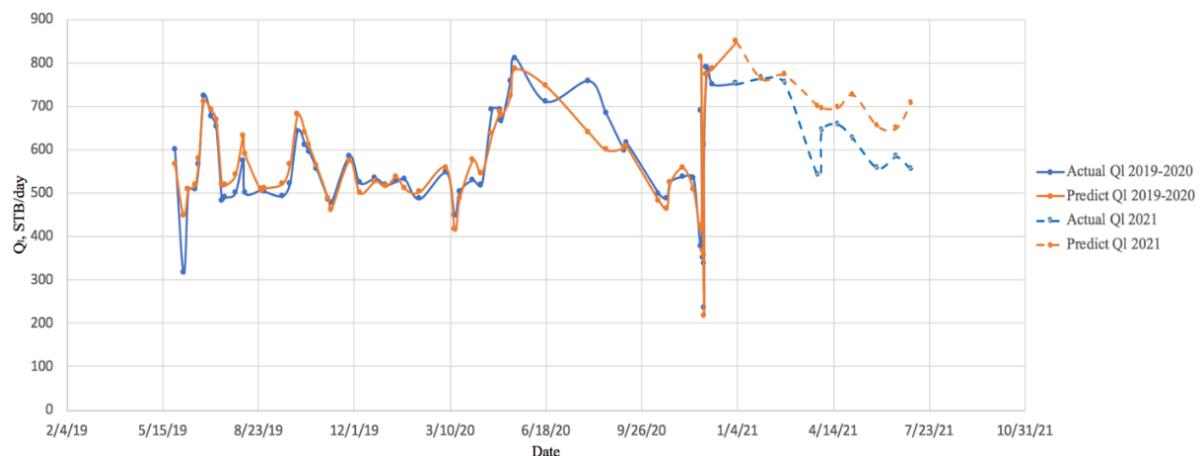


Рисунок 2. Сравнение прогнозного дебита по модели ИНС и фактических данных по скважине №5 за 2 периода эксплуатации (2019–2020 и 2021)

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

- Наилучшей моделью для оценки дебита нефти в 05 проанализированных скважинах при непрерывном газлифтном дебите является модель ИНС с 7 нейронами в скрытом слое и обратным распространением. Про-

гнозируемые результаты гораздо более точны, чем при использовании многомерной регрессивной модели.

- Модель ИНС также имеет возможность оценить дебиты нефти из других скважин в будущем.
- Для дальнейшего обучения с целью повышения точности модели ИНСС требуется привлечение больше данных за предыдущие годы, а также обновленные данные.

Библиографический список

1. Tangren, R. F. Compressibility effects in two phase flow / R. F. Tangren, C. H. Dodge, H. S. Seifert. – DOI 10.1063/1.1698449. – Direct text // Journal of Applied Physics. – 1994. – № 20 (7). – P. 637-645.
2. Gilbert, W. E. Flowing and gas-lift well performance / W. E. Gilbert. – Direct text // Drilling and Production Practice. – 1954. – № 13. – P. 126.
3. Baxendell, P. B. Producing Wells on Casing Flow-An Analysis of Flowing Pressure Gradients / P. B. Baxendell. – Direct text // Petroleum Transactions. – 1958. – № 213. – P. 202-206.
4. Ros, N. C. J. An analysis of critical simultaneous gas/liquid flow through a restriction and its application to flow metering / N. C. J. Ros. – Direct text // Applied Scientific Research. – 1960. – № 9 (1). – 374 p.
5. Achong, I. Revised bean performance formula for Lake Maracaibo Wells / I. Achong. – Direct text // Shell Internal Report. – 1961.
6. Azim, R. A. Prediction of multiphase oil rate for antically flowing wells using rigorous artificial neural network technique / R. A. Azim. – DOI 10.1016/j.flowmeasinst.2020.101835. – Direct text // A Flow Measurement and Instrumentation. – 2020. – № 76. – P. 101835.
7. George, A. Predicting Oil Production Flow Rate Using Artificial Neural Networks — The Volve Field Case / A. George. – DOI 10.2118/208258-MS. – Direct text // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, August 2021. – Lagos, Nigeria, 2021. – SPE-208258-MS.

Газосодержание пластовых вод газоконденсатных месторождения Алан

Орипова Ш. К.

Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

На условия эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, а также конечный коэффициент газоотдачи значительно влияют физические и физико-химические свойства вод [1]. Воды газовых месторождений характеризуются: повышенной минерализацией, присутствием в составе вод хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия, отсутствием сульфатов, повышенным содержанием ионов I, Br, NH₄, часто присутствием

H_2S , наличием в воде растворенных углеводородных газов и наличием в воде солей нафтеновых кислот [2].

Газосодержание пластовых вод Аланского месторождения определено по 10 водоносным объектам, в том числе 3 объекта в карбонатной формации юрского водонапорного комплекса (XV-а2 горизонт скв. 3 и 5), 3 объекта в неоком-аптском (XIV и XII горизонты, скв. 8) и 4 и в альб-сеноманском комплексе (XI, X и IX горизонты, скв. 8). В водах юрского водонапорного комплекса установлена высокая газонасыщенность, достигающая значений, предельных для пластовых условий. Для вод XV-а2 горизонта она равна $2868\text{-}4339 \text{ см}^3/\text{л}$ с тенденцией роста в юго-восточном направлении, от скважины 3 к скважине 5.

В водах неоком-аптского водонапорного комплекса газосодержание аномально низкое и изменяется от 0 до $260 \text{ см}^3/\text{л}$. В водах альб-сеноманского комплекса в скважине 8 максимальное газосодержание установлено для IX горизонта ($2300 \text{ см}^3/\text{л}$), содержащего в интервале 1300-1278 м свободный газ. В пробе воды, полученной при переливе из X горизонта, содержание растворенного газа составляет $1540 \text{ см}^3/\text{л}$.

На Аланском месторождении минерализация пластовых вод изменяется в основном в пределах от 91 до 109 г/л [3].

Для изучения геотермических условий Аланского месторождения в процессе проведения геологоразведочных работ был выполнен значительный объем температурных измерений в поисковых и разведочных скважинах. Для определения геотермической градиента, по всему разрезу выполнены специальные исследования с помощью электротермометров в скважинах. Время выдержки скважин после окончания бурения до производства замера составляло 30-183 суток. Однако следует отметить, что продуктивная часть разреза была охвачена данными исследованиями лишь в скв. 12 и 13.

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы.

Таким образом, в разрезе мезозойских отложений Аланского месторождения высокая (предельная) газонасыщенность пластовых вод установлена в объектах с переливающей водой юрского и в верхней части альб-сеноманского комплексов, причем, в последнем за счет переточного газа из верхнеюрских карбонатных отложений.

Библиографический список

1. Фык, И. М. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений : учебник для студентов вузов / И. М. Фык, Е. И. Хрипко ; редактор И. М. Фыка. – Харьков : Фолио, 2015. – 301 с. – Текст : непосредственный.
2. Амиян, В. А. Добыча газа : учебник для студентов вузов / В. А. Амиян, Н. П. Васильева – Москва : Недра, 1974. – 312 с. – Текст : непосредственный.

3. Орипова, Ш. К. Химический состав пластовых вод верхнеюрских карбонатных отложений ГКМ Алан / Ш. К. Орипова, Б. З. Адизов. – Текст : непосредственный // Наука и инновации : Международная научная конференция молодых ученых, 20 октября 2022 г. – Ташкент, 2022. – С. 422-423.

Научный руководитель: Адизов Б. З., старш. науч. сотр., док. техн. наук

Методы борьбы с образованием газовых конусов при разработке залежей с нефтяными оторочками и их опыт применения

Пинигин А. А., Михайлук К. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Залежи с нефтяными оторочками – это залежи, доля объема нефти в которых не превышает газовую или газоконденсатную часть по объему.

На момент написания данной статьи доля нефтяных оторочек в структуре ТРИЗ составляет 13 %, что равняется 3,7 млрд. т нефти. Эта цифра сопоставимо с извлекаемыми запасами нефти Самотлорского месторождения.

Проблема конусообразования в нефтяных оторочках напрямую влияет на их разработку ввиду того, что она сокращает дебит скважины по нефти. По статистике Чаяндинского месторождения прорыв газа в нефтяную оторочку спровоцировал снижение дебита нефти вертикальной скважины в 1,3 раза. Для горизонтальных скважин прорыв газа более опасен, так как по статистике месторождения Troll в Норвегии после прорыва газа в нефтяную оторочку снизил дебит нефти в горизонтальной скважине снизился в 6,3 раза.

На данный момент для борьбы с образованием конуса газа применяется ряд методов. Первым методом является барьерный метод. Он заключается в создании непроницаемого или низкопроницаемого барьера на границе раздела газа и нефти. Перед строительством эксплуатационной скважины бурится скважина для нагнетания барьерного агента, которая после создания барьера ликвидируется. Согласно рассмотренному опыту внедрения данное направление применимо лишь в теории ввиду малой практической эффективности мероприятия.

В случае газогидратных барьеров эффективность ограничена термобарическими условиями, которые должны соответствовать условиям образования газовых гидратов. На данный момент такие барьеры могут показать свою эффективность в условиях Восточной Сибири, где отмечаются низкие пластовые температуры. Способ применялся на Лянторском месторождении. Эффект от создания газогидратного барьера длился не более 2 месяцев.

Также, данный метод требует огромного количества материала для создания барьера. При рассмотрении данного фактора на примере горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка в 1000 м потребуется порядка 150 000 м³ материала, при условии того, что барьер будет являться

параллелепипедом с длиной в 1500 м, шириной 100 м и высотой 1 м. Особенno серьезным данный фактор является для гелевых барьеров. Они были испытаны на месторождении Algyo в Венгрии. Для создания барьера в скважину была закачана смесь из 1 т ПАВ Tenside (НС-2), 2 т хлорида калия, 300 л формальдегида, 200 кг полимера, 17 т оксида кремния (IV), 150 кг хлорида кальция, 150 кг солей алюминия, 1800 л хлороводородной кислоты и 125000 м³ азота. После затвердевания барьера эффект от внедрения длился неделю, после чего был зафиксирован рост газового фактора. Венгерскими экспертами был сделан вывод о низкой эффективности способа ввиду больших капитальных вложений [1].

Кроме того, для всех видов барьеров свойственна непредсказуемость их конечной формы, ввиду чего оценка их эффективности в условиях моделирования может быть затруднительна.

Таким образом, по результатам анализа опыта внедрения был сделан вывод о малой эффективности применения барьерных методов для борьбы с прорывами газа ввиду вышеописанных факторов.

Вторым методом борьбы с прорывами газа является барьерное заводнение. Данный вид заводнения подразумевает строительство нагнетательных скважин на границе раздела газа и воды с целью разобщения соответствующих зон.

Опыт применения данного способа присутствует на Киенгопском месторождении. Оно было разделено на 7 блоков, в 6 из которых реализовалась собственная система барьерного заводнения. В каждом блоке менялись сроки реализации заводнения от начала разработки и местоположение нагнетательных скважин относительно контакта. По результатам внедрения положительный эффект был получен в 1 из 7 блоков. Отсутствие положительного эффекта объясняется более поздним вводом системы заводнения и неудачным расположением нагнетательных скважин [2].

Более успешно данный метод был реализован в условиях Самотлорского месторождения при разработке пластов АВ₁³ и АВ₂₋₃. Формирование системы нагнетательных скважин началось на начальной стадии разработки и сопровождалось увеличением объемов закачки. Темпы закачки воды при этом опережали темп отбора жидкости в 2 раза. В настоящее время в результате реализации барьерного заводнения 74 % и 80 % газонасыщенной толщины пластов АВ₁³ и АВ₂₋₃ соответственно и замещено водой и нефтью. В случае пласта АВ₂₋₃ данный факт компенсируется высоким отбором нефти от НИЗ, который составил 54 % и 72 % для пластов АВ₁³ и АВ₂₋₃ соответственно.

Несмотря на большой объем замещения газовой частью нефти и газа отбор газа от НГЗ на данных пластах составил для пласта АВ₁³ 63% от НГЗ. Связано это с прорывами газа сквозь систему барьерного заводнения, то есть нефтяные скважины добывали и нефть, и газ. Данный факт нельзя назвать ни положительным, ни отрицательным, так как при отсутствии прорывов вся газовая шапка могла быть расформирована [3].

Кроме того, на нефтегазовом месторождении Норт Ист Холсвил (США) применялось барьерное заводнение с использованием загущенной полимером водой. Использование полимера было вызвано низкой эффективностью барьера из закачиваемой воды.

Под закачку воды были переведены 2 газовые скважины и пробурены 2 новые скважины. Через 2 года после этого были дополнительно переоборудованы под закачку еще 2 скважины. В результате данных мероприятий был получен следующий эффект: дебиты эксплуатационных скважин увеличились, а газовый фактор снизился с нескольких тысяч до $60 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Согласно рассмотренному опыту применения барьерного заводнения, можно судить о высокой эффективности метода в вопросе противодействия прорывам газа из газовой шапки. Однако, эффективность метода напрямую зависит от правильной реализации системы заводнения.

Библиографический список

1. Restriction of Gas Coning by a Novel Gel/Foam Technique / I. Lakatos, J. Lakatos-Szabo, B. Kosztin, G. Palasthy. – Text : electronic // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 19–22 April, 1998. – URL: <https://doi.org/10.2118/39654-ms>.

2. Полозов, М. Б. Анализ эффективности барьерного заводнения на Киенгопском месторождении / М. Б. Полозов, С. Г. Зайникаев, С. Ю. Борхович. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 4. – С. 60-63.

3. Синицин, Д. М. Эффективность применения барьерного заводнения залежи НХ3-4 Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения : магистерская диссертация / Денис Михайлович Синицин ; Сибирский федеральный университет, Институт Нефти и газа, 2017. – 116 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Юшков А. Ю. канд. техн. наук, доцент.

Обработка призабойной зоны пласта с применением отклонителя

Тагиров Р. Х.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефть – это один из самых ценных природных ресурсов на нашей планете, который широко используется в промышленности и транспорте. Однако, добыча нефти сопряжена с определенными техническими сложностями, которые могут повлиять на объемы добычи. Поэтому, проведение геолого-технических мероприятий является одним из ключевых этапов в добыче нефти, который направлен на увеличение нефтеотдачи пластов. В данной статье мы рассмотрим обработку призабойной зоны пласта с применением отклонителей.

Обработка призабойной зоны пласта – это комплекс мероприятий, направленных на повышение продуктивности скважины путем очистки или активации призабойной зоны – участка пласта, находящегося в непосредственной близости от скважины, где происходят наибольшие изменения резервуарных свойств и происходит схоронение коллоидных и органических частиц.

Различают два основных вида обработки – солянокислотная (HCL) и глинокислотная (HCL+HF).

Солянокислотная обработка скважин является наиболее распространенным методом в России для увеличения проницаемости породы. Она проводится с использованием соляной кислоты разной концентрации.

Суть метода заключается в том, что солянокислота реагирует с карбонатными минералами, которые находятся в породе, расщепляя их на углекислоту и соли. Таким образом, образуются отверстия в породе, которые позволяют нефти и газу выйти на поверхность.

Глинокислотная обработка скважин используется для увеличения проницаемости породы, но в отличие от солянокислотной обработки она не является агрессивной для окружающей среды. Это связано с тем, что глинокислота не образует солей. Глинокислота вступает в реакцию не только с карбонатными минералами, но и с другими минералами, которые могут засорять скважину. Таким образом, глинокислотная обработка может улучшить производительность скважины, а также очистить ее от фундаментальных отложений [1].

Для увеличения эффективности проведения обработки призабойной зоны пласта возможно применение отклонителей. Данный метод применим в неоднородных по проницаемости пластах. Отклонитель представляет собой неионогенную жидкость (водные растворы полимеров, эмульсий или вязкие нефти). При закачивании в скважину, вязкий отклонитель блокирует высоко-проницаемые пропластки. За счет этого, кислотный состав обрабатывает низкопроницаемые интервалы, тем самым увеличивая продуктивность скважины.

Требования к кислотным отклонителям:

- совместимость с кислотной композицией;
- стойкость к температуре на забое скважины;
- полное вымывание после проведения обработки [2].

Отклонители играют важную роль в обработке призабойной зоны пласта. Они позволяют направлять поток жидкости в нужном направлении, чтобы достичь максимальной эффективности в работе скважины.

Основные этапы обработки призабойной зоны:

- закачка в скважину отклонителя;
- ожидание процесса полимеризации;
- закачка кислотного состава и технической воды для продавки;
- ожидание реагирования кислоты [3].

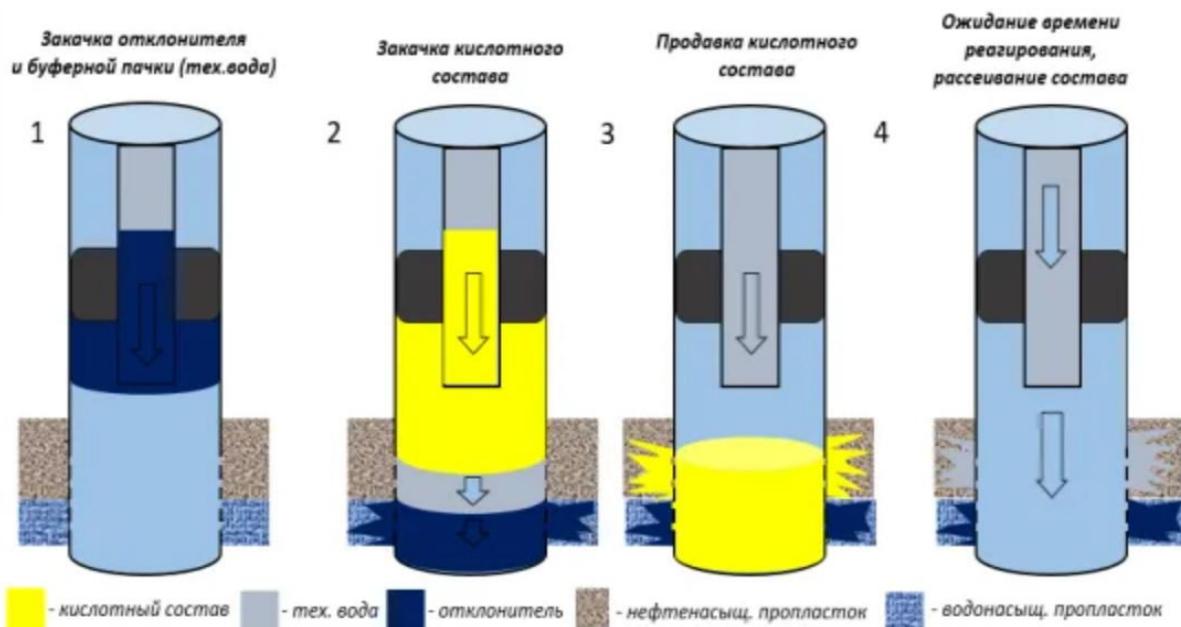


Рисунок 1. Обработка призабойной зоны с применением отклонителя

Последовательность проведения обработки призабойной зоны пласта с применением отклонителя представлена на рисунке 1.

Несмотря на сложность и многоэтапность применения отклонителя при обработке призабойной зоны пласта, данный метод может значительно увеличить добычу нефти и эффективность работы скважины.

Библиографический список

1. Обработка призабойной зоны пласта. – Текст : электронный // Neftegaz.RU : [сайт]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/development/332089-obrabotka-prizaboynoy-zony-plasta-opz/> (дата обращения: 13.03.2023).
2. Совершенствование комбинированных технологий нефтеизвлечения кислотным воздействием в высокотемпературных трещинно-поровых коллекторах. – Текст : электронный // Rusoil.net : [сайт]. – URL: <https://rusoil.net/files/1006/VahrushevSA/disser.pdf> (дата обращения: 13.03.2023).
3. Аль-хамати, А. Х. М. А. Технология обработки призабойной зоны пласта с отклонителями / А. Х. М. А. Аль-хамати, А. А. М. М. Аль Малави. – Текст : электронный // Молодой учёный : журнал. – 2022. – № 27 (422). – С. 51-54. – URL: <https://moluch.ru/archive/422/93769/> (дата обращения: 13.03.2023).

Применение струйно-насосной установки при добыче нефти в осложненных условиях

Тагиров Р. Х.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время большинство месторождений эксплуатируются в осложненных условиях. На месторождениях наиболее часто добыча нефти производится установками электроцентробежных насосов. Среди основных проблем при разработке залежей с осложняющими факторами можно выделить снижение средней наработки на отказ глубинного насосного оборудования.

При эксплуатации электроцентробежных насосов в осложненных условиях возникают следующие проблемы:

- Высокое содержание газа на приеме насоса приводит к нестабильной работе и срывам подачи.
- Вынос механических примесей приводит к износу рабочих органов.
- Высокая вязкость нефти приводит к потере напора и работе ЭЦН не в оптимальной зоне [1].

В данной статье рассмотрим применение струйного насоса при добыче нефти в условиях осложняющих факторов. Струйно-насосная установка представляет собой струйную систему механизированной добычи нефти (рис. 1).

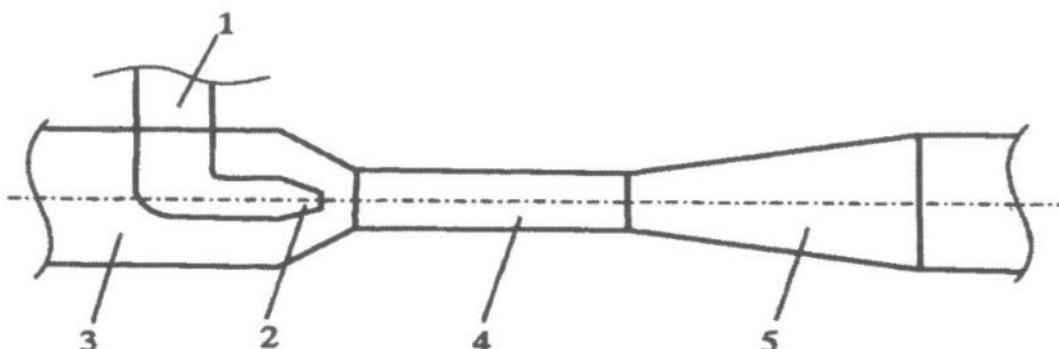


Рисунок 1. Принципиальная схема струйного насоса.

1 – канал подвода рабочей жидкости; 2 – сопло; 3 – канал подвода пластовой жидкости; 4 – камера смешения; 5 – диффузор

Насос приводится в действие под напором рабочей жидкости, закачиваемой в насосно-компрессорные трубы. При прохождении через сопло, рабочая жидкость приобретает большую скорость. При выходе из сопла происходит снижение давления, из-за чего пластовая жидкость всасывается в насос. В камере смешения рабочая жидкость смешивается с пластовой жидкостью, происходит выравнивание скоростей и давлений жидкостей и далее смесь поступает в диффузор, где происходит снижение кинетической энергии потока и рост потенциальной энергии (рис. 2) [2].

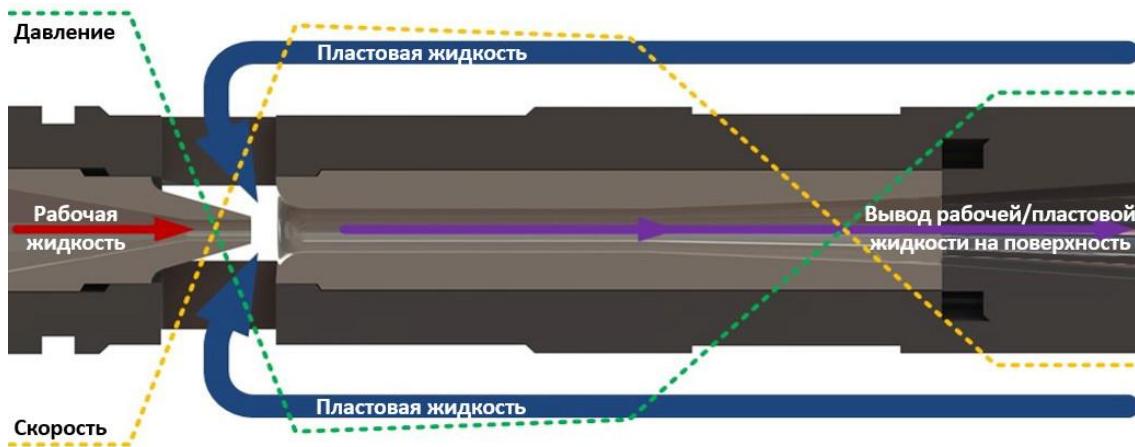


Рисунок 2. Изменение давления и скорости рабочей жидкости

Отличительные особенности струйных насосов:

- простота конструкции;
- отсутствие движущихся частей;
- продолжительный период работы;
- возможность эксплуатации в осложненных условиях.

Для струйного насоса необходимо дополнительное наземное оборудование, что можно считать недостатком данной установки в сравнении с электроцентробежным насосом. Для эксплуатации струйного насоса используется силовой насос для подачи рабочей жидкости в скважину. Также возможно применение блока химических реагентов, где в рабочую жидкость добавляются ингибиторы солеотложений или парафинообразований.

Стабильная работа струйного насоса в осложненных условиях обусловлена простотой конструкции. Насос способен работать при газовом фак-торе до $1000 \text{ м}^3/\text{т}$. Благодаря увеличенным рабочим областям, прочным деталям и применением различных покрытий насос способен откачивать жидкость с большим содержанием механических примесей. Для борьбы с пара-финами в рабочую жидкость добавляются различные ингибиторы [3].

Использование данного типа насоса позволит увеличить срок эксплуатации скважин без остановок по причине выхода из строя глубинного насосного оборудования.

Библиографический список

1. Осложнения при эксплуатации УЭЦН, методы борьбы с ними. – Текст : электронный // Студопедия : [сайт]. – URL: https://studopedia.ru/8_117840_oslozhneniya-pri-ekspluatatsii-uetsn-metodi-borbi-s-nimi.html (дата обращения: 13.03.2023).
2. Струйные насосы для добычи нефти. – Текст : электронный // StudFiles : [сайт]. – URL: <https://studfile.net/preview/9719862/page:16/> (дата обращения: 13.03.2023).

3. Струйный насос JET Pump для добычи нефти. – Текст : электронный // PumpUnion : [сайт]. – URL: <https://pumpunion.ru/examples/strujnyj-nasos-dobychi-nefti/> (дата обращения: 13.03.2023).

Влияние минерального состава карбонатных коллекторов на формирование призабойной зоны скважин

Черных В. И., Мартюшев Д. А.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Одним из главных критериев выбора эффективной технологии вскрытия продуктивных пластов является обеспечение сохранности их фильтрационных свойств. Известно, что в процессе разбуривания залежей на рецессии имеет место фильтрация используемой технологической жидкости в пласт, что может привести к кольматации пустотного пространства коллектора и, как следствие, к ухудшению его свойств [1]. Особенности процесса кольматации определяются минеральным составом горной породы, структурой ее пустотного пространства, а также рецептурой бурового раствора [2]. В настоящее время на территории Пермского края при проведении различного рода операций в скважинах применяют технические жидкости как на водной, так и на углеводородной основе, которые включают ряд специальных добавок. Структура пустотного пространства также является фактором, определяющим выбор конкретной рецептуры бурового раствора. Наличие глинистого материала в минеральном составе горной породы является фактором, способствующим кольматации пустотного пространства, особенно при использовании буровых растворов на водной основе. Однако, несмотря на высокую практическую значимость рассматриваемой проблемы на сегодняшний день в недостаточной степени изучен процесс взаимодействия буровых растворов различной рецептуры и коллекторов карбонатного типа, что подчеркивает актуальность данного направления, заключающегося в исследовании и выделении изменения свойств коллектора после ввода скважин из бурения.

При этом следует отметить, что взаимодействие бурового раствора с коллектором приводит к изменению его свойств не во всей зоне дренирования пласта, а только в приствольной его части, формируя так называемую призабойную зону пласта (ПЗП). На практике состояние призабойной зоны успешно оценивается по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИ) при неустановившихся режимах с записью кривой восстановления давления (КВД). Таким образом, проведение ГДИ на скважинах после их ввода в эксплуатацию позволит получить ценную информацию о состоянии призабойной зоны и эффективности реализованной технологии вскрытия продуктивного пласта [3].

Настоящая статья посвящена вопросам изучения эффективности технологий вскрытия, применяемых на скважинах, эксплуатирующих турнейско-фаменские карбонатные отложения месторождения имени Сухарева. На всех скважинах рассматриваемого объекта в течение незначительного периода времени (3–6 месяцев) проведены ГДИ с получением кривых восстановления давления. На графике КВД отсутствует участок радиального течения, что затрудняет достоверное определение величины скин-фактора. Таким образом, в ходе настоящего исследования собраны все первые КВД скважин турнейско-фаменской залежи месторождения им. Сухарева и обработаны в программном обеспечении KAPPA Workstation (модуль Saphir), методами касательной и детерминированных моментов давления. При анализе данных обращает на себя внимание факт большого количества противоположных результатов оценки состояния ПЗП по данным величин скин-фактора S и безразмерного диагностического признака d . Следует отметить, что многие КВД характеризуются отсутствием участка радиального течения (в координатах МК и Saphir), и осложняются проявлением влияния границ (в координатах Saphir). Как следствие, оценку состояния ПЗП по величине скин-фактора не следует считать достоверной, а для решения поставленных задач целесообразно использовать результаты метода ДМД. В свою очередь, при анализе состояния ПЗП по величине диагностического признака d установлено его ухудшение в более, чем 70 % случаев. При этом для нескольких скважин величина d принимает весьма высокое значение (более 3,0). Данное явление ухудшения состояния ПЗП для большей части фонда является нетипичным для карбонатов и требует исследования обуславливающих его причин.

Для проверки гипотезы о негативном влиянии воды как дисперсионной среды бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства коллектора привлечены данные детального петрографического изучения образцов керна (из продуктивной части разреза), в том числе результаты электронной микроскопии и рентгенофлуоресцентного анализа (рис. 1).

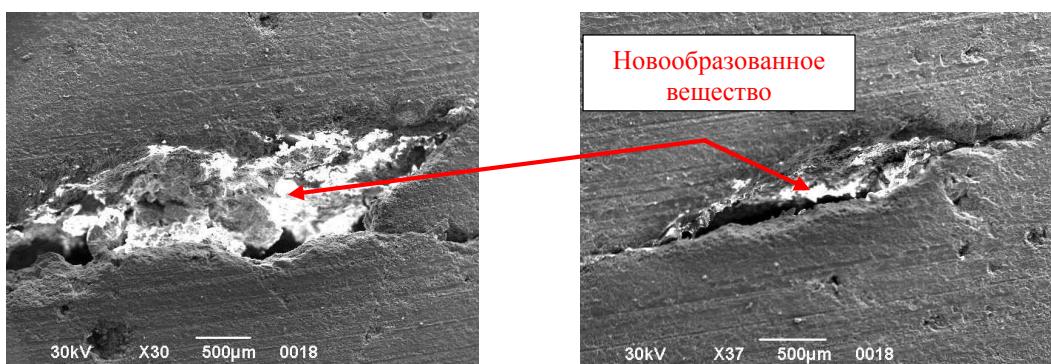


Рисунок 1. Представление пустотного пространства по данным электронной микроскопии (новообразованное вещество в трещинах)

Следует обратить внимание, что трещины в образце частично либо полностью залечены. Информация о минеральном составе различных элементов горной породы, полученная по данным рентгенофлуоресцентного анализа, приведена в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав компонентов горной породы (мас. %)

Оксид	Матрикс	Включения в пустотах
CaO	54,59	55,80
MgO	0,31	0,13
FeO	0,07	0,25
MnO	-	0,12
SiO ₂	0,51	0,26
Al ₂ O ₃	0,10	-
K ₂ O	0,04	-
Na ₂ O	0,25	-

Из данных таблицы 1 следует, что вещество, заполняющее пустоты, образовано SiO₂ и Al₂O₃ – основными компонентами глин. Таким образом, водная фаза бурового раствора, с высокой долей вероятности, контактирует с глинистым материалом и провоцирует его набухание, способствуя снижению проницаемости коллектора.

Таким образом, комплексирование результатов гидродинамических исследований скважин и петрографических исследований керна позволило выделить наиболее вероятную причину снижения проницаемости коллекторов в ПЗП скважин рассматриваемого объекта – взаимодействие воды как дисперсионной среды буровых растворов с глинистым веществом, выделенным в качестве новообразований в пределах пустотного пространства.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Библиографический список

1. Рогов, Е. А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями / Е. А. Рогов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169-173.
2. Исследование качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов / А. С. Захаров, К. М. Минаев, А. В. Пестерев, А. С. Боев. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 5. – С. 23-31.
3. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти / В. И. Галкин, Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева, И. А. Черных. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – С. 386-392.

Научный руководитель: Мартюшев Д. А., кандидат технических наук, доцент.

Обоснование внедрения водогазового воздействия на месторождениях многолетнемерзлых пород

Шейко А.

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва

Сегодня ключевой проблемой развития нефтедобывающей отрасли является недостижение проектных КИН, а также снижение среднего значения КИН по отечественным месторождениям.

Снижение среднего КИН по месторождениям РФ объясняется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, вовлекаемых в разработку, увеличением обводненности добываемой продукции [1, 2], вовлечение в разработку мелких месторождений, а также значительным фондом простаивающих скважин [3]. Отдельно стоит упомянуть, что ситуация в мире оставила неблагоприятный след на развитии нефтедобывающих компаний: снизились объемы добычи, предприятия сокращают инвестиционные проекты.

Сам факт недостаточного нефтеизвлечения и сопутствующие проблемы указывают на острую необходимость разработки комплекса мер, которые позволяют повысить эффективность разработки, при этом использовать отечественные технологии и технику и снизить антропогенную нагрузку на окружающую среду. Эти задачи лежат в основе концепции рационального и экологически чистого недропользования.

Одним из возможных решений обозначенных проблем является водогазовое воздействие (ВГВ). Это метод, предполагающий закачку в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси. Он может быть внедрен как на начальных стадиях разработки, так и при разработке остаточных запасов. Предлагается применять насосно-эжекторные системы, которые позволяют измельчать пузырьки [4] и закачивать мелкодисперсную смесь в широком диапазоне режимных параметров [5, 6].

В данной работе обосновано применение метода ВГВ с применением насосно-эжекторной системы для условий одного из группы месторождений *М*. Данное месторождение находится в зоне многолетнемерзлых пород. На данной площади выявлены более 300 залежей, которые насыщены нефтью, газом, газовым конденсатом и пластовой водой. Однако промышленной ценностью обладает нефтенасыщенный пласт-коллектор, представленный плотносцементированным песчаником. Коллектор характеризуется высокой проницаемостью (до 4000 мД), однако вязкость пластовой нефти имеет значение 103,9 спз. Плотность отсепарированной нефти – 944 кг/м³. Газосодержание равно 16,7 м³/м³, что считается нормальным значением. Обводненность – 20 %. Данные запасы относят к категории трудноизвлекаемых. Данный объект разбурен горизонтальными стволами с выполнением многостадийных гидроразрывов.

В таких условиях классическим решением является модификация заvodнения с применением полимеров. Данная технология доказала свою эф-

фективность [7], однако это дорогостоящая технология. Учитывая международное положение, необходимо сделать выбор в пользу иного, более экономически выгодного метода.

Для получения максимального коэффициента вытеснения рекомендовано проводить керновые исследования с целью определения области рациональных газосодержаний. В среднем, $\beta_{\text{опт}} = 15\text{--}20\%$ (в пластовых условиях) [8].

С целью опытного внедрения необходимо подобрать скважину, которая вскрывает существенный объем остаточных запасов. Т. к. пластовые нефти имеют газосодержание, которое значительно выше газосодержаний многих месторождений, например, Урало-Поволжья, данного значения хватит, чтобы обеспечить необходимое газосодержание водогазовой смеси. Выбор скважин по параметру объема вскрываемых запасов позволит наиболее эффективно реализовывать закачку смеси (учитывая ограниченное количество попутного газа). На структурной карте подошвы пласта отражены несколько крупных разломов. Распределение остаточных запасов по объему пласта, а также наличие разломов непосредственно влияют на выбор решений в процессе разработки и конечный результат (эффективность разработки). При промышленном внедрении технологии на весь объект можно комбинировать ВГВ и заводнение, закачивая смесь в такие скважины, которые позволяют получить максимальную нефтеотдачу. Данный принцип назван «умной» закачкой [9].

При закачке водогазовой смеси важно подавлять коалесценцию газовых пузырьков. Пузырьки газа малого диаметра способны проникать в поры меньших диаметров, что способствует увеличению охвата пласта (и доказывает преимущество перед заводнением). Для получения водогазовой смеси необходимо выбрать источник воды. Если анализ проб воды покажет наличие растворенных солей, которые способствуют подавлению коалесценции, то эту воду можно использовать для ВГВ [10, 11]. В ином случае, когда вода будет отбираться из близ находящегося пресного водоема, необходимо добавление ПАВ. Выбор ПАВ и его концентрации рекомендуется осуществлять согласно рекомендациям [12].

Библиографический список

1. Шахвердиев, А. Х. Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Азизага Ханбаба оглы Шахвердиев ; ВНИИ им. акад. А. П. Крылова. – Москва, 2001. – 235 с. – Текст : непосредственный.
2. Дроздов, А. Н. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении / А. Н. Дроздов. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. – 2022. – № S2. – С. 9-18.

3. Арефьев, С. В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых / С. В. Арефьев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 38-43.
 4. Горелкина, Е. И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов / Е. И. Горелкина. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 4 (32). – С. 28-35.
 5. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2022611594. Расчет устьевого давления нагнетательной скважины при закачке водогазовой смеси в пласт : № 2022610600 : заявл. 19.01.22 / Пасюта А. А., Горелкина Е. И. – Текст : непосредственный.
 6. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2022617169. Расчет среднеинтегральных параметров насосно-эжекторной системы : № 2022615704 : заявл. 01.04.22 / А. А. Пасюта, Е. И. Горелкина, А. А. Маркелова. – Текст : непосредственный.
 7. Ильясов, И. Р. Методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения на примере Восточно-Мессояхского месторождения / И. Р. Ильясов. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 3. – С. 217-226.
 8. Горелкина, Е. И. Повышение производительности, надежности и расширение области применения насосно-эжекторных систем при реализации водогазового воздействия на пласт / Е. И. Горелкина. – Текст : непосредственный // Новые идеи в науках о Земле. В 7-ми томах. – Москва, 2021. – С. 150-153.
 9. Дроздов, А. Н. Разработка технологии «умной» закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем / А. Н. Дроздов. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2022. – № 2. – С. 34-39.
 10. Горелкина, Е. И. Исследование подавления коалесценции газовых пузырьков и его влияния на работу дожимного насоса в составе насосно-эжекторной системы при откачке водогазовых смесей / Е. И. Горелкина. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. – 2022. – № S2. – С. 33-47.
 11. Дроздов, А. Н. Стендовые исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовых смесей / А. Н. Дроздов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 96-99.
 12. Князева, Н. А. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытном участке ПАО «Татнефть» / Н. А. Князева. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. – 2022. – № S2. – С. 19-27.
- Научный руководитель: Дроздов А. Н., д. т. н., профессор.

Ограничение добычи газа

Шмидт А. К.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основным осложняющим фактором на месторождениях с нефтяной оторочкой является большой газовый фактор, который несет за собой проблемы связанные со снижением добычи нефти, дополнительной нагрузкой на системы сбора и подготовки.

Хорошая связанность и повышенные ФЕС в совокупности создают благоприятные условия для прорывов газа к добывающим скважинам. Рост газового фактора и смещение организации ППД приводит к тому, что появляется необходимость применять другие методы для поддержания проектных уровней добычи месторождений с обширными подгазовыми зонами [1]. Для ограничения добычи газа предлагаются различные варианты решения. Одно из решений – это программа периодических эксплуатации скважин для расформирования конуса газа. Как показывает практика, программа работает, но не на всех скважинах. Зачастую после остановки значение газового фактора не изменяется или даже увеличивается. Также недостатком данного метода является увеличение времени выработки запасов скважины. Следующий метод – Организация системы ППД. Из-за инфраструктурных ограничений происходит ежегодное отставание от запланированной программы переводов в ППД, поэтому большая часть скважин работает на истощении. Одним из способов ограничения добычи газа при разработке является использование автономных устройств контроля притока при заканчивании скважины [2]. По опыту месторождений со схожими геолого-физическими характеристиками и проведенными ОПР применение автономных устройств контроля притока в составе заканчивания скважин при разработке представляется эффективным способом ограничения прорывов нецелевых флюидов при эксплуатации скважин и увеличения нефтеотдачи и накопленной добычи [3].

По результатам расчета накопленная добыча нефти варианта с автономным устройством контроля притока превышает базовый вариант, при этом безостановочное время работы скважины, оборудованной АУКП существенно увеличивается.

Библиографический список

1. Концептуальный подход, особенности и сложности разработки нефтяной оторочки в условиях аномально низких пластовых давлений и температуры на примере Чаяндинского НГКМ / Ш. А. Нигаматов, Л. Р. Исмагилова, С. А. Андронов [и др.]. – DOI 10.7868/S2587739920030040. – Текст : непосредственный // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 3. – С. 33-39.

2. Высоковязкая нефть – новые технологии разработки. Часть 2. – Текст : электронный // Neftegaz.RU : [сайт]. – 2015. – 2 апр. – URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331724-vysokovyazkaya-neft-novye-tehnologii-razrabortki-chast-2/> (дата обращения: 10.03.2023).

3. Таас-Юрях Нефтегазодобыча внедрила автономные устройства контроля притока на Среднеботуобинском месторождении. – Текст : электронный // Neftegaz.RU : [сайт]. – 2020. – 23 ноя. – URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/651009-taas-yuryakh-neftegazdobycha-vnestrila-avtonomnye-ustroystva-kontrollya-pritoka-na-srednebotuobinskem/> (дата обращения: 13.03.2022).

Эксплуатация скважин с высоким газовым фактором

Шмидт А. К.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для месторождений с нефтяной оторочкой, находящихся на растущей стадии добычи, характерны подтягивания конусов газа, вследствие, снижение коэффициентов продуктивности и выбытие скважин за счет роста газового фактора. Предельные безгазовые дебиты могут быть нерентабельны, в этом случае рекомендуется использовать периодическую эксплуатацию скважин.

Причиной роста газового фактора является наличие обширной газовой шапки. В условиях работы на истощении, скважины, находящиеся в зоне контактных запасов подвержены конусообразованию[1]. В связи с этим наблюдается рост числа скважин с большим газовым фактором. Наиболее эффективным решением данной проблемы является организация системы ППД, но из-за отсутствия инфраструктуры данное решение может переносится на неопределенный срок. До этого момента рекомендуется применение циклических остановок и перезапусков скважин с целью расформирования конуса газа [2].

Для увеличения эффективности перезапусков требуется определить оптимальное время работы и простоя скважин, и составить программу перезапусков по газующим скважинам. Для этого определяются остановки по скважинам с высоким газовым фактором, затем после запуска оценивается эффект отостоя. После анализа всех перезапусков строится зависимость снижения газового фактора от времени простоя [3].

По результатам определения эффективного периода работы и простоя составляется программа кратковременных перезапусков скважин. Данный подход наиболее эффективен для месторождений с нефтяной оторочкой до момента ввода ППД.

Библиографический список

1. Нефтяная оторочка (подгазовая залежь). – Текст : электронный // Neftegaz.RU : [сайт]. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/148140-neftyanaya-otorochka-podgazovaya-zalezh/> (дата обращения: 7.03.2023).
2. Периодическая эксплуатация скважин. – Текст : электронный // РосПромБур : сайт. – URL: <https://rosprombur.ru/periodicheskaya-ekspluataciya-skvazhin.html> (дата обращения: 10.03.2023).
3. Поддержание пластового давления и повышение нефтеотдачи пластов. – Текст : электронный // НефтьМагнат : сайт. – URL: <https://www.neftemagnat.ru/enc/52> (дата обращения: 13.03.2022).

СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Сепаратор для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE

Кузьмина Е. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Во время проведения фбуровых работ вращательным методом в скважине непрерывно совершают циркуляцию огромное количество жидкости, которая до этого считалась лишь как способ для утилизации продуктов разрушения (шламом). Сейчас она рассматривается как один из важных инструментов, который служит гарантией продуктивности всей работы бурения. Буровой раствор – циркулирующая в скважине жидкость во время процесса бурения. Раствор помимо устранения продуктов разрушения реализовывает иные функции, направленные на результативное, экономически целесообразное и надежное выполнение бурения. Буровой раствор – дорогостоящий, вследствие чего необходимо сохранить его в процессе бурения для повторного использования [1].

С этой целью отлично справляется сепаратор для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE от компании M-I SWACO группы «Шлюмберже». Пневматическая система создает пульсирующее всасывание на сетках вибросита, что помогает эффективно восстановить раствор.

Мировые стандарты в области утилизации ужесточились, требуя новые подходы к создаваемым технологиям. Потребность в очистке выбуренного шлама от свободной жидкости повышает затраты нефтедобывающих компаний на переработку, транспортировку и утилизацию. Привычный метод к оптимизации сепарации возможно приведет к дроблению шлама, что воздействует на результативность утилизации твердой фазы и приводит к созданию сверхтонких частиц, которые нарушают целостность пласта. В конечном итоге снижаются свойства буровых растворов и возникает потребность в их регулярной очистке. В нынешних требованиях эксплуатации буровые растворы, которые возможно было бы применять вторично, удаляются со «свободной жидкостью» [2].

Устройство M-I SWACO группы «Шлюмберже» исключительно. Оно не повышает трение и силы перегрузки в вибросите желобной линии, вместо этого оно поглощает остатки промывочной жидкости для отделения ее от частиц продуктов утилизации. Этот процесс не допускает дробление шлама и получает все достоинства продуктивной сверхтонкой сепарации. При этом дорогостоящая промывочная жидкость возобновляется для циркуляционной системы, а не удаляется вместе со шламом.

Установка поддона, где осуществляется пневмоимпульсное воздействие на жидкость, к трубопроводу проводится без сварочных работ. Сепаратор SCREEN PULSE присоединяется к виброситу в зоне разгрузки. Заключительная компоновка состоит из пульсирующей панели, поддона

и компрессора для доставки воздуха, который формирует всасывание на поверхности конечной сетки, где из шлама отделяется жидкость для повторного использования. Сепаратор способствует максимальному повышению объема восстановленных буровых растворов и увеличению сухости шлама. Это способствует сокращению его массы для более легкой транспортировки. Все эти достоинства служат гарантией уменьшения эксплуатационных затрат и непродуктивного времени [3].

Библиографический список

1. Дмитриев, А. Ю. Основы технологии бурения скважин : учебное пособие / А. Ю. Дмитриев. – Томск : Издательство ТПУ, 2008. – 88 с. – Текст : непосредственный.
2. Сепаратор для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE. – Текст : электронный // Шлюмберже : сайт. – URL: https://www.slb.ru/services/drilling/miswaco/solids_control/screen_pulse/ (дата обращения: 15.08.2021).
3. Screen Pulse. – Text : electronic // Kaz MI Swaco : website. – URL: https://www.kazmi.kz/en/products-services/new_technologies/screen_pulse (date of the application: 09.12.2021).

К вопросу о результатах бурения параметрической скважины Курган-Успенская-1

Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В административном отношении скважина Курган-Успенская-1 расположена в Половинском районе Курганской области. Ближайшие населенные пункты: г. Курган (145 км), с. Половинное (45 км), с. Чернавчик (7 км ЮВВ), д. Батырево (3,7 км СЗЗ) [1].

В геологическом же отношении скважина расположена в южной части Макушинского грабен-синклиниория западного окончания Вагай-Ишимской впадины Западно-Сибирской плиты, в районе сочленения Уральской складчатой области и Казахстанского палеоконтинента.

Цель бурения скважины – детальное изучение геологии и геохимии верхнепалеозойских образований западной окраины Вагай-Ишимской впадины с целью выделения в их разрезе благоприятных условий для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Бурение параметрической скважины Курган-Успенской-1 осуществлялось с применением буровой установки БУ-1600/100 ДГУ, оснащенной двумя буровыми насосами НБТ-475. Бурение скважины было начато 05.08.2007 г., закончено 12.03.2008 г. при забое 2503,3 м. Продолжительность бурения и крепления скважины – 7,3 ст.м-ца, коммерческая скорость бурения – 337,6 м/ст.м-ца. Профиль ствола скважины по результатам замеров инклинометрии приведен на рисунке 1.

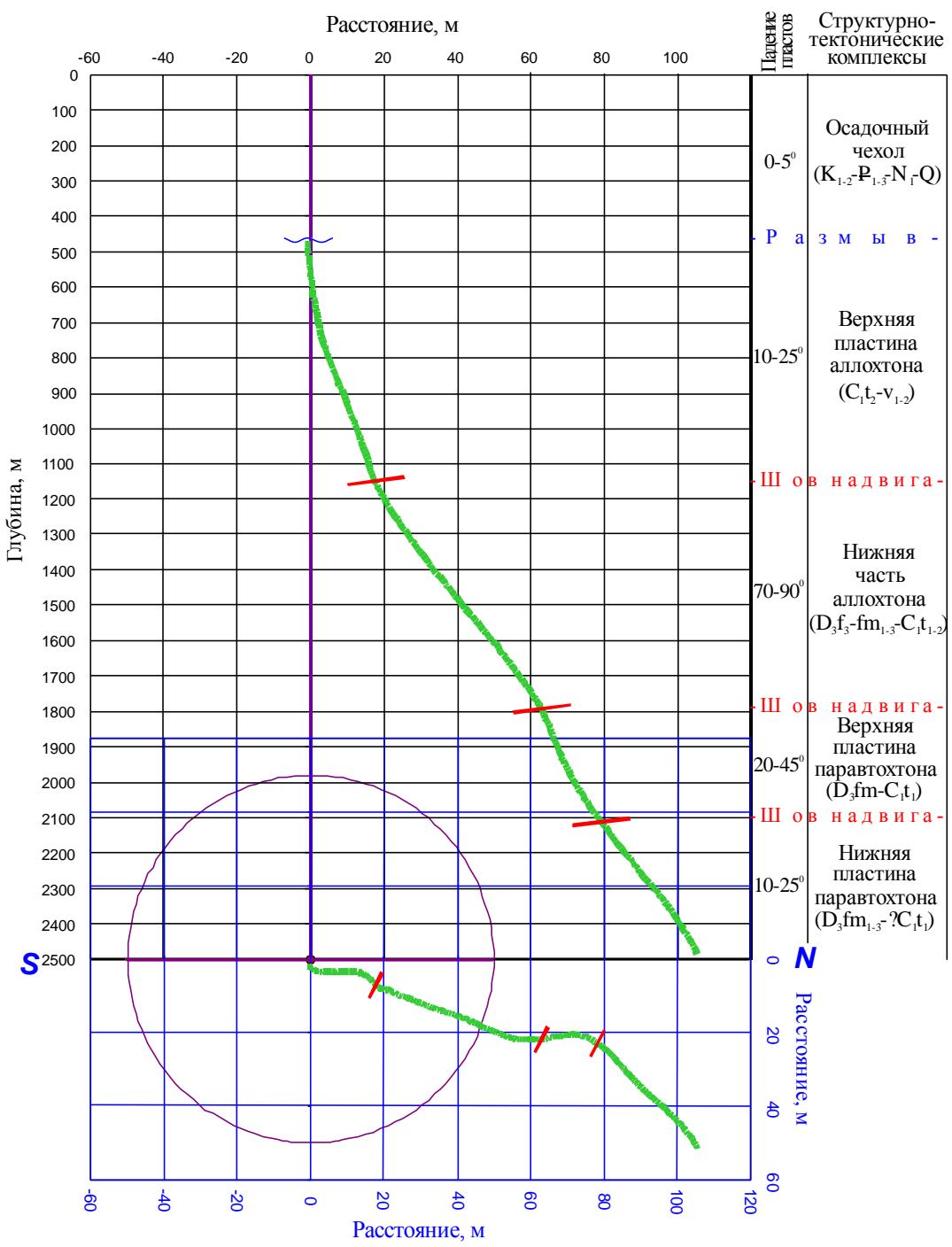


Рисунок 1. Профиль ствола параметрической скважины
Курган-Успенской 1

Скважина вскрыла разрез мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (инт. 5-469 м) и в разной степени дислоцированных вулканотерригенных, карбонатных и магматических образований верхнего девона и нижнего карбона доюрского фундамента [2].

В процессе бурения по породам палеозоя в инт. 476-2503,3 м отобрано 340,3 пог.м керна и 321 проба шлама. В карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего карбона проведено испытание четырех объектов воз-

можных коллекторов в эксплуатационной колонне, притоков не получено. За время работ выполнен широкий комплекс исследований в стволе скважины и каменного материала (керна и шлама): геолого-технологических, геофизических (включая ВСП), литолого-стратиграфических, геохимических, петрофизических.

Получены новые уникальные данные о геологическом строении доюрского фундамента (промежуточного комплекса) западного окончания Вагай-Ишимской впадины, дающие основание для пересмотра результатов геологического картирования и переинтерпретации материалов сейсмических исследований. Установлено отсутствие во вскрытом разрезе палеозоя благоприятных условий для процессов нефтегазогенерации и нефтегазоаккумуляции (высокая степень катагенетической преобразованности органического вещества пород, отсутствие пластов-коллекторов). Однако выводы о наличии или отсутствии таких условий в образованиях фундамента в регионе в целом остаются неоднозначными.

После проведения вертикального сейсмического профилирования и испытания четырех объектов в эксплуатационной колонне были проведены работы по ликвидации скважины по категории I, пункту «а» (РД 08-492-02), как выполнившей задачи, предусмотренные проектом на строительство. Ликвидационные цементные мосты установлены в инт. 2480-2433 м, 2240-2189 м, 1828-1775 м, 1594-1542 м (перекрытие интервалов перфорации), 493-443 м (перекрытие зоны башмака кондуктора), 25-2 м (изоляция устья). Глубина установки и качество цементных мостов определялись разгрузкой инструмента на мост 5 т. Мост, установленный в инт. 493-443 м, дополнительно испытан гидравлическим давлением 10 МПа. Обсадные трубы срезаны на глубине 2 м, обсадная колонна оборудована заглушкой и таблицей.

Статья подготовлена в рамках выполнения гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (Конкурс – МК-2022). НОМЕР ГРАНТА: МК-1016.2022.1.5. Тема: Геохимические исследования почвы и воды с применением современного научно-лабораторного оборудования с целью разработки рационального и эффективного комплекса прямых методов поиска нефтяных и газовых месторождений на территории Курганской области.

Библиографический список

1. Нефть и газ Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, М. Д. Заватский, В. В. Салтыков. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2. – С. 9-24.
2. Арсеньев, А. А. Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области / А. А. Арсеньев, А. Ю. Белоносов, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4 (136). – С. 32-37.

Разработка технологии заканчивания газовых скважин на регулируемом давлении

Минаев Я. Д.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Ввиду истощения конвенциональных запасов углеводородов с каждым годом компаниям все чаще приходится прибегать к многостадийному гидроразрыву пласта (МГРП) на газовых и газоконденсатных скважинах. После проведения интенсификации скважина осваивается и отрабатывает на факел в течении нескольких суток с целью выноса излишков проппанта и остатков жидкости разрыва.

При этом если во время освоения в скважину будет спущена дорогостоящая компоновка верхнего заканчивания газовых скважин, в состав которой входят в том числе датчики для контроля разработки залежи, оборудования подвергнется серьезному абразивному износу.

В связи с этим после освоения скважины для смены технологических насосно-компрессорных труб на комплект подземного оборудования проводят глушение скважины. Глушение газовых скважин после МГРП вызывает ряд проблем, среди которых:

- поглощение технологической жидкости во время операции и при смене компоновки вследствие высокой проницаемости созданной системы трещин (скин-фактор может достигать значения -7);
- снижение продуктивности скважины вследствие влияния жидкости глушения на исходную малопроницаемую поровую систему [1].

В связи с этим существует потребность в разработке нового подхода к заканчиванию газовых и газоконденсатных скважин после МГРП, который позволит обойтись без глушения скважины, либо провести его без риска последующих поглощений и с минимальным повреждением призабойной зоны пласта [2].

Для решения рассмотренной проблемы предлагается применение технологии щадящего глушения с использованием оборудования для регулирования забойного давления в ходе операции [3]. Метод включает остановку скважины закачкой жидкости глушения, установку блокирующей и буферной пачек и создание противодавления на пласт в соответствии с нормативными значениями (рисунок 1). Для обеспечения оперативного контроля за процессом разработана математическая модель и написано программное обеспечение на языке Python.

Применение предложенной технологии для заканчивания газовых и газоконденсатных скважин после МГРП позволит надежно заглушить скважину для последующих работ по спуску подземного оборудования и сохранить достигнутую вследствие гидроразрыва проницаемость призабойной зоны пласта.

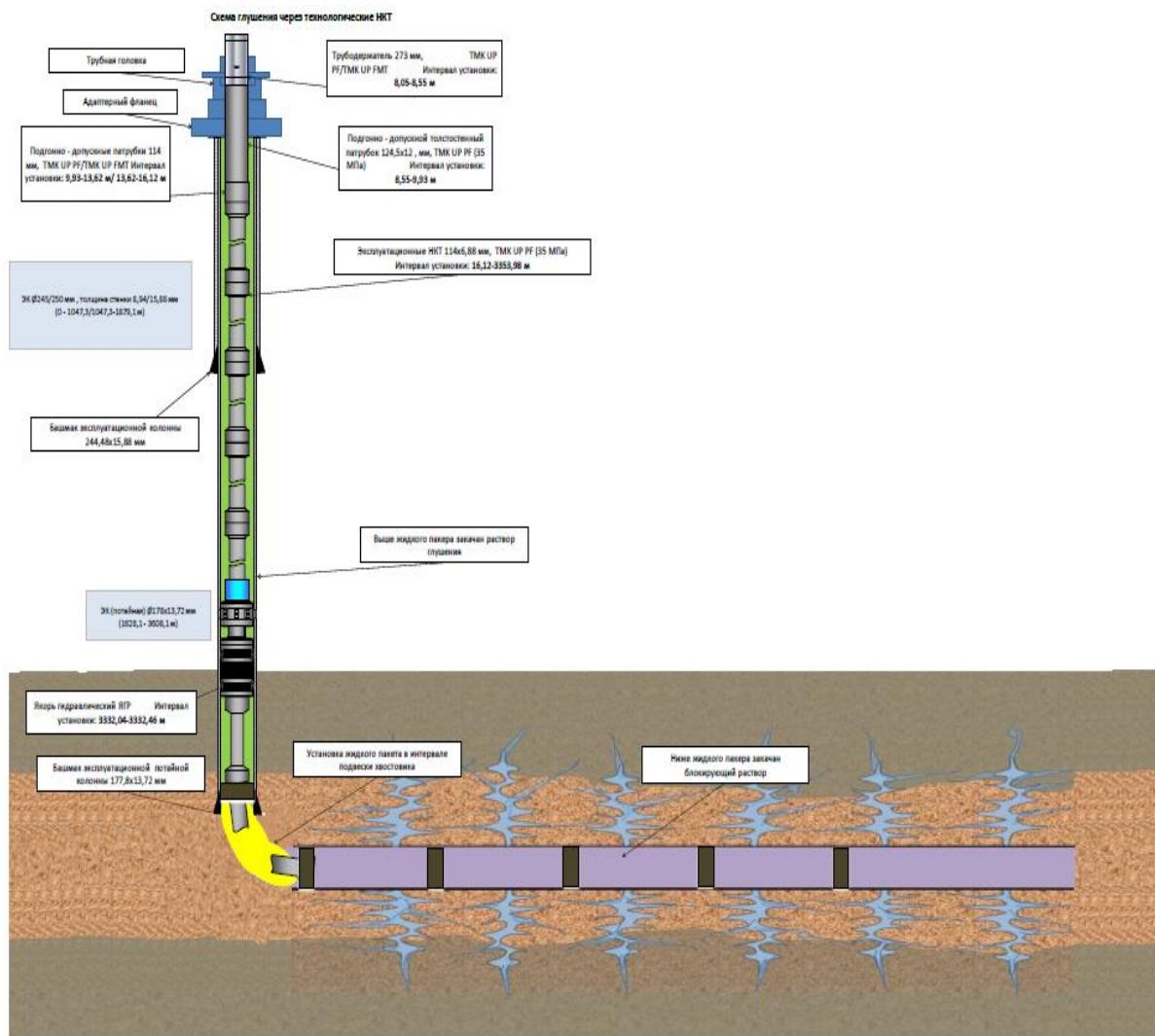


Рисунок 1. Схема распределения технологических жидкостей в стволе скважины

Библиографический список

1. Бриджес, К. Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К. Л. Бриджес ; перевод с английского под редакцией А. Г. Данилова. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2016. – 221 с. (Нефтегазовый инжиниринг). – Текст : непосредственный.
2. Underbalanced perforation and completion of a long horizontal well : A case history / J. Bowling, M. Khan, M. Mansell [and other]. – DOI 10.2118/108339-MS. – Direct text // IADC/SPE Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations Galveston. – Texas, 2007. – C. 77-87.
3. Underbalanced Drilling : Limits and Extremes / B. Rehm, A. Haghshenas, A. Saman Paknejad [et al.]. – Elsevier, 2012. – P. 629. – Direct text.

Научный руководитель: Двойников М. В., доктор технических наук, профессор.

Инновации автоматизации в нефтегазовой отрасли

Петренко Е. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Разработка нефтяных и газовых месторождений включает в себя сложные процессы, требующие значительных инвестиций и рабочей силы. Традиционный подход к разработке месторождений предполагает вмешательство человека и принятие решений, что приводит к неэффективности, задержкам и потенциальным угрозам безопасности. Таким образом, существует растущая потребность в инновациях в области автоматизации при разработке нефтяных и газовых месторождений для повышения эффективности, безопасности и прибыльности.

Нефтегазовая отрасль сталкивается с беспрецедентными вызовами, включая нестабильные рыночные условия, растущее давление со стороны регулирующих органов и экологические проблемы. Инновации в области автоматизации стали необходимыми для того, чтобы нефтегазовые компании оставались конкурентоспособными и устойчивыми в этом быстро меняющемся ландшафте.

Нефтегазовая промышленность медленно внедряет технологии автоматизации, но ситуация меняется. Последние достижения в области технологий, такие как Интернет вещей (IoT), искусственный интеллект (AI) и робототехника, трансформируют отрасль. Согласно отчету McKinsey & Company, нефтегазовый сектор потенциально может увеличить свою стоимость на 200 миллиардов долларов к 2025 году за счет внедрения автоматизации и цифровых технологий [1].

Существует несколько инноваций в области автоматизации, которые трансформируют разработку нефтяных и газовых месторождений:

- Автономное бурение: автономные системы бурения используют передовые датчики и алгоритмы для бурения скважин с минимальным вмешательством человека. Эти системы могут вносить корректиды в параметры бурения в режиме реального времени, что приводит к более быстрому и точному бурению.
- Робототехника: роботизированные системы используются для автоматизации различных задач, таких как инспекция трубопроводов, техническое обслуживание и ремонт. Эти системы могут работать во взрывоопасных средах, снижая риск получения травм человеком.
- Прогнозирующее обслуживание: системы прогнозирующего технического обслуживания используют искусственный интеллект и машинное обучение для прогнозирования отказов оборудования до того, как они произойдут. Это позволяет операторам заранее планировать техническое обслуживание, сокращая время простоя и повышая эффективность.
- Цифровой двойник – это виртуальная копия нефтегазового месторождения. Он использует данные в режиме реального времени для мо-

делирования поведения поля и прогнозирования результатов. Эта технология может помочь операторам принимать более эффективные решения, оптимизировать производство и снизить затраты [2].

Одним из примеров инноваций в области автоматизации при разработке месторождений является использование автономных систем бурения. Компания Precision Drilling разработала автономную буровую установку, которая может бурить скважины с минимальным вмешательством человека. Система использует датчики для обнаружения изменений в пласте и внесения корректировок в параметры бурения в режиме реального времени. Установка может бурить быстрее и точнее, чем традиционные буровые установки, сокращая время бурения до 25 %.

Согласно исследованию Общества инженеров-нефтяников, внедрение автономных систем бурения может снизить затраты на бурение до 30 %. Аналогичным образом, системы упреждающего технического обслуживания могут снизить затраты на техническое обслуживание до 40 %. Технология Digital twin позволяет повысить эффективность до 10 % и снизить производственные затраты до 20 %. Эти инновации могут оказать значительное влияние на прибыльность и устойчивость нефтегазовых операций.

Внедрение инноваций в области автоматизации при разработке нефтяных и газовых месторождений имеет потенциал для повышения эффективности, безопасности и прибыльности. Компании, которые используют эти технологии, будут лучше подготовлены к решению задач, стоящих перед отраслью, и останутся конкурентоспособными в будущем. Поскольку отрасль продолжает развиваться, инновации в области автоматизации будут играть жизненно важную роль в формировании ее будущего [3].

Библиографический список

1. Agafonov E. D. Modern Trends in Informatization and Automation of Oil and Gas Industry / E. D. Agafonov G. V. Vashchenko. – Text : electronic // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. – 2016. – Vol. 9, Issue 8. – P. 1340-1348. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-tendentsii-informatizatsii-i-avtomatizatsii-neftegazovoy-otrasli/viewer> (дата обращения: 10.02.2023).
2. Автоматизация : инновационные решения для нефтегазовой отрасли. – Текст : электронный // Comindware : [сайт]. – URL: <https://www.comindware.ru/blog/innovative-solutions-for-oil-and-gas-industry/> (дата обращения: 25.02.2023).
3. Средства, системы и технологии автоматизации в нефтегазовой промышленности. – Текст : электронный // ИСУП : журнал. – 2008. – № 2 (18). – URL: <https://isup.ru/articles/6/515/> (дата обращения: 07.03.2023).

СЕКЦИЯ «Транспортные и транспортно-технологические системы»

Логическая модель системы услуг дронопорта

Гузенко Н. Н., Карташов Е. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Необходимость разработки сервиса заказа услуг дронопорта связана с потребностью компаний владельцев таких услуг в продаже своих услуг в режиме on-line. Сервис должен позволять пользователю выбирать на карте местность для проведения мониторинга, определить метод анализа местности или объекта, оплатить заказ, управлять исполнением заказа и получить все необходимые данные в срок.

Сервис заказа услуг – это система, которая включает в себя следующие подсистемы: регистрация, управление заказом, оплата заказа, базы данных. Первая из них имеет возможность запрашивать и передавать информацию о пользователе в базы данных. Подсистема управления заказом позволяет пользователю создать, изменить или отменить заказ. Оплата заказа осуществляется одноименной подсистемой. А подсистема базы данных обеспечивает хранение всего объема данных и передачу информации по запросу. Этапы разработки сервиса представлены в таблице 1.

Таблица 1

Этапы разработки сервиса

Этап	Документ
Проектирование. Разработка технического задания. Разработка спецификаций.	Ведомость технического проекта Пояснительная записка к техническому проекту Описание автоматизируемых функций Описание комплекса технических средств
Разработка. Дизайн. Кодирование. Тестирование. Документирование.	Ведомость рабочей и эксплуатационной документации Формуляр Общее описание системы Руководство пользователя Технологическая инструкция Программа и методика испытаний
Ввод в эксплуатацию, техподдержка. Внедрение. Сопровождение.	Протокол развертывания системы Протокол первоначального заполнения БД Протокол предварительных испытаний Акт приемки в опытную эксплуатацию Журнал опытной эксплуатации Акт о завершении опытной эксплуатации Протокол приемочных испытаний Акт приемки системы в постоянную эксплуатацию Формуляр

Первый этап проектирования включает в себя проектирование информационного и программного обеспечения [1]. Для построения графических моделей в проекте использовалось программное обеспечение StarUML, которое отличается настраиваемостью в соответствии с пользовательской средой и хорошей расширяемостью в своей функциональности [2, 3].

В качестве инструмента для создания диаграмм, блок-схем, интеллектуальных карт, бизнес макетов, отношений сущностей, программных блоков был применен draw.io.

Разработанная логическая модель данных [4], отображенная на рисунке 1, представляет собой диаграмму сущностей. Она формирует визуальное представление и связи элементов баз данных друг с другом.

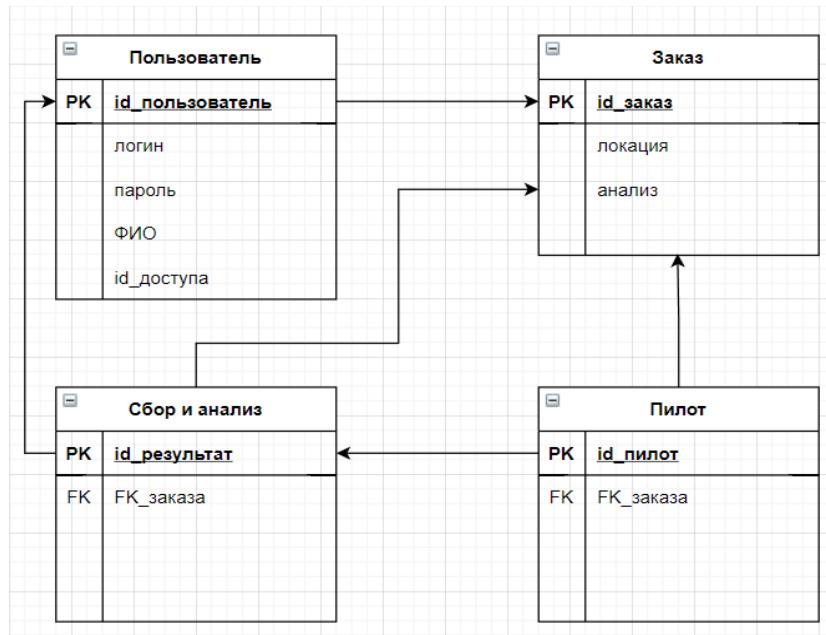


Рисунок 1. Логическая модель данных

Здесь:

- Пользователь – человек, использует систему.
- Заказ – задание пилоту.
- Пилот – исполнитель, собирает данные посредством дрона.
- Сбор данных – результат формирования базы данных.

Логическая диаграмма является основой информационного обеспечения и базы для разработки софтверного решения.

Библиографический список

1. Juniper, A. The Complete Guide to Drones / A. Juniper. – 2nd Edition. – Los Angeles, 2011. – 250 p. – Direct text.
2. Буч, Г. Диаграммы UML. Руководство пользователя / Г. Буч, Д. Рамбо, И. Якобсон. – Москва : ДМК Пресс, 2006. – 496 с. – Текст : непосредственный.

3. ER-модель. – Текст : электронный // Википедия : [сайт]. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/ER-модель> (дата обращения: 13.03.2023).

4. Flowchart Maker and Online Diagram Software : website. – URL: <https://app.diagrams.net>. – Text : electronic.

Научный руководитель: Данилов О. Ф., док. техн. наук., профессор.

Маркетплейс для продвижения и монетизации услуг беспилотных летательных аппаратов

Гузенко Н. Н., Карташов Е. О., Нестеров Д. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рынок услуг БПЛА в России непрерывно и интенсивно развивается год к году. За 2021 год он оценивается цифрами свыше 13 миллиардов рублей. И для его развития необходимы сервисы, обеспечивающие коммуникации продавца и покупателя.

Эффективным решением в данной постановке может стать разработка платформы с возможностью реализации всей цепочки взаимосвязей и процессов [1].

Основой для создания успешного сервиса является компетентное проектирование информационного и программного обеспечения на базе сформированной концептуальной модели данных [2, 3].

На рисунке 1 представлена разработанная модель, включающая 4 группы сущностей [4].

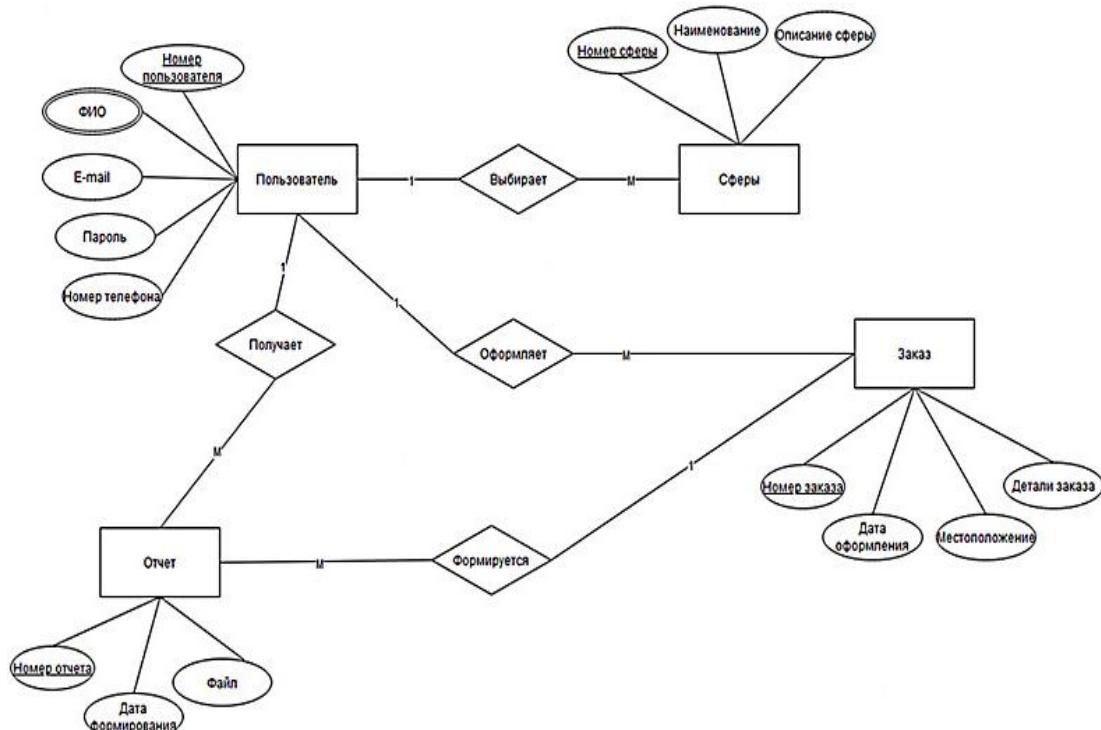


Рисунок 1. Концептуальная модель данных системы

Описания баз данных по каждому классу сущностей, приведены в таблицах 1-4.

Таблица 1

Сущность «Users»

Ключ	Наименование атрибута	Тип данных	Значение	Описание
Первичный ключ	id_user	INTEGER	AUTO IN-CRIMENT	Идентификатор пользователя
-	Last_name	STRING	[1..]	Фамилия пользователя
-	Firts_name	STRING	[1..]	Имя пользователя
-	Patronymic	STRING	[1..]	Отчество пользователя
-	Phone	STRING	[1..]	Номер телефона пользователя
-	Email	STRING	[1..]	Электронная почта пользователя
-	Password	STRING	[1..]	Пароль пользователя

Таблица 2

Сущность «Orders»

Ключ	Наименование атрибута	Тип данных	Значение	Описание
Первичный ключ	id_order	INTEGER	AUTO IN-CRIMENT	Идентификатор заказа
Вторичный ключ	id_user(FK)	INTEGER	[1..]	Идентификатор пользователя
Вторичный ключ	id_areas (FK)	INTEGER	[1..]	Идентификатор области, в которой необходим мониторинг
-	Date	DATE	Текущая дата	Дата, когда заказ был оформлен
-	Location	STRING	[1..]	Место, где нужно провести мониторинг
-	Details	STRING	[1..]	Детали заказа

Таблица 3

Сущность «Reports»

Ключ	Наименование атрибута	Тип данных	Значение	Описание
Первичный ключ	id_report	INTEGER	AUTO IN-CRIMENT	Идентификатор отчета
Вторичный ключ	id_order (FK)	INTEGER	[1..]	Идентификатор заказа
-	Date	DATE	Текущая дата	Фамилия пилота
-	File	STRING	[1..]	Имя пилота

Таблица 4

Сущность «Areas»

Ключ	Наименование атрибута	Тип данных	Значение	Описание
Первичный ключ	id_area	INTEGER	AUTO INCREMENT	Идентификатор заказа
-	Name	STRING	[1..]	Наименование сферы
-	Description	STRING	[1..]	Описание сферы

Сформированные типы данных для каждой исследуемой сущности послужат основой разработки программного обеспечения с конкретной постановкой задач для Backend- и Frontend-разработчиков.

Библиографический список

1. Введение в веб-разработку. – Текст : электронный // Хекслет : [сайт]. – URL: https://ru.hexlet.io/courses/intro_to_web_development (дата обращения: 11.04.2022).
2. Построение контекстной диаграммы. – Текст : электронный // Studfiles : [сайт]. – URL: <https://studfile.net/preview/5187985/page:2/> (дата обращения: 15.04.2022).
3. Концептуальная модель. – Текст : электронный // Академик : [сайт]. – URL: <https://dic.academic.ru/dic.nsf/tuwiki/56502> (дата обращения: 01.05.2022).
4. Компоненты информационной системы с базой данных и трехуровневая архитектура системы управления базой данных. – Текст: электронный // Studme : [сайт]. – URL: https://studme.org/117581/informatika/komponenty_informatsionnoy_sistemy_bazoy_dannyyh_trehurovnevaya_arhitektura_sistemy_upravleniya_bazoy_da (дата обращения: 17.05.2022).

Научный руководитель: Данилов О. Ф., докт. техн. наук., профессор.

Совершенствование технологии уборки снежной массы на городской улично-дорожной сети

Деревенский Д. С., Морозов В. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

По данным Росстата в Тюменской области ежегодно увеличивается уровень автомобилизации. На рисунке 1 представлено количество легковых автомобилей на 1000 человек в Тюменской области с 2015 по 2021 год.

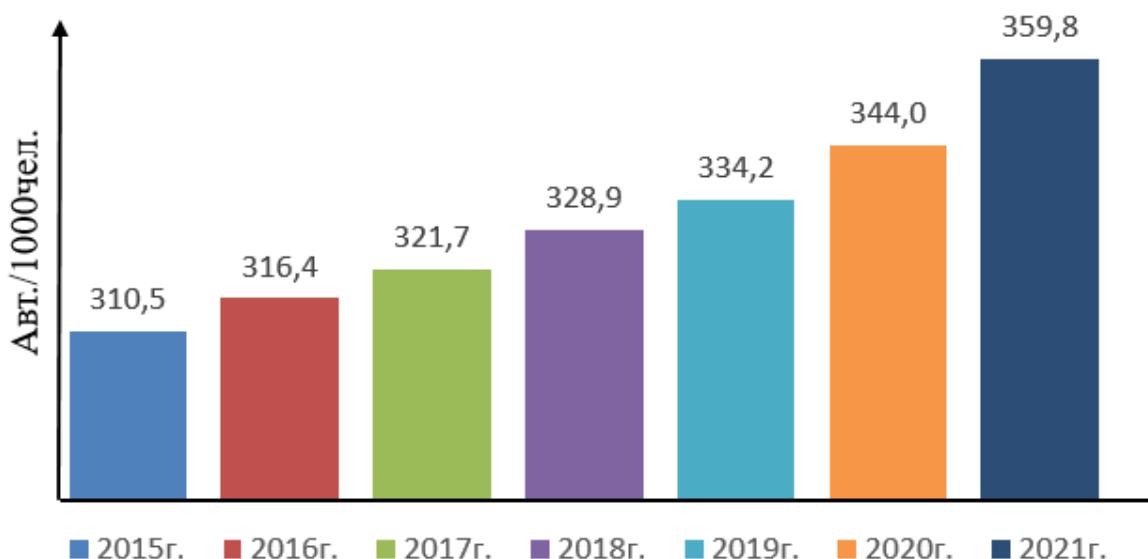


Рисунок 1. Динамика изменения уровня автомобилизации Тюменской области с 2015 по 2021 год [1]

Высокие темпы роста автомобилизации в России становятся причиной возникновения существенных транспортных очередей на дорогах общего пользования. Это является следствием недостаточной адаптированности улично-дорожной сети перед увеличенным количеством транспортных средств на ней. Особенno актуальна проблема возникновения транспортных очередей в зимний период [2].

В связи с этим, было предложено разработать курс практических рекомендаций по улучшению работы дорожных машин и спецтехники, предназначенных для уборки снежной массы на городской улично-дорожной сети. Для разработки подобного курса необходимо базироваться на наиболее вос требованном для движения автомобилей регулируемом пересечении, имеющем ключевое значение для г. Тюмени. На основе данных критериев было выбрано регулируемое пересечение улицы Республики и Мельникайте.

Далее, на выбранном регулируемом пересечении, был произведен мониторинг движения транспортных потоков на улично-дорожной сети и определены следующие показатели: транспортная очередь, интенсивность движения в приведенных единицах. Результаты мониторинга, в период утреннего час-пик 7:30–8:30, представлены на рисунке 2.

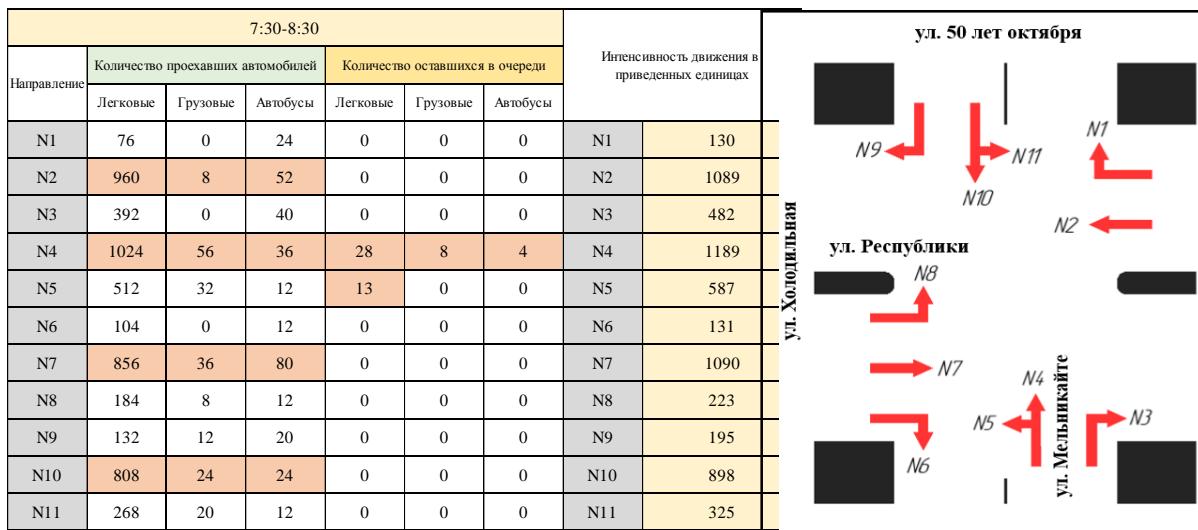


Рисунок 2. Результаты мониторинга движения транспорта на регулируемом пересечении Республики – Мельникайте в период 7:30-8:30

Полученные результаты мониторинга были использованы для создания имитационной модели в программе моделирования мультимодальных транспортных потоков PTV Vissim 2022 [3]. Результаты моделирования представлены на рисунке 3.

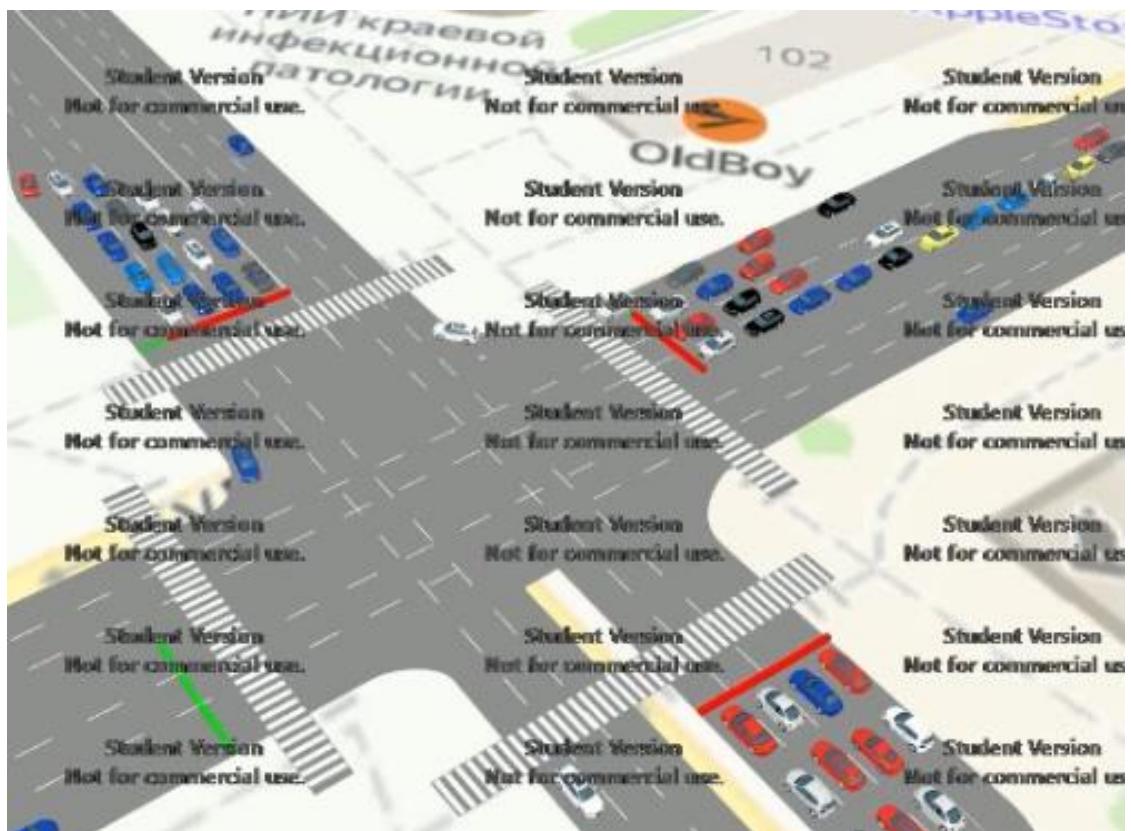


Рисунок 3. Имитационная модель регулируемого пересечения Республики – Мельникайте

Таким образом, была разработана модель движения транспортных потоков погодных и дорожных условиях, близких к идеальным. В качестве дальнейших перспектив исследования были определены следующие задачи: произвести мониторинг движения транспортных потоков на улично-дорожной сети г. Тюмени при наличии снежной массы, разработать имитационную модель по данным мониторинга в зимний период и разработать курс практических рекомендаций по улучшению работы дорожных машин и спецтехники, предназначенных для уборки снежной массы на городской улично-дорожной сети.

Библиографический список

1. Росстат : сайт. – URL: <https://rosstat.gov.ru> (дата обращения: 3.02.2023). – Текст : электронный.
2. Морозов, В. В. Закономерности изменения характеристик транспортных потоков в городах : монография / В. В. Морозов, Д. А. Захаров, С. А. Ярков. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 159 с. – Текст : непосредственный.
3. Якимов, М. Р. Транспортное планирование. Практические рекомендации по созданию транспортных моделей городов в программном комплексе PTV Vision® VISUM : монография / М. Р. Якимов, Ю. А. Попов. – Москва : Логос, 2014. – 200 с. – Текст : непосредственный.

Использование сверточных нейронных сетей для контроля состояния сервисной зоны по обслуживанию и ремонту автомобилей

Козин Е. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Целью исследования является определение времени нахождения человека и автомобиля на посту по обслуживанию и ремонту автомобилей и расчет на этой основе аналитических показателей работы поста [1].

Для достижения поставленной цели тестовое изображение, представленное на рисунке 1, было направлено в сверточную нейронную сеть ResNet-50, после чего была произведена визуализация результатов детектирования моделью объектов [2]. Модель определяет класс объекта и дает координаты его ограничительной рамки (*bounding box*). Была произведена настройка вывода результатов для отображения объектов, относящихся к классам человек ('person') и легковой автомобиль ('car'). Результаты работы модели на тестовом изображении представлены на рисунке 1.

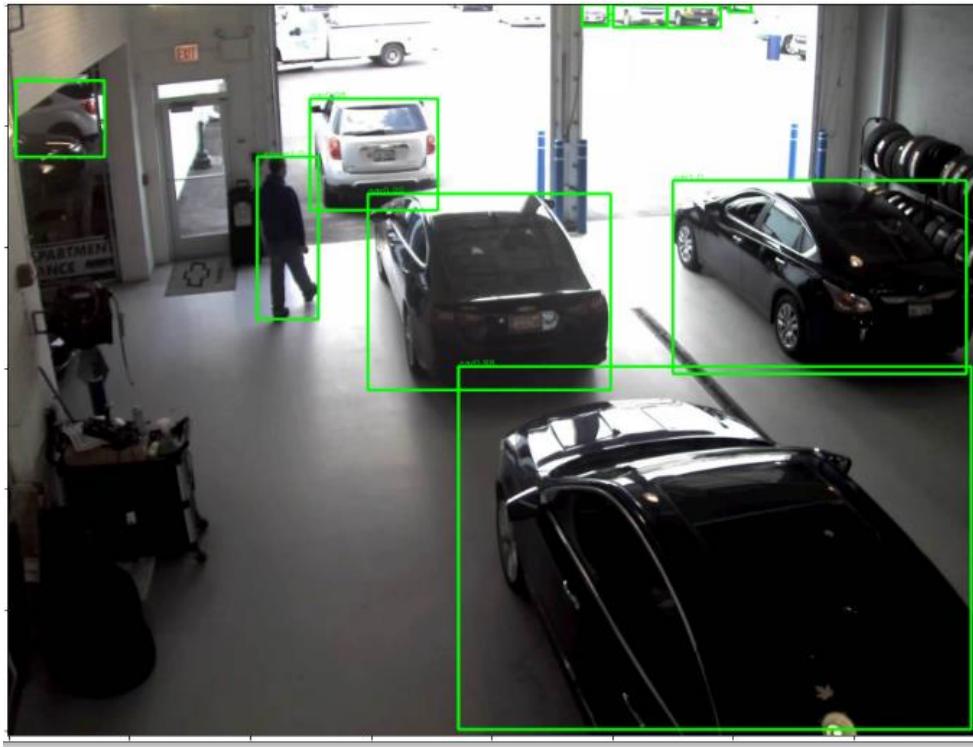


Рисунок 1. Результаты определения нейронной сетью объектов человек ('person') и легковой автомобиль ('car') на изображении

Модель корректно определила наличие трех автомобилей в ремонтной зоне, а также механика рядом с выходом их здания. Далее необходимо определить геометрические границы поста по обслуживанию и ремонту автомобилей, на факт нахождения автомобиля и человека в зоне которого будет проверять модель.

Для определения факта и степени нахождения механика в границах зоны поста может быть использована метрика пересечение через объединение (Intersection over Union - IoU). Эта метрика часто используется для определения степени точности модели компьютерного зрения и определяется как пересечение через объединение обнаруженного bounding box и верного (ground truth) bounding box. Метрика определяет, сколько объектов было обнаружено правильно и сколько было ложных срабатываний.

Для эксперимента было использовано шесть кадров с нахождением или отсутствием автомобиля и механика в зоне поста. По результатам можно сделать вывод о том, что модель корректно определила факт наличия на изображении и в зоне границ поста всех рассматриваемых объектов: человека и автомобиля. Для каждого изображения была рассчитана метрика IoU нахождения объекта типа «person» и «car» в зоне границ поста. Значение показателя IoU при полном вхождении объекта в границы зоны поста равно 0,04, при частичном – от 0 до 0,04, а при полном отсутствии объекта в зоне – нулю. Пример графического отображения результатов мониторинга зоны поста представлен на рисунке 2.



Рисунок 2. Изменение метрики IoU по нахождению объектов в границах зоны поста во времени для механика (синий) и автомобиля (красный)

Из графика становится видно, что на первой и шестой минуте при наличии на посту автомобиля механик отсутствовал. Далее можно определить процент времени нахождения механика на занятого автомобилем посту. Для указанного примера он будет равен 50 %. Эти значения можно использовать в рамках системы поддержки принятия решений по управлению автосервисом и производством по техническому обслуживанию и ремонту автомобилей.

Библиографический список

1. Borucka, A. Forecasting the readiness of special vehicles using the semi-Markov model / A. Borucka, A. Niewczas, K. Hasilova. – Direct text // Eksplotacja i Niezawodnosc. – 2019. – 21 (4). – P. 662-669.
2. McMillan, L. A review of the use of artificial intelligence methods in infrastructure systems / L. McMillan, L. Varga. – Direct text // Engineering Applications of Artificial Intelligence. – 2022. – Vol. 116. – P. 102-115.

Исследование напряженно-деформированного состояния резервуара при деформации, вызванной неравномерной осадкой

Колядко А. А.

Филиал Тюменского индустриального университета в г. Сургуте,
г. Сургут

Полноценное функционирование резервуарного парка обеспечивается сложной и бесперебойной работой резервуаров в комплексе с технологической связью (рисунок 1), инженерными коммуникациями и другими сооружениями, входящими в состав нефтеперекачивающей станции. В про-

цессе эксплуатации вертикальные стальные резервуары (РВС) подвержены неизбежному явлению развития неравномерной осадки их основания [1]. Данную проблему усугубляет то, что подсоединяемые трубопроводы технологической обвязки не имеют общего фундамента с РВС и испытывают другие нагрузки. Кроме того, область присоединения технологических трубопроводов к РВС имеет большое количество концентраторов напряжений, что впоследствии может привести к развитию предельных состояний в узле примыкания. Применение имеющихся конструкций фундаментов РВС и использование методов закрепления грунтов оснований позволяет лишь частично устранить осадку и компенсировать ее неравномерность.



Рисунок 1. Трубопроводы технологической обвязки резервуара

В данной работе была поставлена задача исследовать напряженно-деформированное состояние узла сопряжения трубопровода приема-раздачи с крупногабаритным вертикальным цилиндрическим резервуаром объемом 20000 куб. м. при развитии неравномерной осадки основания. Для этого в среде ANSYS [2] была разработана численная модель сооружения, включающая стенку, днище, окрайку, кольцевой железобетонный фундамент под стенкой резервуара, крышу, кольцо жесткости, три технологических трубопровода и усиливающие накладки. При проведении расчетов учтено граничное условие, запрещающее осадку технологических трубопроводов.

Процесс осадки РВС моделировался путем задания команды «принудительного перемещения» при значениях величины осадки, находящихся в пределах от 0,05 до 5,5 см. С целью исследования НДС искомого узла примыкания при разных условиях эксплуатации вычисления были проведены для различных вариантов заполнения резервуара нефтью, имеющей плотность 0,86 т/м³: максимальный уровень заполнения 1009 см, опорожненный резервуар, уровень заполнения от 150 до 900 см с шагом 150 см. Для получения максимально достоверных результатов при расчетах были учтены нелинейные свойства резервуарной стали.

Результаты вычислений в среде ANSYS получены в виде полей распределения деформаций и напряжений в металлоконструкциях сооружения. Также был получен массив числовых значений определяемых величин, в результате обработки которого было создано графическое представление (рисунок 2) зависимостей напряжений, возникающих в узле примыкания трубопровода к корпусу резервуара, от величины неравномерной осадки.

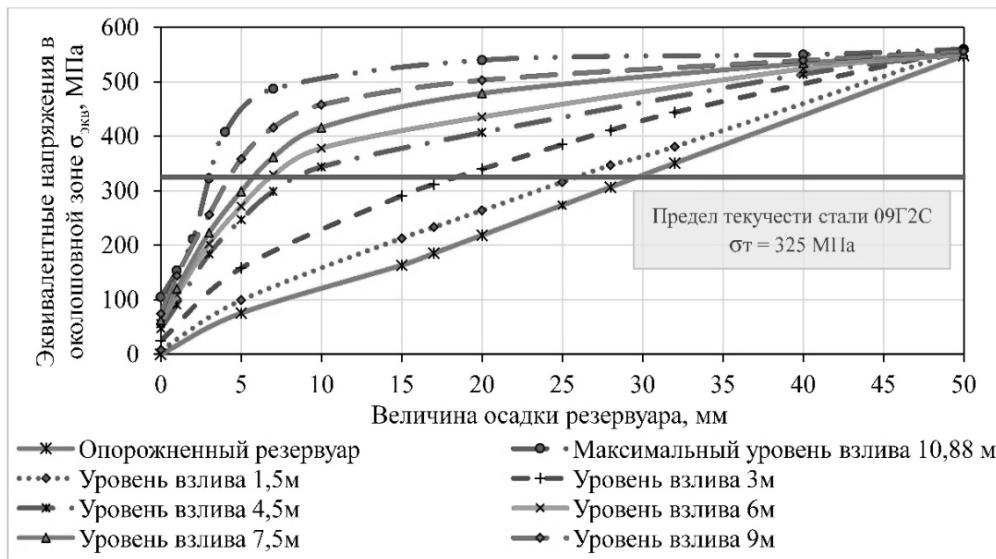


Рисунок 2. Графическое представленные зависимости напряжений в стенке РВС от величины осадки сооружения

Анализ полученных зависимостей показал, что даже в случае опорожненного резервуара при величине осадки РВС 28 мм в первом поясе стенки возникают напряжения соизмеримые с пределом текучести резервуарной стали. Развитие пластических деформаций неизбежно при осадке более 8 мм в случае максимального заполнения нефтехранилища. Сравнительный анализ результатов вычислений при различных вариантах заполнения показал, что во всех случаях максимальные напряжения возникают в цилиндрической оболочке РВС вблизи сварного соединения трубопровода со стенкой. Полученные в результате исследования зависимости позволяют определять момент наступления предельного состояния при развитии неравномерной осадки с высокой точностью.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых (СП-1189.2022.1).

Библиографический список

1. Тарасенко, А. А. Исследование закономерностей развития неравномерных осадок резервуаров численными методами : монография / А. А. Тарасенко, П. В. Чепур, А. А. Грученкова. – Новосибирск : Наука, 2017. – 172 с. – Текст : непосредственный.

2. Инженерный анализ в ANSYS Workbench : учебное пособие / В. А. Бруяка, В. Г. Фокин, Е. А. Солдусова [и др.]. – Самара : СамГТУ, 2010. – 271 с. – Текст : непосредственный.

Развитие системы управления техническим состоянием и целостностью магистральных газопроводов

Курасов О. А.

Томский политехнический университет, г. Томск

Для решения проблем надежности трубопроводных систем подход к оценке, основанный на рисках и надежности, широко используется в качестве инструмента для принятия решений по планированию проверок и технического обслуживания в отрасли трубопроводов. Эффективная оценка риска трубопровода должна быть в состоянии охарактеризовать и рассчитать риск, связанный с трубопроводом, чтобы максимизировать доступность труб с наименьшими затратами без ущерба для безопасности и законодательных норм [1]. Оценка рисков и надежности целостности трубопровода является непрерывным процессом. Оценка риска должна обновляться, чтобы следить за ходом деятельности, чтобы обеспечить преемственность в основе решений, касающихся безопасности деятельности.

Чтобы операторы могли обеспечить безопасную и надежную доставку углеводородов своим клиентам, необходимо обеспечить целостность трубопроводных систем. Их цель – обеспечить безошибочную, безразливную и безаварийную работу трубопровода. В прошлом подходы к управлению трубопроводами были минимальными, как правило, трубопроводы не обслуживались до тех пор, пока не произошел сбой. В это конкретное время необходимо было либо заменить поврежденный участок, либо весь трубопровод. Эти трубопроводы могли быть осмотрены при плановых остановках, и на этом этапе обычно устраивались очевидные недостатки. Подход к ремонту трубопровода при выходе его из строя может быть недопустимым в случаях, когда разрыв трубопровода может причинить катастрофический ущерб имуществу, людям или окружающей среде. Комплексная и систематическая система управления целостностью необходима для того, чтобы эти трубопроводные системы обеспечивали средства для повышения их надежности и доступности, а также для эффективного управления и сокращения затрат на техническое обслуживание, ремонт и замену в долгосрочной перспективе.

Система управления целостностью трубопроводов (PIMS) – это инновационный подход к созданию дополнительных операций, необходимых для правильного управления объектами трубопровода. Требование PIMS заключается в обеспечении большей безопасности за счет минимизации риска отказов, повышения производительности, увеличения срока службы опасных производственных объектов трубопроводного транспорта газа,

увеличения доступности промышленных сооружений за счет повышения надежности, снижения эксплуатационных затрат, связанных с целостностью, и обеспечения соответствия нормативным требованиям. PIMS разработаны для удовлетворения уникальных эксплуатационных потребностей конкретной трубопроводной системы. Так, например, для новых трубопроводных систем функциональные потребности управления целостностью должны быть объединены в планировании, проектировании, выборе материалов и строительстве. Между тем, для эксплуатируемого трубопровода план управления целостностью составляется после базовых оценок и интеграции данных [2]. Программа управления целостностью предоставляет оператору информацию для эффективного распределения ресурсов для соответствующих действий по обнаружению, предотвращению и смягчению последствий, которые, в свою очередь, приводят к повышению безопасности и сокращению числа инцидентов.

Система управления целостностью трубопроводов является важной системой управления качеством, которая имеет краткую методологию и позволяет принимать единообразные решения. Оператору необходимо настроить PIMS для своих трубопроводных объектов из-за множества предлагаемых преимуществ. Как правило, PIMS может повысить безопасность трубопроводов за счет:

- выявления и анализа фактических и потенциальных угроз;
- предоставления оператору возможности ознакомиться с передовым опытом и соблюдением новых стандартов и правил;
- сравнения и обновления данных за предыдущие годы.

Поэтому для обеспечения безопасного рабочего состояния трубопровода необходимо разработать всеобъемлющую, систематическую и интегрированную PIMS.

Библиографический список

1. Kurasov, O. A. Investigation of the influence of operational loading regimes on the service life of hazardous production facilities / O. A. Kurasov. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В IV т., Тюмень, 30 мая 2022 г. – Т. I. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – Р. 206-207.
2. Курасов, О. А. Совершенствование методов обеспечения безопасности газопроводов в условиях возникновения аварийных ситуаций / О. А. Курасов, П. В. Бурков. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022 : материалы VI Международной научно-практической конференции, Тюмень, 22 апреля 2022 г. / Отв. редактор С. Н. Нагаева. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 291-295.

Научный руководитель: Бурков П. В., доктор технических наук, профессор

Инновации в сфере транспортировки углеводородов

Мартынов Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Транспортировка углеводородов, таких как нефть и газ, является важнейшей частью энергетической отрасли. Однако это также создает значительные проблемы, включая риски для безопасности, экологические проблемы и логистические проблемы. Таким образом, существует растущая потребность в транспортных инновациях для повышения безопасности, снижения затрат и смягчения воздействия на окружающую среду.

Транспортировка углеводородов на протяжении десятилетий была жизненно важной частью глобальной цепочки поставок энергии. Однако отрасль сталкивается с беспрецедентными проблемами, включая нестабильные рыночные условия, растущее давление регулирующих органов и опасения по поводу изменения климата. Транспортные инновации стали необходимыми для того, чтобы энергетическая отрасль оставалась конкурентоспособной и устойчивой в этом быстро меняющемся ландшафте.

Транспортировка углеводородов в основном осуществляется по трубопроводам, танкерам и грузовым автомобилям. Эти методы использовались десятилетиями и доказали свою эффективность. Однако у них также есть существенные недостатки, включая риски для безопасности, воздействие на окружающую среду и высокие затраты. Транспортная отрасль медленно внедряет новые технологии, но ситуация меняется. Последние достижения в области технологий, такие как Интернет вещей (IoT), искусственный интеллект (AI) и возобновляемые источники энергии, трансформируют отрасль [1].

Существует несколько транспортных инноваций, которые трансформируют транспортировку углеводородов:

- Цифровизация предполагает использование Интернета вещей и искусственного интеллекта для мониторинга и оптимизации транспортных операций. Эта технология может помочь операторам принимать более обоснованные решения, повысить безопасность и снизить затраты.
- Возобновляемые источники энергии, такие как энергия солнца и ветра, могут использоваться для обеспечения транспортных операций, снижая выбросы парниковых газов и эксплуатационные расходы.
- Автономные транспортные средства, такие как беспилотные летательные аппараты и самоуправляемые грузовики, могут использоваться для безопасной и эффективной транспортировки углеводородов. Эти транспортные средства могут эксплуатироваться во взрывоопасных средах, снижая риск травмирования людей.
- Усовершенствованные датчики и аналитика могут использоваться для мониторинга трубопроводов на предмет утечек, снижая риск нанесения ущерба окружающей среде и повышая безопасность [2].

Одним из примеров транспортных инноваций в энергетической отрасли является использование автономных подводных аппаратов (AUV) для осмотра морских трубопроводов. AUV оснащены передовыми датчиками и камерами, которые могут проверять трубопроводы в режиме реального времени. Эта технология позволяет обнаруживать утечки и другие неполадки на ранней стадии, снижая риск нанесения ущерба окружающей среде и повышая безопасность.

Согласно исследованию Международного энергетического агентства, внедрение цифровизации и возобновляемых источников энергии в транспортной отрасли может сократить выбросы парниковых газов до 70%. Аналогичным образом, использование автономных транспортных средств и технологии мониторинга трубопроводов может снизить риски для безопасности и эксплуатационные расходы до 30%. Эти инновации могут оказать значительное влияние на устойчивость и конкурентоспособность энергетической отрасли.

Внедрение транспортных инноваций в энергетической отрасли потенциально может повысить безопасность, снизить затраты и смягчить воздействие на окружающую среду. Компании, которые используют эти технологии, будут лучше подготовлены к решению задач, стоящих перед отраслью, и останутся конкурентоспособными в будущем. Поскольку отрасль продолжает развиваться, транспортные инновации будут играть жизненно важную роль в формировании ее будущего [3].

Библиографический список

1. Самарина, Н. Н. Хранение и транспортировка углеводородов : оборудование от ОАО «Уралхиммаш» / Н. Н. Самарина. – Текст : электронный // Территория Нефти и Газ. – 2013. – № 4. – С. 78-79. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/hranenie-i-transportirovka-uglevodorodov-oborudovanie-ot-oao-uralhimmash> (дата обращения: 17.02.2023).
2. Степanova, E. A. Способы транспортировки нефти и нефтегазовых продуктов / E. A. Степanova, P. B. Малахов. – Текст : электронный // Техническая эксплуатация водного транспорта : проблемы и пути развития. – 2019. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sposoby-transportirovki-nefti-i-neftegazovyh-produktov> (дата обращения: 03.03.2023).
3. Средства, системы и технологии автоматизации в нефтегазовой промышленности. – Текст : электронный // ИСУП : журнал. – 2008. – № 2 (18). – URL: <https://isup.ru/articles/6/515/> (дата обращения: 24.02.2023).

Моделирование несущей рамы автоматизированной тележки для перевозки грузов

Поенко Г. И., Землянов Д. В., Фоминых К. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Транспортировка средств и материалов занимает неотъемлемую долю работы на предприятиях различного назначения. С целью повышения эффективности и сокращения затрат времени на предприятиях применяют различные средства механизации. Основными средствами механизации складов являются электро- и автопогрузчики, электрокары, конвейеры, мостовые и козловые краны и др. К средствам малой механизации традиционно относятся обычные ручные тележки, платформенные тележки, ручные штабелеры и т. д. [1]. Грузовая тележка применяется для перевозки различной продукции и прочих тяжестей на короткие расстояния. В зависимости от размера и конструктивных особенностей она способна перемещаться от считанных килограмм до нескольких тонн груза. Применение механизации на предприятии позволило сократить затраты времени и труда, но не обеспечивает должной защиты операторов этих устройств и машин. В статье представлены результаты разработки несущей рамы автоматизированной транспортирующей тележки.

С целью повышения эффективности работы и безопасности оператора тележки, была начата разработка автоматизированной тележки. Для этого был определен общий тип несущей рамы автоматизированной тележки (рисунок 1).

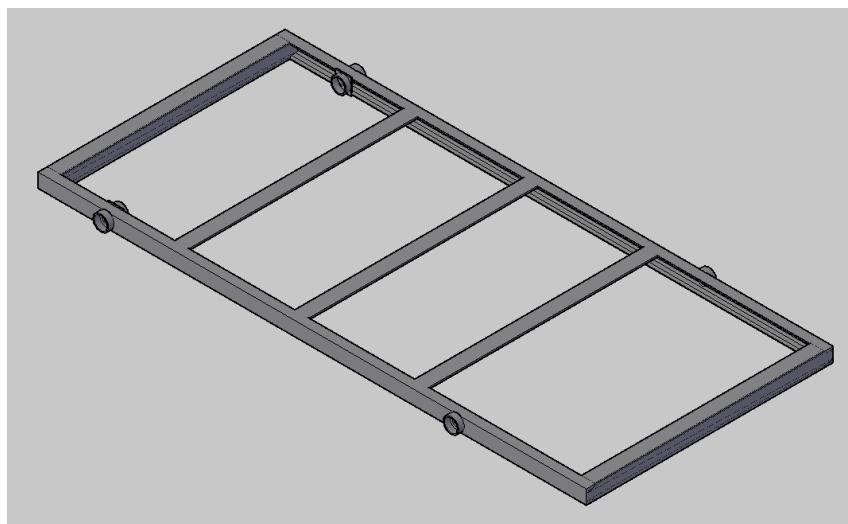


Рисунок 1. Несущая рама для автоматизированной тележки

На момент начала проектирования была предложена следующая концепция автоматизированной тележки: тележка с приводом от электродвигателей постоянного тока на пневмоколесном ходу с колесной формулой 4x4,

бортовым поворотом и геометрическими параметрами, обеспечивающими погрузку тележки на стандартный автомобильный прицеп.

При проектировании были определены следующие требования к физическим параметрам автоматизированной тележки: габаритные размеры до 4100x2200 мм с учетом всех узлов ходовой части и общая масса тележки с оборудованием и силовыми установками – не более 600 кг.

Была разработана рама габаритами 2000x900 мм и массой 31,44 кг.

На основании эпюра нагрузок [2] в качестве составляющих рамы были выбраны следующие детали: два швеллера 50x25 длиной 2000 мм для боковых элементов рамы [3], две квадратные трубы 50x50x2 мм длиной 900 мм для переднего и заднего элемента рамы [4], три тавра 25 50x25 длиной 891,2 мм для поперечных элементов рамы [5].

При помощи программного комплекса "Ansys" были проведены расчеты на прочность несущей рамы (рисунок 2) путем приложения к ней нагрузки величиной с предполагаемую максимальную грузоподъемность 1000 кг.

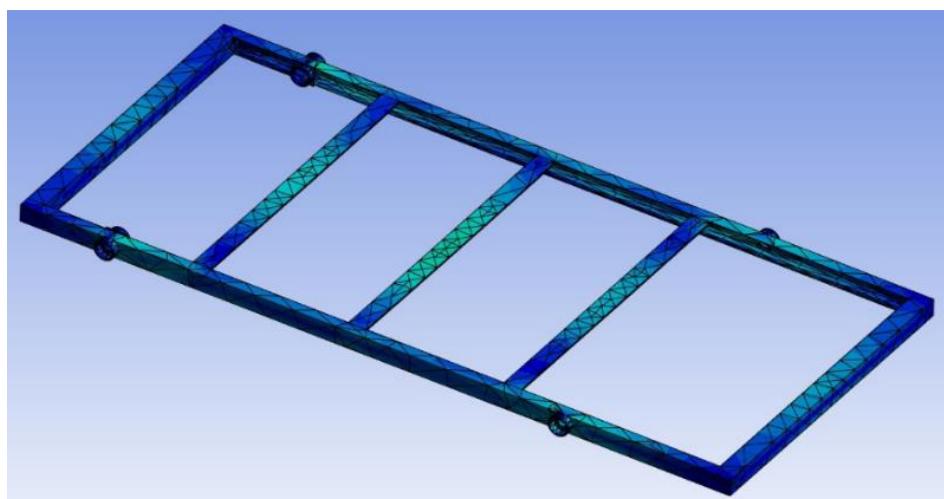


Рисунок 2. Визуализация напряжений в раме при нагрузке

На основании визуализации напряжений можно сделать вывод, что наибольшая нагрузка (зеленый и голубой цвета) приходится на тавры, наименьшая нагрузка (синий цвет) – на углы рамы. Все представленные нагрузки допустимы.

В ближайшее время для автоматизированной тележки планируется произвести расчет и отбор двигателя, редукторов, колес, аккумуляторов и их расположение на несущей раме.

Библиографический список

1. Воробьев, А. В. Повышение эффективности процесса проектирования грузоподъемных машин / А. В. Воробьев. – Текст : непосредственный // Журнал технических исследований. – 2019. – № 2. – С. 79-83.

2. Селиверстов, Г. В. Оценка напряженно-деформированного состояния металлоконструкции грузоподъемной машины / Г. В. Селиверстов, А. А. Серегина. – Текст : непосредственный // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 9. – С. 602-605.

3. ГОСТ 8240–97. Швеллеры стальные горячекатаные. Сортамент : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 5 апреля 2001 г. № 166-ст : введ. взамен ГОСТ 8240-89 : дата введ. 2002-01-01 / разработан Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 327, Украинским государственным научно-исследовательским институтом металлов. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 21 с. – Текст : непосредственный.

4. ГОСТ 8639–82. Трубы стальные квадратные. Сортамент : государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 14.04.82 № 1529 : введ. взамен ГОСТ 8639–68 : дата введ. 1983-01-01 / разработан Минчермет СССР. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1982. – 10 с. – Текст : непосредственный.

5. ГОСТ 535-88. Прокат сортовой и фасонный из стали углеродистой обыкновенного качества. Общие технические условия : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 23.03.88 № 677 : введ. взамен ГОСТ 535–79, ГОСТ 380-71 в части требований к сортовому и фасонному прокату : дата введ. 1990-01-01 / разработан Минчермет СССР. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1988. – 11 с. – Текст : непосредственный.

**Применение индукционной нагревательной системы
для совершенствования процесса подготовки и транспортировки
нефти при низких температурных параметрах входной продукции
(вязких и высоковязких углеводородов)**

Раков А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Повышение энергоэффективности процесса перекачки вязкой и высоковязкой нефти при ее добыче и транспортировке, а также улучшение качества ее подготовки в условиях низких температур, является одной из важнейших задач промысловой подготовки нефти. Это повышение достигается путем снижения вязкости нефти, разрушения стойких водонефтяных эмульсий, поскольку при этом обеспечивается уменьшение нагрузки на насосы и их приводы. Практически все существующие методы снижения вязкости нефти основаны на тепловом воздействии, которое реализуется с помощью различных нагревательных систем [1].

Наиболее эффективными и безопасными нагревательными системами в этом случае являются электротермические системы [2].

Для целей улучшения низкотемпературного режима входа скважиной продукции и совершенствования процессов подготовки и транспортировки нефти и газа предлагается установка индукционной нагревательной системы.

Комплексно-блочные индукционные нагревательные системы, осуществляют нагрев эмульсии через промежуточный теплоноситель (вода, масло, антифриз), общий вид которой представлен на рисунке 1 [3].



Рисунок 1. Путевой блочный подогреватель нефтяной эмульсии фирмы «ТЕРМОТЕХ»

Преимущества данных систем индукционного нагрева [4]:

- максимальная производительность;
- энергетическая эффективность;
- контроль и автоматизация процесса;
- качество продукта;
- «зеленая» энергией.

Экспериментально установлено, что оптимальной температурой эффективного разделения вязких водонефтяных эмульсий происходит при температуре 45–55 °C.

Индукционные нагревательные системы промышленной частоты обеспечивают необходимый нагрев нефтяной эмульсии в заданных пределах. Такой вид термоэлектрического воздействия на скважинную продукцию позволит:

- Снизить вязкость водонефтяных эмульсий, а, следовательно, и гидравлическое сопротивление при ее транспортировании по трубопроводам.
- Снизить транспортные расходы на перекачку менее вязкой эмульсии.
- Уменьшить продолжительность отстаивания и подготовки нефти до знака товарного качества.

- Ограничить применения большого количества емкостного оборудования, то есть существенное снижение капитальных затрат.
- Повысить интенсификацию процессов коалесценции и седиментации.

И что самое главное, улучшить эффективность работы деэмульгатора, наиболее эффективная его работа начинается при температуре 45 ± 4 °C. Обеспечение оптимальной температуры работы деэмульгатора приведет к сокращению его расхода и уменьшению длительности срабатывания.

Показано, что применение индукционных нагревательных систем позволит перекачивать вязкие и высоковязкие водонефтяные эмульсии, что является актуальной задачей современного состояния сырьевой базы страны [5].

Библиографический список

1. Макулов, И. А. Высокотехнологичные системы индукционного нагрева на ДНС / И. А. Макулов, С. Г. Конесев, П. А. Хлюпин. – Текст : непосредственный // Электротехнологии, электропривод и электрооборудование предприятий : сборник научных тр. II Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа : УГНТУ, 2009. – Т. 2. – С. 21-25.
2. ЭЛТЕРМ-С : [сайт]. – URL: <http://elterm-c.com/> (дата обращения: 16.03.2023). – Текст : электронный.
3. ТЕРМОТЕХ : [сайт]. – URL: <https://termanik.ru/> (дата обращения: 16.03.2023). – Текст : электронный.
4. Батищев, А. М. Исследование и повышение эффективности системы косвенного индукционного нагрева жидкости : специальность 05.09.10 «Электротехнология» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Батищев Арсений Михайлович ; СамГТУ. – Самара, 2007. – 156 с. – Текст : непосредственный.
5. Конесев, С. Г. Анализ эффективности применения нагревательных систем при перекачке вязких нефтей / С. Г. Конесев, П. А. Хлюпин, М. Р. Садиков. – Текст : непосредственный // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий : сборник научных тр. III Всерос. науч.-техн. конф. (с между. уч.). – Уфа : УГНТУ, 2011. – С. 211-218.

Научный руководитель: Мозырев А. Г., канд. техн. наук, доцент.

Матрица решений по ликвидации «узких» мест в системах сбора и транспортировки газа

Сабитов М. И., Сивкова М. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ввод в промышленную разработку новых продуктивных горизонтов природного газа осложняется возникновением узких мест в системе сбора и транспортировки газа в связи с проектированием газотранспортной си-

стемы (ГТС) на меньший объем добываемой продукции. Как следствие, эксплуатация существующего газопровода ведет к ряду технологических рисков, связанных с нестабильной эксплуатацией и превышению максимально допустимых нагрузок, что в случае аварии приводит к загрязнению окружающей среды и экологической катастрофе, а также возможному травматизму и опасности для жизни работников газового промысла. По мнению экспертов, ограничение производительности газотранспортной системы связано с будущей экономической реализацией добываемой продукции ввиду невозможности увеличения проектной мощности трубопровода. Следовательно, актуальность проблемы возникновения узких мест в газотранспортной системе требует анализа существующих решений и разработки оптимального решения.

Отечественный опыт повышения производительности газотранспортной системы связан с установкой газопроводов-лупингов. Лупинг – это участок трубопровода, прокладываемый параллельно основному газопроводу, который конструктивно и технологически связан с линейной частью трубопроводов [1]. Так, для восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) были установлены газопроводы-лупинги на 11 объектах, что привело к снижению узких мест в системе сбора газа и увеличению суммарной производственной мощности на 34 % [2]. С точки зрения проблемы ликвидации «узких» мест в газотранспортной системе использование лупинга позволяет стабилизировать величину рабочего давления, тем самым увеличить уровень добычи природного газа, но монтаж данного участка производят исключительно в период отключения транспортной системы и требуют дополнительных затрат на строительно-монтажные работы.

Другим методом увеличения общей производительности газопровода является проектирование и строительство параллельных ниток. В ходе дальнейшей эксплуатации основной линии трубопровода длина параллельной нитки может увеличиваться и из этого выходит полноценная 2-х ниточная система транспорта углеводородов. Например, для повышения эффективности эксплуатации Медвежьего НГКМ проанализирована целесообразность применения двухтрубной системы сбора газа – прокладывание 2-х параллельных трубопроводов с внутренним диаметром 100 или 150 мм [3]. Разгрузка основной линии газопровода повышает производительность системы сбора и транспорта газа, но осложняется технико-экономическими условиями реализации.

В международной практике проблема повышения пропускной способности 30-дюймового трубопровода с рабочим давлением 97-148 бар на шельфом месторождении в Объединенных Арабских Эмиратах была решена путем эксплуатационных изменений, в частности изменением режимом течения газа с турбулентного на ламинарный [4]. Ограниченнная проектная мощность была преодолена за счет увеличения рабочего давления газа до 152 бар для достижения области плотной фазы газожидкостной

смеси и новой производительности. В условиях геолого-физических особенностей месторождений Западной Сибири данное решение требует организации дополнительных мероприятий по образованию области плотной фазы и мониторингу состояния газожидкостной смеси.

Анализ отечественного и международного опыта применения существующих методов повышения производительности газотранспортных систем демонстрирует отсутствие оптимального решения по ликвидации «узких» мест ввиду высоких капитальных затрат, технико-технологических рисков реализации предложенных вариантов, а также введение корректировок и изменений в состав проектной-сметной документации.

В качестве инновационного решения предлагается апробация и внедрение газопровода-лупинга быстросъемного типа на основе монтажа лупинга с помощью быстроразъемных соединений (БРС). БРС – это элемент, необходимый для соединения различных частей промышленного оборудования, позволяющий произвести оперативное снятие (установку) рабочих органов [5]. Широкое применение быстроразъемных соединений в различных сферах народного хозяйства определяет виды существующих БРС: гидравлические и промышленные. Основные преимущества использования быстроразъемных соединений определяют эффективность разрабатываемого решения, связанную с меньшей величиной САРЕХ, отсутствием необходимости проектирования новой системы сбора и транспортировки газа под большую пропускную способность, отказом от сварного типа соединения лупинга с основной линией газопровода и возможностью выхода на проектные мощности по добыче углеводородного сырья. Однако ключевым недостатком быстросъемного газопровода-лупинга является контроль его места примыкания к основной линии газопровода на объект разгерметизации ввиду летучести и просачивания природного газа через щели. Поэтому для предотвращения выбросов метана, сероводорода и других компонентов флюида необходимо проведение высокоточных работ по монтажу лупинга и обеспечения герметичности системы «газопровод-лупинг». Также в качестве обязательных работ будет относиться контроль предельно-допустимой концентрации загрязняющих веществ на предмет соответствия государственным нормам и правилам окружающей среды.

Библиографический список

1. Лупинг. – Текст : электронный // Газпром информаторий : сайт. – URL: <https://www.gazprominfo.ru/terms/looping/> (дата обращения: 15.03.2023).
2. Белинский, А. В. Малозатратные способы увеличения производственной мощности эксплуатируемых газораспределительных станций / А. В. Белинский, О. И. Ребров, С. Н. Речинский. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 2. – С. 88-100.
3. Мельников, И. В. Повышение эффективности эксплуатации газового месторождения на завершающей стадии разработки / И. В. Мельников,

Л. Н. Руднева. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. – 2013. – № 3. – С. 42-47.

4. Fatima, A. Impacts of Dense Phase Flow on Pipeline Capacity Case Study / A. Fatima, N. Al. Kaab. – Text : electronic // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, November 7-10, 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/183358-MS> (date of the application: 15.03.2023).

5. Быстроразъемное соединение БРС типоразмеры : БРС-2 БРС-2,5 БРС-3 БРС-4 и запасные части (ЗИП). – Текст : электронный // ТД «Красный Октябрь» : [сайт]. – URL: <https://tdredoctober.com/catalog/stalnoe-oborudovanie/oborudovanie-dlia-burenia-skvajin/protivovybrosovое-oborudovanie/624.html> (дата обращения: 15.03.2023).

Научный руководитель: Закирзаков А. Г., старший преподаватель Центра проектного обучения Высшей инженерной школы ЕГ.

Разработка системы управления электрооборудованием транспортного средства высокой проходимости

Софронов Г. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Согласно указу президента Российской Федерации от 21 июля 2020 г. № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года», одной из целей развития является повышение качества жизни населения РФ. В регионах крайнего севера существует проблема нехватки продовольствия, топлива и других хозтоваров. Это происходит по причине наличия серьезной опасности жизни и здоровью операторов занимающихся перевозкой товаров в те регионы. Техника, оборудованная системами дистанционного управления (ДУ), могла бы решить данную проблему, что привело бы к увеличению числа поставок продовольствия и иных товаров, а также снижение их цен в регионах крайнего севера [1, 2].

На сегодняшний день создается система для перевода на ДУ снегоболотохода «Пелец». В рамках этой работы был разработан один из блоков системы: блок управления электрооборудованием вездехода, представленный на рисунке 1.

Упомянутый блок представляет собой набор однотипных «кнопочных» модулей, что встраиваются в электросистему вездехода перед всеми элементами управления и заменяет собой обычную кнопку на руле вездехода, управляясь контроллером.

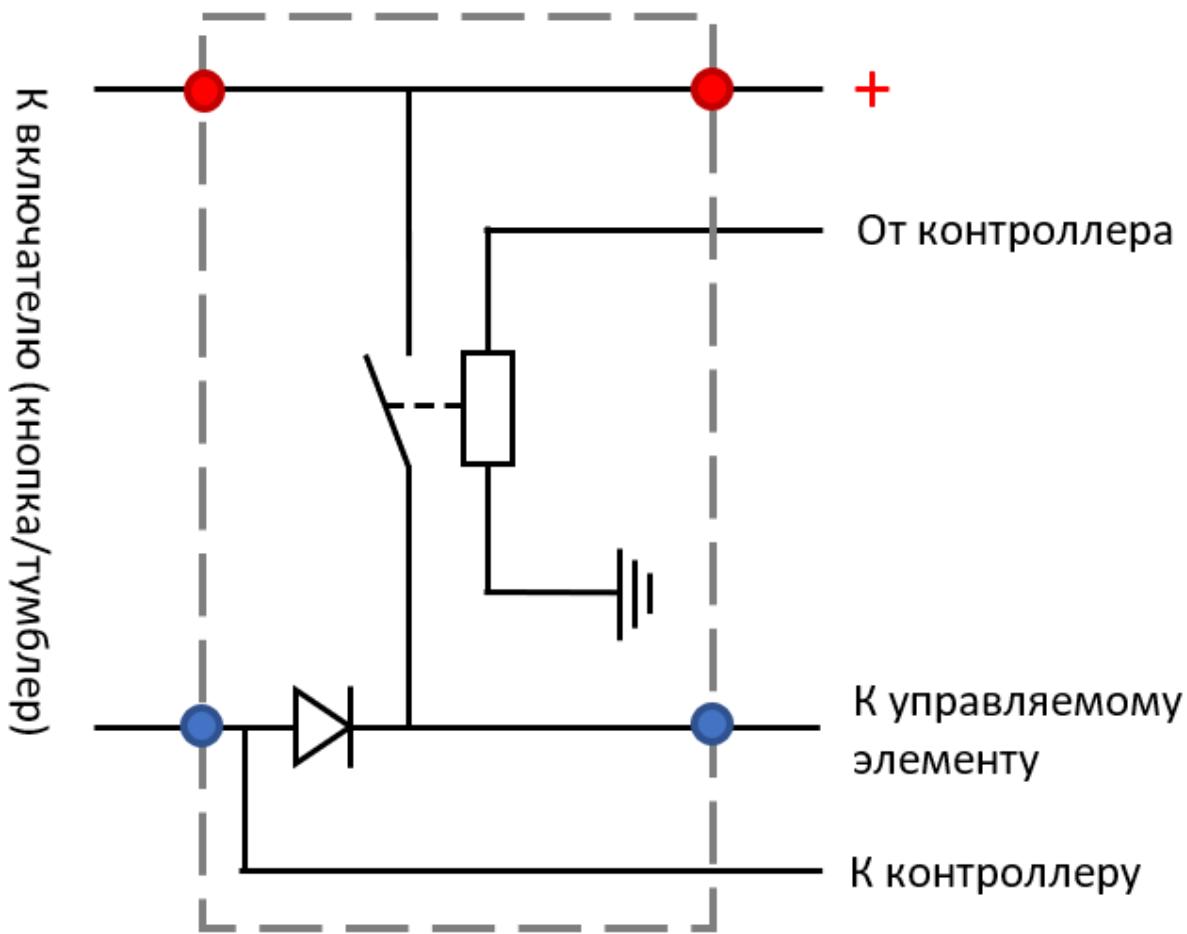


Рисунок 1. Модуль управления (МУ) активацией дистанционного режима

Центральным элементом каждого модуля является реле. Реле выполняет роль обычного переключателя, замыкая и размыкая цепь подконтрольного ему оборудования. Для замыкания реле на его управляющийпорт подается сигнал от контроллера. В случае, когда оператору необходимо перейти на ручное управление он может сделать это отключив всю систему отдельной для этого кнопкой, либо, особенно в экстренных ситуациях, задействовать элемент управления (кнопку, тумблер) на руле нужного ему оборудования. В таком случае помимо образования еще одной контактной линии, запитывающей выбранный элемент машины, подастся сигнал и на блок управления (БУ). Он отключит реле того модуля, с которого пришел сигнал. Для того что бы не вводить систему в заблуждение путем подачи сигнала на контроллер в случае активации реле, на линии идущей через ручные элементы управления установлен диод, при чем вывод на БУ расположен выше места установки диода.

Способ и места установки рассмотренных модулей указаны на электросхеме вездехода, представленной на рисунке 2. Располагается блок управления электрооборудованием в коробке БУ.

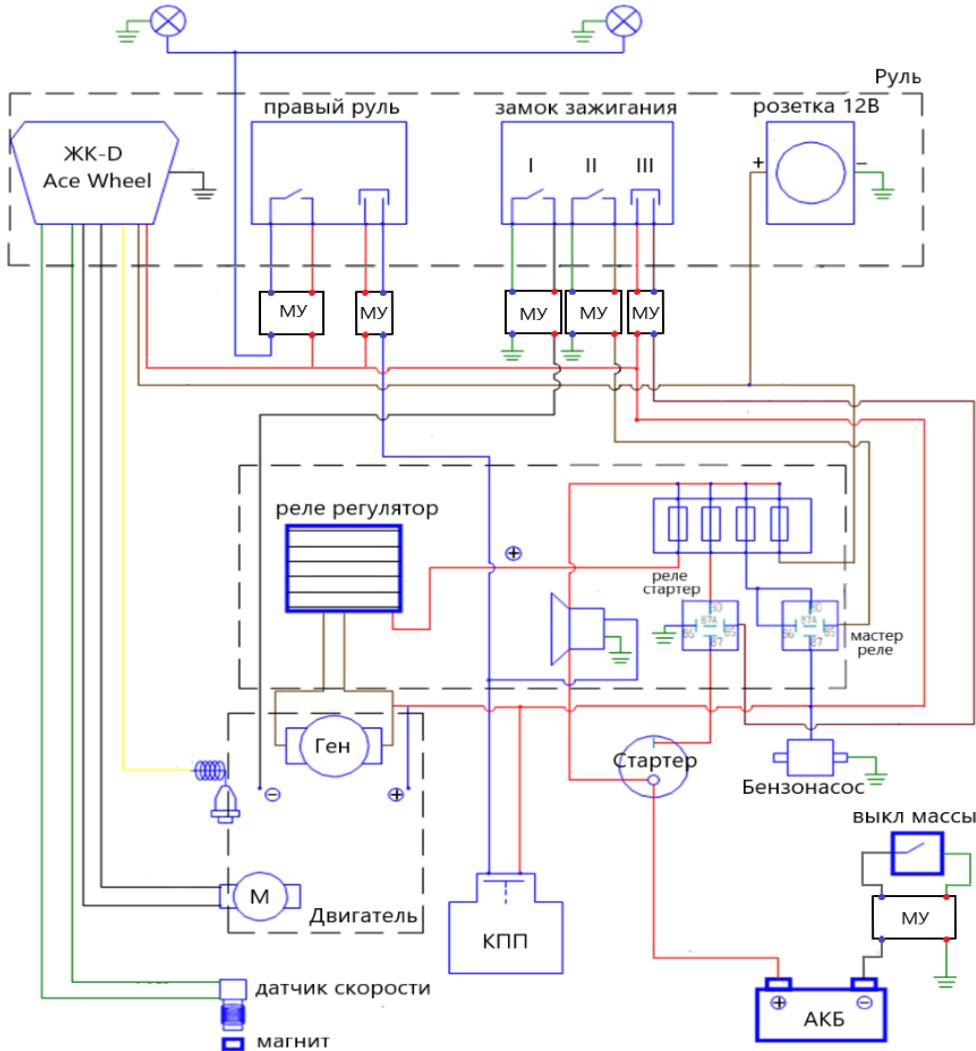


Рисунок 2. Электросхема вездехода

Подводя итоги работы, можно отметить следующие результаты. Была разработана система управления электрооборудованием вездехода, а так же определен набор ее основных составляющих. Спроектирована электронная схема подключения элементов системы, а также предложены варианты ее практической реализации на лабораторном вездеходе.

Библиографический список

1. Козин, Е. С. Внедрение мехатронной системы рулевого управления наземным транспортным средством высокой проходимости / Е. С. Козин, Г. А. Софонов. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник Поволжья. – 2021. – № 12. – С. 118-121.
2. Typiak, A. Utilization of remote controlled vehicle with hydrostatic driving system / A. Typiak, Z. Zienowiez. – Direct text // 25th International Symposium on Automation and Robotics in Construction. – 2008. – P. 252.

Научный руководитель: Козин Е. С., канд. техн. наук, доцент.

Оценка риска возникновения аварий на внутрипромысловых газосборных сетях

Старикова П. В.¹, Гадалова А. В.², Наумова С. В.²

*¹ООО «СибГеоПроект», ²Тюменский индустриальный университет, г.
Тюмень*

В большинстве случаев аварии вызываются нарушением технологии производства, правил эксплуатации оборудования, машин и механизмов, низкой трудовой и технологической дисциплиной, несоблюдением мер безопасности, отсутствием должного надзора за состоянием оборудования. Далее мы рассмотрим ситуацию, произошедшую на внутрипромысловом трубопроводе, с оценкой риска возникновения аварий.

Проектирование системы внутрипромысловых трубопроводов сбора газоконденсатной смеси с кустов скважин объектов добычи производится в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 [1]. Ввиду того, что Г-ое нефтегазоконденсатное месторождение (далее ГМ) расположено в условиях Крайнего Севера, прокладка производилась в условиях многолетнемерзлых грунтов и ограниченности ресурсов, возникла необходимость отступления от ряда требований ГОСТ Р 55990-2014, а именно:

- первый вариант: отступление от требований п. 7.2.5, п.2 таблицы 6 [1] в части соблюдения минимальных расстояний между Удаленным грузовым причалом ГМ и проектируемыми надземными газосборными трубопроводами ГМ. Согласно п. 2 таблицы 6 [1] нормативное расстояние от газосборного трубопровода до грузового причала при наземной прокладке должно составлять 220 м, фактическое расстояние от газопровода-шлейфа КГС №4 – т.вр.5 до Удаленного грузового причала ГМ составляет 107 м;

- второй вариант: отступление от требований п. 7.2.6, п. 7 таблицы 6 [1] в части возможности прокладки искробезопасного волоконно-оптического кабеля (ВОК) связи на одной эстакаде с трубопроводами. Согласно п. 7 таблицы 6 [1] расстояние от сооружений связи до оси трубопровода должно составлять 15 м. По факту кабель прокладывается на подвесах опор надземной прокладки трубопроводов.

При количественной оценке риска аварий рассматривались линейные трубопроводы, как наиболее опасные составляющие ОПО. Расчеты показателей риска выполнялись по сертифицированной компьютерной программе «TOXI+Risk», версия 5.5.3.2. При рассмотрении аварий учитывались наиболее опасные сценарии аварий, связанные с полной разгерметизацией трубопровода. В целях анализа риска трасса газосборных трубопроводов была разбита на потенциально опасные участки (таблица 1).

На участке 10 газосборных трубопроводов «сеноманского» газа и участке 8 газосборных трубопроводов «валанжинского» газа происходит отступление по первому варианту.

Таблица 1

Перечень рассматриваемых участков газосборных трубопроводов

Участок	Начало	Конец	Протяженность, м
Газосборные трубопроводы «сеноманского» газа			
1	КГС №1	УЗА №9	16250
2	УЗА №9	УКПГ ГМ	510
3	КГС №2	т.вр.1	500
4	КГС №9	УЗА №9	6130
5	УЗА №9	УКПГ ГМ	510
6	КГС №8	т.вр.2	2810
7	КГС №3	УЗА №9	15740
8	УЗА №9	УКПГ ГМ	510
9	КГС №11	т.вр.3	10920
10	КГС №4	т.вр.5	2950
Газосборные трубопроводы «валанжинского» газа			
1	КГС №9	УЗА №9	510
2	УЗА №9	УКПГ ГМ	500
3	КГС №8	т.вр.2	6130
4	КГС №5	УЗА №9	510
5	УЗА №9	УКПГ ГМ	2810
6	КГС №6	УЗА №10	15740
7	УЗА №10	УКПГ ГМ	510
8	КГС №4	т.вр.6	10920
Примечание – в настоящей таблице и далее подсвечены участки, на которых определены отступления			

На участках 3, 7, 9, 10 трубопроводов «сеноманского» газа происходит отступление по второму варианту.

Аналогичная разбивка трассы была проведена для трассы метанолопроводов (таблица 2).

На участках 1, 5, 6, 7, 17 метанолопроводов происходит отступление по второму варианту.

При анализе нами были выявлены возможные сценарии аварийных ситуаций на проектируемых объектах, проведена оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии. Также был произведен расчет вероятных зон разлива горючих жидкостей. Так по одному из сценариев площадь загрязнения земель составила 100 м², а водных объектов – 19904 м². Расчет вероятных зон действия поражающих факторов при сгорании топливно-воздушных смесей в открытом пространстве показал, что наибольший радиус зоны воздействия высокотемпературных продуктов сгорания составит 17 м.

Таблица 2

Перечень рассматриваемых участков метанолопроводов

Участок	Начало	Конец	Протяженность, м
1	т.вр.2	КГС №1	12470
2	т.вр.2	КГС №8	2810
3	УКПГ ГФ	УЗА №9	510
4	УЗА №9	КГС №9	6130

Участок	Начало	Конец	Протяженность, м
5	т.вр.1	КГС №2	500
6	т.вр.6	КГС №3	12380
7	т.вр.3	КГС №11	10920
8	т.вр.5	КГС №4	2950
9	УКПГ ГФ	УЗА №9	510
10	УЗА №9	КГС №5	3600
11	УКПГ ГФ	УЗА №11	570
12	УЗА №11	КГС №7	3120
13	УКПГ ГФ	УЗА №10	510
14	УЗА №10	КГС №6	920
15	База ГСМ	УЗА №9	8880
16	УЗА №9	УКПГ ГФ	510
17	Удаленный грузовой причал	База ГСМ	580

Примечание – в настоящей таблице и далее подсвечены участки, на которых определены отступления

Проведенная количественная оценка риска показала, что:

– при прокладке надземных газосборных трубопроводов на расстоянии 107 м от Удаленного грузового причала ГМ и прокладке ВОК на одной эстакаде обеспечивается их безопасная эксплуатация;

– учитывая значения вероятности возникновения аварий на трубопроводах в районе Удалённого грузового причала ГМ и вероятность присутствия персонала на площадке Удалённого причала 0,22, индивидуальный риск гибели персонала Удаленного грузового причала ГМ на открытом пространстве при возникновении аварий на трубопроводах в местах сближения не превысит $7,15 \times 10^{-10}$ год-1, что не превышает значения $7,8 \times 10^{-5}$ год-1, определённого в работе как допустимое значение. Рассчитанная величина также ниже среднеотраслевого риска гибели на предприятиях газодобывающей промышленности, равного 2×10^{-5} год-1.

Результаты расчётов показывают, что принятые проектные решения обеспечивают достаточный уровень безопасности проектируемых объектов, что подтверждает выполнение требований части 6 статьи 15 ФЗ [2].

Библиографический список

1. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 апреля 2014 г. № 278-ст : введ. впервые : дата введ. 2014-12-01 / разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Москва : Стандартинформ, 2015. – 94 с. – Текст : непосредственный.

2. Российской Федерации. Законы. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений : Федеральный закон № 384-ФЗ : [принят Государственной думой 23 декабря 2009 года : одобрен Советом Федерации 25 декабря 2009 года]. – Москва, 2010. – 24 с. – Текст : непосредственный.

Применение труб из полимерных материалов в газовой промышленности

Сурнин Д. А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А., г. Саратов

Эксплуатация газопроводов из стальных труб показала, что ежегодно происходит около 40-60 тыс. нарушений герметичности и разрыва этих труб. Эти трубы в большинстве случаев выходят из строя раньше своего нормативного срока службы (40 лет), при этом коррозия металла является одной из основных причин аварий стальных газопроводов. Каждый год в эксплуатацию вводятся новые металлические газопроводы, в результате чего постоянно увеличивается их общая протяженность. И в тоже время с каждым годом увеличивается и износ уже эксплуатируемых трубопроводов. Все это приводит к возрастанию количества аварий таких газопроводов. Поэтому поиск новых материалов для производства труб для подземных газопроводов, устойчивых к коррозионному разрушению на весь период эксплуатации, является одним из основных направлений совершенствования трубопроводного транспорта.

В результате многолетней работы компании, занимающиеся исследованием использования новых материалов для производства газопроводных труб, стали предлагать новые трубы из полимерных и композитных материалов, которые обладают более высокой коррозионной стойкостью по сравнению со стальными трубами. Наиболее подходящими по свойствам для прокладки подземных трубопроводов оказались полиэтиленовые и поливинилхлоридные трубы.

История использования полимерных труб в газовой промышленности России началась с 1959 года. В это год в Москве на территории клинической больницы был построен первый подземный распределительный газопровод из поливинилхлоридных труб длиной 165 м. Этот газопровод эксплуатировался до 1979 года, а потом после перехода потребителя на электроснабжение был выведен из эксплуатации. Первый подземный газопровод длиной 32 м из полиэтиленовых труб был проложен в 1961 году в Москве на территории Текстильного института [1].

Поливинилхлорид имел подходящие для газопроводных труб свойства, но не получил широкого распространения из-за отсутствия надежных способов соединения таких труб и из-за отсутствия раструбных соединительных деталей, что не позволяло осуществлять ответвления и повороты газопровода.

Полиэтиленовые газопроводы наоборот стали широко использоваться. В период 1964–1970 гг. были построены с использованием полиэтиленовых труб газопроводы (диаметром 11–225 мм) общей протяженностью более 150 км. Многие из этих газопроводов продолжают эксплуатироваться и в настоящее время.

В настоящее время трубы для газовых трубопроводов изготавливают из полиэтилена низкого давления ПЭ 80 и ПЭ 100 номинальным наружным диаметром от 16 до 630 мм в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58121.2-2018. Предназначены они для транспортирования горючих газов по ГОСТ 5542, которые используются как сырье и топливо для промышленного и коммунально-бытового использования при максимальном рабочем давлении до 1,2 Мпа и рабочей температуре газа до 40 °С. Сроки эксплуатации полимерных труб при соблюдении технических условий – до 50 лет. Первые установленные трубы пятьдесят лет уже отработали.

На сегодняшний день полимерные трубы для газовой промышленности изготавливают следующие предприятия России: ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК», ООО «ИНТЕРПЛАСТИК» (с. Песчаные Ковали, р-ка Татарстан), ООО «Техстрой» (г. Казань).

Трубы из полимера, применяемые для подземного газопровода, изготавливают или только из полимера, или их усиливают дополнительными слоями. Существуют следующие модификации труб:

1. Однослойные полимерные из ПЭ80 или ПЭ100 (ПЭ100 RC). Полиэтилен ПЭ100 RC по сравнению с ПЭ100 обладает повышенной стойкостью к образованию и распространению трещин под воздействием точечных нагрузок.

2. Многослойные полимерные трубы, где все слои имеют одинаковый уровень MRS.

Двухслойные трубы имеют конструкции двух видов:

- трубы, имеющие наружный слой из ПЭ 100- RC, который должен предупреждать появление царапин и трещин и упрощать проведение визуального контроля повреждений;

- трубы, имеющие внутренний слой из ПЭ 100- RC, который должен обеспечивать стойкость к локальным нагрузкам.

Трехслойные трубы совмещают в себе все преимущества конструкций двухслойных труб: наружный и внутренний слои этих труб изготовлены из ПЭ 100- RC. Срок их эксплуатации составляет более 100 лет.

3. Полимерные трубы с защитной оболочкой из термопласта на наружной поверхности трубы, которая защищает трубы от механических повреждений при транспортировке, монтаже и эксплуатации.

Компания ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК» выпускает также локационные трубы с находящейся под защитной оболочкой токопроводящей лентой «кабель – спутник». Наличие этой ленты позволяет точно определять местоположение газопровода [2].

Однако недостатком, ограничивающим широкое применение полимерных труб, является низкое рабочее давление (до 1,2 МПа) и нестойкость к ультрафиолетовому излучению.

Для увеличения эксплуатационного давления полимерных труб и расширения областей их применения были разработаны комбинирован-

ные трубы, в которых кроме полимера применяются высокопрочные материалы: металлические ленты, металлокорд, полимерные волокнистые материалы и т. д. В результате таких конструктивных решений трубы выдерживают рабочее давление от 2 до 20 Мпа.

На сегодняшний день полимерные армированные трубы для нефтегазовой промышленности изготавливают следующие предприятия России: ООО «Реммаш-Сервис» (г. Отрадный), ООО «Полимак» (г. Екатеринбург), ООО «Псковгеокабель», ООО «Технология композитов» (г. Пермь).

Для прогнозирования поведения полимерного газопровода с целью предотвращения аварий необходимо построить его обобщенную модель, которая будет учитывать все факторы, действующие на газопровод во время эксплуатации: внутреннее давление, давление грунта засыпки и подвижных средств, перепады температуры, действие агрессивной среды и т.д. В эту обобщенную модель газопровода могут входить следующие модели: модель газопровода, как конструктивного элемента (гибкая нить; длинный стержень – балка; оболочка); модель материала (упругий; нелинейно – упругий и т. д.); модель нагружения (статическое или динамическое нагружение, сейсмическое воздействие); модель воздействия агрессивной рабочей среды; модель взаимодействия газопровода с грунтом; модель наступления предельного состояния газопровода [3].

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что полимерные и комбинированные трубы являются достойной заменой стальным трубам. Но при использовании каждого вида труб необходимо учитывать их область применения и проводить корректный расчетный анализ их поведения с учетом всех действующих факторов.

Библиографический список

1. Кузнецов, А. В. К вопросу технического диагностирования полипропиленовых газопроводов / А. В. Кузнецов, Г. И. Зубайлова. – Текст : непосредственный // Пластические массы. – 2021. – № 7–8. – С. 39-47.
2. Системы газораспределение. – Текст : электронный // Группа ПОЛИПЛАСТИК : [сайт]. – URL: <https://www.polyplastic.ru/catalog/gas> (дата обращения: 06.03.2023).
3. Карабанян, В. Б. К вопросу о моделировании деформирования магистральных трубопроводных конструкций с учетом воздействия агрессивной среды / В. Б. Карабанян, И. И. Овчинников. – Текст : электронный // Вестник евразийской науки. – 2023. – Т. 15, № 1. – URL: <https://esj.today/PDF/08SAVN123.pdf> (дата обращения: 06.03.2023).

Научный руководитель: Овчинников И. Г., докт. техн. наук, профессор

Проектирование башенного крана на дистанционном управлении

Чащин М. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день остается актуальной проблема аварий на производстве, где используются грузоподъемные механизмы. Основными причинами аварий является: нарушение технической и трудовой дисциплины, неправильные и несогласованные действия обслуживающего персонала, некачественное изготовление и неисправность технических устройств, неисправность приборов и устройств безопасности, низкий уровень знаний и требований промышленной безопасности [1].

Не малая часть аварий происходит на башенных кранах. Ежегодные отчеты Ростехнадзора показывают, что с каждым годом растет количество аварии и вследствие этого несчастные случаи увеличиваются [1]. К сожалению, данная проблема все еще остается актуальной, что и определило дальнейшее направление работы.

Цель работы – повышение безопасности работы оператора башенного крана путем применения системы дистанционного управления. Для этого было принято решение разработать натурную модель башенного крана на дистанционном управлении. Был проведен анализ отечественного и зарубежного опыта эксплуатации башенных кранов, определены их недостатки. Чтобы определить элементы башенного крана, которые в первую очередь необходимо перевести на дистанционное управление, была рассмотрена его типовая конструкция [2].

По результатам анализа было принято решение в первую очередь перевести на дистанционное управление редуктор, отвечающий за подъем груза. Для разработки модели редуктора был использован программный комплекс *SolidWorks 2019*, в котором были построены 3Д модели шестерней и втулок, а так же общий вид корпуса редуктора, общий вид которого представлен на рисунке 1.

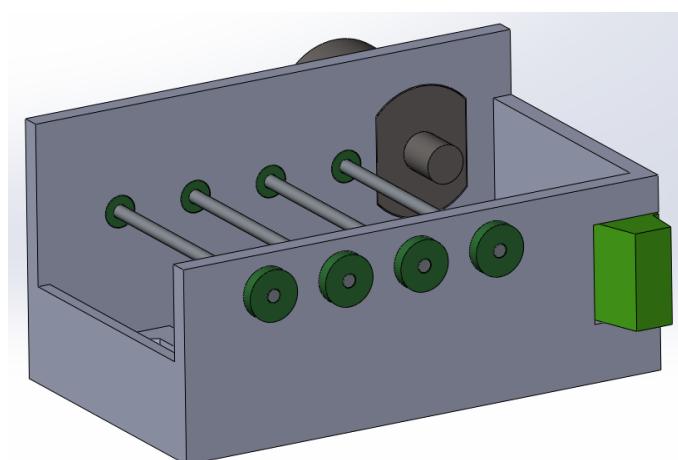


Рисунок 1. Корпус редуктора без шестерней

Для изготовления уменьшенных копий деталей и установки их на стендовую модель применялась печать на 3д принтерах со следующими типами печати:

- SLA для втулок и шестерней.
- FDM для корпуса редактора.

Для оценки эффективности перевода башенного крана на дистанционное управление было проанализировано изменение производительности. Производительность башенного крана зависит от таких характеристик как: высота подъема груза, вылет стрелы крана, транспортная скорость, мощность силовой установки и время связи оператора башенного крана со стропальщиком. Также был произведен расчет производительности при работе оператора на высоте и при использовании оборудования дистанционного управления. Так как в расчете будет рассмотрена типовая конструкция башенного крана то при расчете учитывалось время подъема в кабину оператора и спуск, технические перерывы и время рабочей смены. По результатам оценки предлагаемое решение позволит повысить производительность на 17 %.

Библиографический список

1. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Текст : электронный // Ростехнадзор : официальный сайт – URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 12.03.2023).

2. ГОСТ 13556–2016. Краны грузоподъемные. Краны башенные. Общие технические требования : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации от 22 ноября 2016 г. № 93-П : взамен ГОСТ 13556–91 : дата введения 2018-01-01 / разработан АО «РATTE». – Москва : Стандартинформ, 2017. – 24 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Морозов В. В., канд. техн. наук, доцент.

СЕКЦИЯ «Проблемы экологии и техносферная безопасность»

Утилизация буровых отходов электрохимическим методом

Бабкина В. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

За двести лет добыча нефти и газа в России интенсивно развивалась и, на сегодняшний день, данная отрасль играет важную роль в экономике нашего государства. Ведь нефтегазовые предприятия обеспечивают людей не только топливными ресурсами и сырьем для химического и фармацевтического производства, но и рабочими местами. Технологические процессы при добыче и переработке нефти и газа, приводят к образованию значительного количества отходов, которое неизбежно приводит к техногенному воздействию на окружающую среду. Большая часть отходов бурения не подвергается утилизации, вследствие чего они размещаются вблизи мест образования и занимают огромные территории России.

Одним из таких отходов является буровой шлам, который сопровождает бурение скважины в больших объемах. Только на одну скважину глубиной в 6000-7000 метров образуется более 1000 м³ отходов бурения, сведения об количестве образовавшиеся отхода представлены на рисунке 1 [1]. Общее количество отходов бурения на одном лицензионном участке может достигать 10-14 миллионов тонн в год.



Рисунок 1. Виды отходов, образующихся при бурении одной скважины, в м³

Состав отходов зависит от территориальной принадлежности участка, от бурового раствора, климатических и геологических условий. В пределах одного месторождения буровой шлам, с разных скважин, будет отличаться

друг на друга. Именно из-за разнообразного состава шламы достаточно трудно подвергаются качественной обработки. Не все виды буровых отходов могут утилизироваться химическим или биологическим методом, их повсеместное применение доказало, что такие методы не способны полноценно обработать данный вид отхода. Также имеется термический метод утилизации, который способен испарить большую влагу в буровых шламах, но для их сжигания требуется большая температура, а значит и огромное количество энергии, что предприятию экономически не выгодно. Поэтому в России буровые шламы утилизируют методом захоронения на специально отведенных территориях: шламонакопителях или шламовых амбараах, средняя емкость одной секции такого накопителя составляет 500 m^3 , представлено на рисунке 2. Такой способ утилизации негативно влияет на окружающую среду.



Рисунок 2. Буровые отходы после размещения в шламонакопителе

Поэтому в России постоянно разрабатываются, изучаются, а впоследствии внедряются на нефтегазовые предприятия новые методы утилизации буровых отходов. Одним из таких методов является электрохимический, который еще не используется для обработки данного вида отхода, но на самом деле этот метод достаточно эффективный, не энерго затратный и доступный для использования на месторождениях. Сравнение экономической части методов: физического и электрохимического, представлено на рисунке 3.

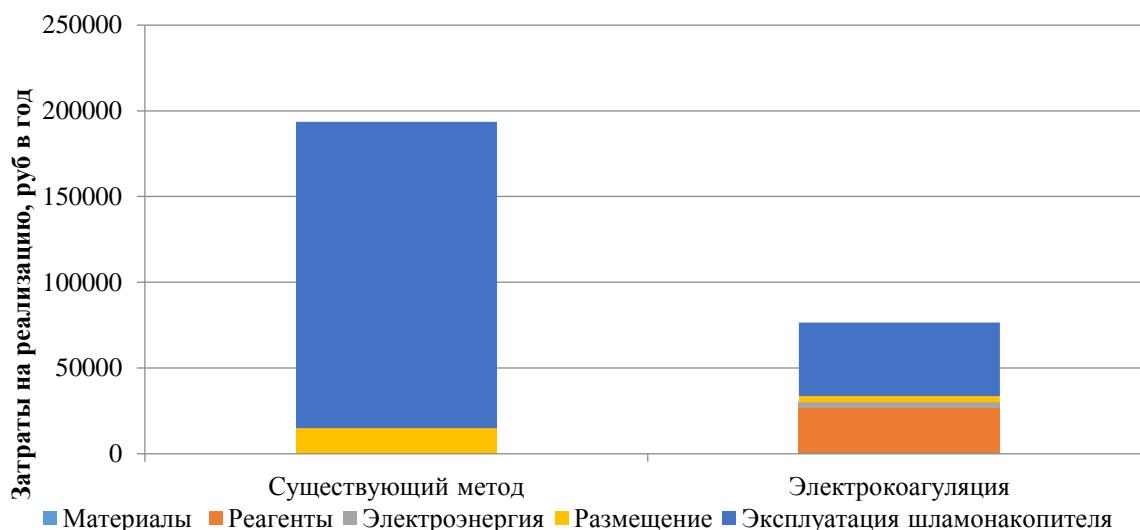


Рисунок 3. Стоимость утилизации бурового шлама для 1 скважины, руб/год

Электрохимический метод имеет несколько разновидностей утилизации: электроагрегация, электрофлотация, электродеструкция. Все эти способы осуществляются под действием постоянного электрического тока и с правильно подобранными электродами. Наиболее эффективным методом переработки буровых отходов является электроагрегация-флотация, с применением таких электродов, как сталь и углерод. В начале работы установки под воздействием электрического поля происходит нейтрализация заряда загрязняющих веществ с последующей их коагуляцией. Благодаря углеродному катоду происходит выделение водорода, с последующей флотацией загрязнений, что снижает продолжительность обработки шлама. В зависимости от состава буровых отходов продолжительность работы установки может быть разной от 15 до 30 минут. Электрохимический метод используют для разделения фаз в буровых отходах, а также для нейтрализации pH среды, нефтепродуктов, взвешенных веществ и снижения общей минерализации [2].

Также для эффективности работы электрохимической установки применяют реагенты, для лучшей проводимости тока. Подбор реагентов также зависит от состава бурового шлама. Для бурового шлама на минеральной основе следует применять кислотные реагенты (соляную, серную или азотную кислоту). Потому что у данного вида щелочная среда с низкой электропроводимостью, а для углеводородных буровых шламов не применяются химические реагенты, так как их pH = 5–6 и концентрации H⁺ ионов достаточно для создания тока в межэлектродном пространстве [3].

Проведенные эксперименты позволили определить оптимальные условия для проведения электрохимической утилизации буровых шламов. Результатом исследования стал прототип комплексной системы утилизации буровых отходов.

Библиографический список

1. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин. РД 39-3-819-91 : [утверждены Министерством нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации от 01.09.2013]. – 15 с. – Текст : электронный // Портал ГАРАНТ.РУ : [сайт]. – URL: <https://base.garant.ru/71356816/>.
2. Стаханов, Е. А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий. Хранения и транспорта нефтепродуктов : монография / Е. А. Стаханов – Ленинград : Недра, 1983. – 263 с. – Текст : непосредственный.
3. Куприна, Е. Э. Разработка электрохимической технологии и лабораторного оборудования доочистки отработанных буровых растворов электрохимическим способом / Е. Э. Куприна. – Текст : непосредственный // Теория и практика современных электрохимических производств : сборник тезисов докладов IV Международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург, 2016. – С. 127-129.

Научный руководитель: Загорская А. А., старший преподаватель.

Проблемы утилизации и переработки пищевых отходов

Башурова Д. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пищевые отходы являются одной из самых распространенных категорий отходов. К ним относят продукты питания, утратившие потребительские качества.

Пищевые отходы подразделяются, в зависимости от происхождения, на отходы животного и растительного происхождения. Однако такие вещества как мед, желатин и подобные относят в обе категории. Также отходы подразделяют на несколько категорий в зависимости от их агрегатного состояния.

Данный вид отходов относится к 4 или 5 классу опасности из-за их малого вреда окружающей среде. Однако необходимо учитывать, что органические отходы являются хорошей средой для развития и размножения патогенных микроорганизмов, различных вредителей и переносчиков различных заболеваний. В связи с этим для транспортировки и утилизации пищевых отходов устанавливаются определенные требования [1].

Существует более 20 нормативно-правовых актов в сфере сбора, утилизации и переработки отходов. Самым главным документом является ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления». Также в СанПиНе 2.1.3684-21 десятая глава посвящена требованиям к обращению с отходами, в том числе и с пищевыми.

Среди причин существующей проблемы утилизации пищевых отходов можно выделить 3 основные:

- 1) Невозможность перерабатывать пищевые отходы в связи с тем, что они смешиваются с другими видами отходов. Для того чтобы этого избежать, необходимо вводить в городах обязательную систему сортировки отходов.
- 2) Наличие несанкционированных свалок. Мусор на такие свалки попадает бесконтрольно и не перерабатывается.
- 3) Малая информированность людей о важности сортировки и правильной утилизации отходов.

В настоящее время происходят некоторые изменения в связи с появлением определенных технологий, благодаря которым отходы перерабатываются в сырье пригодное к использованию [2].

Переработка отходов – серьезная проблема в России и других странах. Ежегодно на полигоны вывозятся сотни тонн органических отходов, и их объем постоянно растет. В результате расширяется площадь. Площадь, занимаемая свалкой, приводит к загрязнению окружающей среды и распространению инфекционных заболеваний. Сжигание отходов само по себе не является решением этой проблемы. При термической обработке органических отходов в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ. Решением проблемы является комплексная переработка, где органические отходы обрабатываются различными способами для достижения максимальной эффективности.

Основными направлениями решения вопроса переработки пищевых отходов являются такие направления как:

- Биологическая переработка. На выходе получается удобрения, которое в дальнейшем применяют в сельском хозяйстве для улучшения качества земли. Также возможно получение биогаза, который представляет собой ценное топливо, отдающее при сгорании большое количество тепла.
- Переработка в БАДы, корма для животных, различные виды пищевой продукции Из пищевых остатков извлекают полезные элементы. Таким способом перерабатывают продукцию, не прошедшую сертификацию. Такая технология позволяет уменьшить количество отходов, поступающих на свалки, а заодно уменьшить количество нового используемого сырья [1–2].

Библиографический список

1. Виды и правила утилизации пищевых отходов, способы переработки. – Текст : электронный // ОМЕГА : [сайт]. – URL: <https://sankt-peterburg.omega-ekb.com/articles/vidy-i-pravila-utilizacii-pishhevyx-otxodov-sposoby-pererabotki> (дата обращения: 29.01.2023).
2. Способы утилизации пищевых отходов. – Текст : электронный // BEZOTXODOV.RU : [сайт]. – URL: <https://bezotxodov.ru/pishhevye-othody/utilizacija-pishhevyh-othodov> (дата обращения: 29.01.2023).

Научный руководитель: Сайфиев Р. Р., канд. биол. наук, доцент.

Анализ причин рискованного поведения при бурении

Бескорова Е. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

С потреблением ресурсов в сочетании с нестабильностью глобальной геополитики спрос на ресурсы растет. Технология бурения в основном используется в нескольких аспектах, таких как геологоразведка, разработка ресурсов. Как единственный способ получения подземных физических образцов, бурение отвечает за оценку глобальных геологических условий и запасов минеральных ресурсов для человека. С истощением ресурсов неглубокой поверхности многие страны начали активно исследовать и разрабатывать технологии глубокого бурения. Структура подземных горных пород сложна в сочетании с такими факторами, как неадекватное техническое оснащение и плохие условия труда. Может возникнуть ситуация, когда работники совершают определенное рискованное поведение, что в конечном итоге приводит к несчастным случаям при бурении. Согласно неполной статистике, в течение всего процесса бурения для конкретного проекта, как правило, происходят десятки аварий на буровых установках, и время устранения аварий обычно составляет более 20 % от общего времени бурения. Существует много типов аварий при бурении, и устранение аварий является дорогостоящим и отнимает много времени. Снижение аварийности за счет снижения склонности буровых рабочих к риску имеет важную исследовательскую ценность для эффективной экономии затрат на строительство и сокращения периода строительства. Однако вмешательство работников, вызванное только внешними факторами, не может эффективно снизить уровень травматизма. Исследование факторов, влияющих на травматизм, основанное на искусственной перспективе, согласуется с теорией внутренней безопасности человека. Более того, с развитием технологии бурения и широким применением психологии в области безопасности крайне важно изучить внутренний механизм производственного травматизма [1].

Рискованное поведение относится к воспринимаемым индивидом положительным результатам, которые в определенной степени уравновешивают действия, включающие некоторые потенциально негативные формы поведения, связанные с потерей, включая решения, принимаемые работниками, когда вероятность неудачи или успеха неопределенна или когда серьезность неизвестна.

На рискованное поведение влияют три фактора, а именно личные, поведенческие и условия окружающей среды. Работники с несчастными, грустными, тревожными, боязливыми и отвратительными эмоциями менее склонны к рискованному поведению на работе, чем те, кто удивлен, заинтересован и счастлив, потому что у них более высокий уровень восприятия риска. Отношение строительных рабочих к риску и когнитивные предубеждения оказывают положительное влияние на их склонность к риску, а кли-

мат безопасности отрицательно связан с склонностью строительных рабочих к риску. На рискованное поведение водителей самосвалов на строительных площадках влияют факторы окружающей среды, такие как поведение коллег или правила безопасности на стройплощадке, а также низкая культура безопасности, при которой приоритет отдается производству [2].

Склонность работников к риску тесно связана с индивидуальными факторами. Индивидуальные факторы включают отношение индивидов к принятию риска, когнитивную предвзятость, восприятие риска и так далее. Отношение к принятию риска относится к положительной или отрицательной оценке индивидом рискованного поведения на работе. Психологическая тенденция конкретного субъекта может быть оценена на основе индивидуальных «за» или «против» чего-либо. Теория о том, что индивидуальные установки и другие факторы косвенно контролируют поведенческие намерения и косвенно влияют на поведение, объясняет поведение водителей, такое как превышение скорости и ненормальное вождение, пешеходы, нарушающие правила дорожного движения, и шахтеры, не носящие защитного снаряжения. Психологические трудности людей при вынесении суждений обычно определяются как когнитивные предубеждения, включая чрезмерную уверенность, контрольные галлюцинации и убеждения. Когнитивные предубеждения могут влиять на поведенческие решения, такие как склонность к риску, поскольку люди с высокой степенью когнитивных предубеждений всегда были склонны полагать, что у них меньше шансов пережить негативные события, чем у других. Пессимистичные и тревожные работники с меньшей вероятностью идут на риск на работе по сравнению с оптимистичными работниками, поскольку у них более высокий уровень осведомленности о риске. Восприятие риска относится к субъективным суждениям людей о частоте и серьезности конкретных рисков [3].

Организационные факторы также влияют на склонность работников к риску. Организационные факторы включают организационное управление, факторы окружающей среды. Большинство производственных компаний используют трехуровневую иерархию реализации политики (высокий уровень), организации программ (средний уровень) и командной культуры с соответствующим надзором (групповой уровень) для управления индивидуальными показателями безопасности. В рамках этой модели управления многочисленные ученые пришли к выводу, что атмосфера играет жизненно важную роль в обеспечении безопасности работников. Это может значительно снизить травматизм на рабочем месте и положительно повлиять на поведение в области безопасности. Климат безопасности является одной из основных причин, по которым работники идут на риск.

Таким образом, принимая во внимание организацию бурения, режим управления и идеальную безопасную рабочую атмосферу, можно использовать шкалу измерения рискованного поведения буровых рабочих, основанной на измерении климата безопасности. Атмосфера безопасности оказывает положительное влияние на безопасное гражданское поведение.

Библиографический список

1. Беляков, Г. И. Охрана труда и техника безопасности : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И. Беляков. – Москва : Юрайт, 2016. – 404 с. – Текст : непосредственный.
2. Гармаза, А. К. Охрана труда : учебное пособие для студентов высших учебных заведений по специальностям лесного профиля / А. К. Гармаза, И. Т. Ермак, Б. Р. Ладик. – Минск : БГТУ, 2010. – 366 с. – Текст : непосредственный.
3. Охрана труда и промышленная экология : учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования / В. Т. Медведев, С. Г. Новиков, А. В. Карапунец [и др.]. – Москва : Академия, 2012. – 416 с. – Текст : непосредственный.

Особенности содержания и пространственного распределения редкоземельных элементов в компонентах природной среды территории расположения Антипинского нефтеперерабатывающего завода

Боев В. В.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Исследование проводилось в районе расположения Антипинского НПЗ, на юго-восточной окраине г. Тюмени. Пробоотбор осуществлялся по системе концентрических окружностей в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-2017 в зоне около 2 км от производственной площадки предприятия (рисунок 1). Изучались такие компоненты природной среды данного района, как почвы (горизонт A1), подстилка, травостой, листья березы повислой. Определение содержания элементов осуществлялось методом инструментального нейтронно-активационного анализа в Ядерно-геохимической лаборатории ТПУ. Изучено содержание таких редкоземельных элементов, как La, Ce, Nd, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu. Для получения условно фоновых данных были проведены аналогичные исследования на территории Тюменского заказника в аналогичных ландшафтных условиях. Естественные ландшафты территории расположения АНПЗ представлены бортом реки Туры с участками бересового леса, сменяющегося к югу, с удалением от русла смешанным лесом с преобладанием сосны. Степень техногенного преобразования района наибольшая – к северу от АНПЗ, наименьшая – к югу. Естественные почвы на участке смешанного леса – дерново-подзолистые.

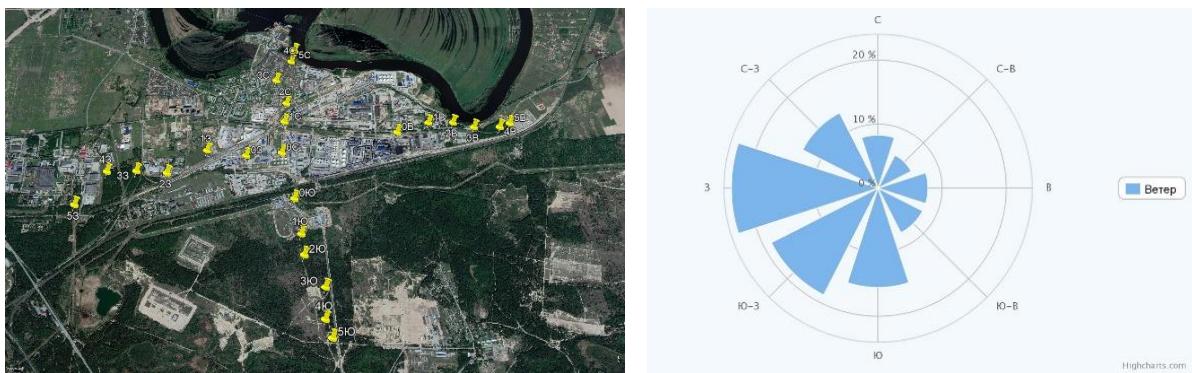


Рисунок 1. Карта-схема расположения точек пробоотбора и роза ветров г. Тюмени

Относительно почвы Тюменского заказника на территории расположения АНПЗ в горизонте A1 наблюдается повышенное содержание большинства изученных элементов, за исключением Yb и Nd. Однако превышения кларка [1] нет ни для одного из них (таблица 1).

Таблица 1

Геохимические ряды и суммарные показатели загрязнения для горизонта A1 почвы территории расположения Антипинского нефтеперерабатывающего завода относительно почвы Тюменского заказника и кларка [1]

T3 (n=20)	$\text{Eu}_2 > \text{Ce}_{1,4} > \text{Sm}_{1,4} > \text{Tb}_{1,4} > \text{La}_{1,2} > \text{Lu}_{1,2} > \text{Yb}_{0,8} > \text{Nd}_{0,6}$	$Z_C = 4$
Кларк (n=20)	$\text{Ce}_{0,52} > \text{Eu}_{0,48} > \text{Tb}_{0,41} > \text{Lu}_{0,38} > \text{Sm}_{0,38} > \text{Yb}_{0,33} > \text{La}_{0,24} > \text{Nd}_{0,14}$	$Z_C = 0$

Суммарный показатель загрязнения относительно условного фона соответствует допустимой категории загрязнения [2] (таблица 1).

Методом электронной микроскопии в глинистой фракции почвы обнаружены микрочастицы сложного состава, включающей Ce, Nd, La, Sm.

В растительных компонентах природной среды территории расположения АНПЗ относительно условного фона отмечено повышенное содержание всех рассматриваемых элементов (таблица 2).

Таблица 2

Геохимические ряды и суммарные показатели накопления для органических компонентов территории расположения Антипинского нефтеперерабатывающего завода относительно их содержаний в растениях территории Тюменского заказника и среднего содержания в золе современных континентальных растений [3]

Подстилка (n=16)	T3	$\text{Eu}_{1,4} > \text{Ce}_{1,3} > \text{Yb}_{1,3} > \text{La}_{1,3} > \text{Sm}_{1,3} > \text{Lu}_{1,2} > \text{Tb}_{1,1}$	$Z_C = 3$
	Зола	$\text{Ce}_{0,12} > \text{La}_{0,12} > \text{Sm}_{0,012} > \text{Yb}_{0,012} > \text{Eu}_{0,0048} > \text{Tb}_{0,0028} > \text{Lu}_{0,0016}$	$Z_C = 0$
Травостой (n=20)	T3	$\text{Ce}_{3,7} > \text{Eu}_{2,1} > \text{La}_{1,9} > \text{Sm}_{1,9} > \text{Yb}_{1,8} > \text{Lu}_{1,7} > \text{Cs}_{1,6} > \text{Tb}_{1,6}$	$Z_C = 9$
	Зола	$\text{Ce}_{0,044} > \text{La}_{0,023} > \text{Sm}_{0,0069} > \text{Yb}_{0,0042} > \text{Eu}_{0,0013} > \text{Tb}_{0,00093} > \text{Lu}_{0,00048}$	$Z_C = 0$
Листья (n=12)	T3	$\text{Sm}_{24} > \text{La}_{16} > \text{Yb}_{3,7} > \text{Tb}_{3,5} > \text{Eu}_{3,3}$	$Z_C = 47$
	Зола	$\text{La}_{0,0071} > \text{Sm}_{0,0048} > \text{Yb}_{0,00083} > \text{Eu}_{0,00067} > \text{Tb}_{0,00049}$	$Z_C = 4$

Примечание: Nd НПО $\geq 50\%$, в листьях – также Ce и Lu

Относительно литературных данных [2] превышений нет (таблица 2).

Наибольший суммарный показатель накопления относительно условного фона, соответствующий опасному уровню загрязнения, [2] характерен для листвьев березы. Для травостоя и подстилки категория загрязнения – допустимая [2] (таблица 2).

Коэффициент биологического поглощения проявляет повышенные значения только в подстилке для La, Nd, Yb, Lu.

Выявлены различные закономерности пространственного распределения РЗЭ в разных компонентах природной среды. В почве они сосредоточены на севере и на западе, а также в средней зоне на востоке. В подстилке данные элементы накаливаются на юге у факелов, на востоке у границ производственной площадки и на севере в дальней зоне. В травостое наблюдается накопление в ближней зоне на севере, меньше – в дальней зоне на севере и на востоке. В листвах березы проявляется сосредоточение РЗЭ в средней зоне на востоке. Общие закономерности соответствуют розе ветров: накопление в северном направлении – для почвы и травостоя, в восточном – для всех изученных компонентов природной среды (рисунок 2).

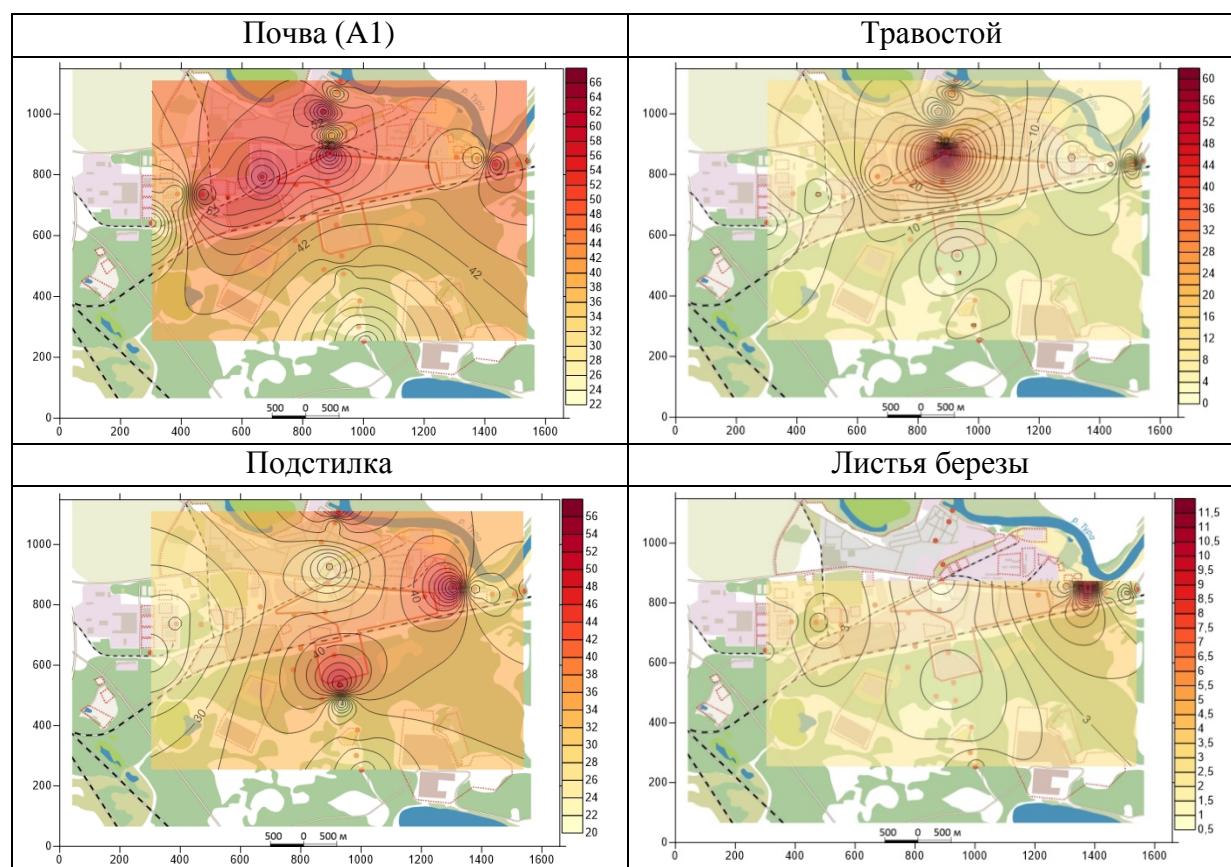


Рисунок 2. Карты-схемы распределения содержаний химических элементов (мг/кг) в компонентах природной среды территории расположения Антипинского НПЗ

По результатам исследований установлено.

- Содержание изученных РЗЭ повышенено во всех компонентах природной среды территории расположения АНПЗ относительно условного фона.
- Наибольшие превышения наблюдаются в органических компонентах, особенно листьях березы.
- Превышения относительно литературных данных не обнаружены.
- Пространственное распределение содержаний РЗЭ отличается в различных компонентах природной среды, но проявляет общие закономерности, соответствующие розе ветров.

Библиографический список

1. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых / А. Я. Архипов, В. А. Бугров, С. А. Воробьев [и др.]. – Москва : Недра, 1990. – 335 с. – Текст : непосредственный.
2. Гигиеническая оценка качества почвы населенных мест : Методические указания / Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России. – Москва, 1999. – 38 с. – Текст : непосредственный.
3. Ткалич, С. М. Некоторые общие закономерности содержания химических элементов в золе растений. Биогеохимические поиски рудных месторождений / С. М. Ткалич. – Улан–Уде : Издательство СО АН СССР, 1969. – 179 с. – Текст : непосредственный.

Научные руководители:

- 1) Барановская Н. В., докт. биол. наук, профессор.
- 2) Боев В. А., канд. биол. наук, доцент.

Анализ воздействия нефтедобычи на здоровье работников

Бородин Р. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современная добыча нефти часто происходит вблизи населенных пунктов. По оценкам, в мире насчитывается около семидесяти тысяч месторождений нефти. Нефтяные месторождения потенциально оказывают воздействие на здоровье и окружающую среду.

Нефть образуется в осадочных породах на глубине от двух до четырех километров под поверхностью при высоких температурах и давлении путем превращения органического вещества в жидкые углеводороды путем термогенного распада. Разведка, бурение и добыча нефти – это первая фаза в жизненном цикле нефти. Одна нефтяная скважина имеет жизненный цикл от 20 до 30 лет эксплуатации. Нефтедобыча может быть по-

тенциальна опасна для тех, кто проживает рядом с производством или работает, прямо контактируя с нефтью [1].

Несмотря на недавние эпидемиологические исследования и научные обзоры рисков для окружающей среды и здоровья человека, связанных с нетрадиционной добычей природного газа в Соединенных Штатах, систематический анализ воздействия на окружающую среду или здоровье отсутствует от разведки, бурения и добычи нефти. Различные последствия для здоровья жителей, подвергшихся воздействию, и работников по очистке нескольких крупных нефтяных танкеров или морских нефтяных разливов ранее рассматривались в отношении острых физических, психологических, генотоксических и эндокринных эффектов. Потенциальному воздействию на здоровье жителей, проживающих вблизи нефтяных месторождений и потенциально подверженных воздействию в течение длительного периода времени, уделяется меньше внимания.

Обнаружено, что образцы крови нефтяников показали повышенное повреждение ДНК и риск развития рака по сравнению с контрольным населением в городах. Участники, подвергшиеся воздействию углеводородов, также чаще сообщали об острых симптомах, таких как усталость, головная боль, тошнота и диарея. Работа предполагает, что популяции, подвергающиеся воздействию углеводородов, более восприимчивы к развитию повреждения ДНК [2].

Длительное нарушение нервно-поведенческих функций выявляется у работников, испытывающих самые высокие уровни воздействия H₂S.

Вдыхаемый диоксид кремния представляет собой опасность для некоторых работников нефтяных месторождений, который может вызвать силикоз, рак легких, аутоиммунные расстройства и заболевания почек.

Воздействие углеводородов на здоровье может проявляться с годами. Например, некоторые углеводорода в составе нефти могут оказывать канцерогенные и мутагенные свойства, накапливаться в организме и приводить к профессиональным заболеваниям.

Для женщин, связанных с нефтедобычей, нефтеобработкой и любой другой сферой, где подразумевается прямой контакт с нефтью, возможны проблемы с репродуктивной системой.

По мере того как нетрадиционные методы расширяют добычу нефти во всем мире за счет ранее недоступных источников в существующих сообществах, все больше людей будут подвергаться воздействию загрязняющих веществ, связанных с нефтью. Необходимо предусматривать профилактические и технические мероприятия по защите работников от воздействия углеводородов.

Библиографический список

1. Коробко, В. И. Охрана труда : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальностям «Экономика и управление на пред-

приятии», «Менеджмент организации», «Государственное и муниципальное управление» / В. И. Коробко. – Москва : ЮНИТИ-ДАНА, 2012. – 239 с. – Текст : непосредственный.

2. Бердник, А. Г. Производственная безопасность и охрана труда: учебное пособие / А. Г. Бердник, М. В. Каплина, Т. В. Грунской. – Ухта : УГТУ, 2018. – 167 с. – Текст : непосредственный.

Рекомендации по пожарной безопасности для открытых производственных сооружений в нефтяной промышленности

Братухин Я. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время нефтегазовая отрасль играет весьма существенную роль в экономике нашей страны, давая значительную долю во внутреннем валовом продукте и заметную часть налоговых поступлений. Из этого вытекает необходимость ее поступательного развития и совершенствования, без которого вряд ли возможно улучшения социально-экономического положения страны и решение стоящих перед ней задач. В то же время основной спецификой нефтегазовой отрасли является добыча, хранение и подготовка огромных количеств нефти и газа, являющихся чрезвычайно пожароопасными веществами. Высокая пожароопасность нефти и газа обуславливает высокие вероятности возникновения пожаров при реализации тех или иных аварийных ситуаций, а также значительные скорости распространения пожара по территории нефтегазодобывающего предприятия. Концентрация на относительно небольшой площади огромных количеств пожаровзрывоопасных веществ обуславливает возможность реализации крупных пожаров и взрывов с катастрофическими последствиями, приводящими к значительным экономическим потерям, загрязнению окружающей среды и, что наиболее существенно, к многочисленным человеческим жертвам [1].

Тщательное использование огнестойких материалов, таких как огнестойкие кабели и термостойкая проводка, может помочь предотвратить распространение огня и ограничить его ущерб.

Как правило, противопожарная защита предусмотрена для критически важных конструкций, ограждений и опор резервуаров и колонн, открытых трубных стоек, а также проводов управления и силовых кабелей, необходимых для безопасной остановки установки.

Системы противопожарного водоснабжения, включающие гидранты, ящики для пожарного оборудования и стационарные мониторы, являются общими элементами, устанавливаемыми на более крупных объектах. Стационарные системы распыления воды доказали свою эффективность в определенных областях применения, таких как отвод тепла от горячего масляного насоса, защищая таким образом близлежащее оборудование.

вание. Сухие химические огнетушители используются для быстрого тушения небольших пожаров. Для обеспечения огнетушащей способности также используются другие агенты, такие как пена, пар и углекислый газ.

Надежное обеспечение коммунальных услуг водой, паром и электроэнергией является еще одним фактором хорошего дизайна установки. Надежное и бесперебойное снабжение коммунальными услугами способствует тушению чрезвычайных ситуаций, что сводит к минимуму перебои в работе оборудования, ненормальные условия и гарантирует, что пожарные бригады получают коммунальные услуги, когда они в них нуждаются. Коммунальные системы распределения воды, пара и электроэнергии должны быть замкнуты с помощью запорных клапанов или других средств в соответствующих точках, чтобы в случае повреждения какой-либо части системы подачу можно было получить из другого источника [2].

Электрическая подстанция потребителя должна быть, по возможности, разделенной на части с огнестойкостью не менее 1 часа для двух входящих электросетей.

Технологические пожары чаще всего устраняются путем подачи потоков охлаждающей воды на очаг возгорания и на окружающее незашитенное оборудование при одновременной попытке остановить подачу топлива в очаг возгорания. При проектировании объекта необходимо позаботиться о том, чтобы обеспечить подходящий доступ для сотрудников служб экстренного реагирования и аварийно-спасательных приборов, а также стратегически расположить противопожарное оборудование, такое как колесные огнетушители и стационарные датчики пены или воды, чтобы облегчить спасательные операции и тушение пожара.

Все технологическое оборудование, такое как колонны, теплообменники и другие емкости, должно быть спроектировано в соответствии с соответствующими международными нормами. Это технологическое оборудование имеет конструкцию, обеспечивающую защиту от аномальной температуры истечения и избыточного давления. Открытые технологические конструкции и сооружения, которые использовались для размещения или поддержки этого технологического оборудования и связанных с ним трубопроводов в опасной зоне, должны быть противопожарными. Подставки для трубных стеллажей, где трубопроводы, содержащие опасные вещества, такие как охлажденные газы, могут протекать или вызывать пожары во время аварийной ситуации должна быть защищена огнезащитными материалами. Лестницы, стремянки или другие средства доступа к точкам в технологической зоне для отбора проб, осмотра или технического обслуживания являются частями технологической структуры [3].

Технологические конструкции и сооружения должны иметь соответствующую противопожарную буферную зону, разделенную либо дорогой, гравием, либо негорючими конструкциями. Конструктивное расположение буферной зоны во время пожара или выброса газа должно предотвращать

воздействие на другие технологические установки и обеспечьте надлежащий дренаж, чтобы предотвратить скопление легковоспламеняющихся материалов, которые могут привести к возгоранию в бассейне. Офис и мастерская должны быть отделены от технологической зоны соответствующим открытым пространством или дорогами. Технологические сооружения должны находиться вдали от основных служебных дорог, чтобы избежать столкновения с движущимися транспортными средствами.

Разумно располагать большее расстояние между котельными установками, подстанциями и технологической установкой высокого давления, чем между двумя технологическими установками, поскольку это имеет решающее значение для технологической установки.

Таким образом, тип и конструкция системы пожарной сигнализации, управления и оповещения должны быть выбраны таким образом, чтобы наилучшим образом соответствовать потребностям объекта. Предприятия, имеющие центральный центр управления технологическими процессами, могут пожелать, чтобы там контролировались пожарные извещатели и сигнализация.

Однако системы пожарной сигнализации и извещатели должны оставаться отдельными от средств управления технологическим процессом. Основное местоположение извещателя пожарной сигнализации должно находиться в зоне, постоянно обслуживаемой внимательным обученным персоналом для обеспечения быстрого и адекватного реагирования на все чрезвычайные ситуации. Системы пожарной сигнализации должны быть подключенными к децентрализованной системе мониторинга пожарной сигнализации компании.

Звуковые формы сигналов пожарной сигнализации следует отличать от других сигналов тревоги. В зонах, где звуковая сигнализация может быть неэффективной (фоновый шум чрезмерен), должна быть предусмотрена аварийная или стробоскопическая подсветка с визуальной сигнализацией. Как правило, визуальные сигналы не должны использоваться вместо звуковых сигналов тревоги. Интенсивность света должна быть достаточной, чтобы привлечь внимание людей, находящихся поблизости.

Библиографический список

1. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 14.06.91 N 875 : взамен ГОСТ 12.1.004-85 : дата введ. 1991-07-01 / разработан Министерством внутренних дел СССР, Министерством химической промышленности СССР. – Москва : Стандартинформ, 2006. – Текст : непосредственный.

2. Беспроводная система управления эвакуацией технического персонала при пожарах на критически важных объектах нефтегазовых ком-

плексов / В. И. Зыков, В. С. Бутко, С. В. Антонов, Д. Е. Журавлев. – Текст : непосредственный // Материалы VII Международной научно-практической конференции «Пожаротушение : проблемы, технологии, инновации», в 2 ч. – Москва : Академия ГПС МЧС России, 2020. – Ч. 2. – 173 с.

3. Волков, О. М. Пожарная безопасность резервуаров с нефтепродуктами / О. М. Волков. – Москва : Недра, 1984. – 151 с. – Текст : непосредственный.

Проблема загрязнения нефтью торфяных почв Западной Сибири и способы их восстановления

Воронина К. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Существующий мир невозможно представить без такого природного ресурса как нефть. Нефть как ведущий энергетический ресурс незаменима, на ее основе производят различные виды современных синтетических материалов, транспортных топлив, продукты переработки нефти используются в производстве электроэнергии и тепла. Стоит заметить, что ни один из этапов нефтепользования не обходится без выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду и, конечно же, без рисков возникновения аварийных ситуаций. Но, тем не менее, нефть играет значительную роль в хозяйственной деятельности человечества и является неотъемлемой частью жизни на Земле.

Более полувека одним из ведущих центров нефтедобычи России является Западно-Сибирский экономический район в границах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Интенсивное промышленное освоение и высокая нагрузка на природные зоны отрицательно влияют на экологическое состояние региона. Несмотря на современные подходы по восстановлению нарушенных экосистем высокий уровень общего экологического ущерба сохраняется.

Значительное воздействие от нефтезагрязнений испытывают болотные ландшафты Западной Сибири. По данным, представленным в статье [1], площадь болот в границах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (без учета Иртышской и Обской пойм) составляет 185 707 км², из которых на верховые болота приходится 172 170 км² (92,7%). Чрезвычайно высокая сорбционная емкость торфяных болот по отношению к нефти и нефтепродуктам делает экосистемы этой зоны крайне уязвимыми. Следовательно, требуется уделять повышенное внимание вопросу восстановления экологического состояния нарушенных систем.

Нефть содержит в себе токсичные вещества (летучие ароматические УВ – толуол, ксиол, бензол, а также ряд других фракций), физико-химическое воздействие которых, приводит к изменению состояния атмосферы и гидросферы, почв, к сокращению и уничтожению флоры и фауны в данном регионе. Трансформация нефти, попавшей в почву в результате

аварийной ситуации, представляет собой сложный физико-химический и биохимический процесс. Ускорить или замедлить его могут такие факторы, как климат, влажность, активность микрофлоры, концентрация и состав нефти. Нефтяные загрязнения носят комплексный характер и нарушают естественное состояние всех элементов окружающей среды, нанося значительный экологический ущерб.

Достигнуть должной степени восстановления возможно при проведении комплекса работ по рекультивации торфяных почв и по созданию устойчивого фитоценоза системы. Под рекультивацией понимается сочетание способов возобновления продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также воссоздание самовозобновляющегося живого надпочвенного покрова. Основная цель – создание условий, активизирующих процессы биодеградации нефтяного загрязнения.

Выбор метода рекультивации требует детального анализа всех процессов, в т. ч. микробиологических, протекающих внутри экологической системы. Все мероприятия по устранению последствий нефтезагрязнения должны согласовываться со следующим принципом: не навредить экосистеме еще больше. Суть таких мероприятий в том, чтобы максимально помочь наладить и ускорить естественный процесс самоочищения почвы, при котором используются все ресурсы системы.

Анализируя особенности природной системы Западной Сибири, при проведении рекультивационных работ на торфяных почвах следует учесть следующие факторы: использование болотоходной техники, необходимость снижения уровня грунтовых вод на участках рекультивации, применение принудительной аэрации загрязненного слоя почвы. Помимо этого, следует уделить пристальное внимание растительности, характерной для данной экосистемы, как фактору восстановления.

Изучение методов рекультивации нефтезагрязненных торфяных почв показывает, что недопустимыми являются такие методы, как пескование, механическое рыхление, промывка водой под давлением, взрывы и выжигание. Применение этих методов может позволить снизить остаточное загрязнение до предельно допустимого, но при этом приводит к невозможности восстановления изначальных биогеоценозов. Неэффективны и биологические методы рекультивации почв с применением микроорганизмов в условиях Западной Сибири, при низких температурах и высоких уровнях нефтезагрязнений, а также по отношению к старым разливам нефти и нефтепродуктов.

Исходя из всего вышеуказанного, рекультивация нефтезагрязненных торфяных почв – процесс сложный и представляет собой комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности земель. Актуальным направлением исследования является разработка эффективной и доступной методики рекультивации нефтезагрязненных торфяных почв Западной Сибири.

Библиографический список

1. Аветов, Н. А. Загрязнение нефтью почв таежной зоны Западной Сибири / Н. А. Аветов, Е. А. Шишконакова. – Текст : непосредственный // Бюллетень Почвенного института им. В. В. Докучаева. – 2011. – № 68. – С. 44-55.

Научный руководитель: Гаевая Е. В., канд. биол. наук, доцент.

Ремендиация нефтезагрязненных лугово-болотных почв с помощью сорбентов и нефтедеструкторов

Губанова Е. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Использование сторонних (искусственных) методов ремендиации вследствие загрязнений почв нефтью и нефтепродуктами позволяет увеличить эффективность восстановления почвенных покровов, и один из них – биологический, который рассмотрен в данной статье.

Биоремендиация – это использование потенциала живых организмов к биологическому разложению или их свойств. Данная технология считается неинвазивной и относительно рентабельной. В конечном итоге это может оказаться наиболее надежным и, вероятно, наименее дорогостоящим вариантом для использования при решении некоторых проблем химического загрязнения.

В данной работе использовалась нефть из Самотлорского месторождения.

Сорбент «Унисорб-Био» является модификацией сорбента «Унисорб». Выпускается в виде хлопьев свободной формы. В его структуру внедрены биопрепараты нефтеокисляющих микроорганизмов. Благодаря своей структуре способен быстро впитывать и удерживать большое количество нефтепродуктов, а также разлагаться в почве, насыщая ее азотом и фосфором.

«Bionex Oil Solvent» – это микробиологический препарат, в состав которого входит 8 факультативно анаэробных микроорганизмов, действие которого направлено на ликвидацию нефтезагрязнений, биологическую деструкцию широкого спектра нефтепродуктов.

Дестройл – бактериальный препарат в виде порошка или пасты, действие которого основано на высокой окислительной активности микробной культуры в отношении углеводородов нефти и нефтепродуктов. Отмершие клетки культуры-продуцента образуют непатогенную и нетоксичную биомассу, которая в последствии создает основу для формирования гумуса в почве или образуя донный ил.

Комплексные азотно-фосфорно-калийные удобрения (NPK) содержат в своем составе главные элементы питания для растений. Предназначены для минерального питания сельскохозяйственных культур в растениеводстве.

Исследование проводилось в лаборатории кафедры «Техносферной безопасности» Тюменского Индустриального Университета. Изучены 4 ва-

рианта в соотношении сорбентов «Унисорб-Био», «Bionex Oil Solvent», Дестройла и азото-фосфорных удобрений. Выбраны 4 состава, соотношение сорбентов в которых подобрано следующим образом:

- № 1 Нефть – 10 г, сорбент «Унисорб-Био» – 9 %, Дестройл, –NPK;
- № 2 Нефть – 20 г, сорбент «Унисорб-Био» – 19 %, Дестройл, NPK;
- № 3 Нефть – 10 г, сорбент «Унисорб-Био» – 9 %, сорбент «Bionex Oil Solvent», NPK;
- № 4 Нефть – 20 г, сорбент «Унисорб-Био» – 19 %, сорбент «Bionex Oil Solvent», NPK.

Дестройл разводился водой в соотношении 1:30, «Bionex Oil Solvent» – 1:10. Минеральные удобрения по 0,7 г разбавлялись в 1000 мл воды. Влажность в образцах составляла 60-65 %. Тип почвы: лугово-болотная, вес каждого образца – 100 г. Замеры результатов проводились в течении 2 месяцев через каждые 2 недели.

Результаты измерений состава № 1 представлены на рисунке 1 [1].

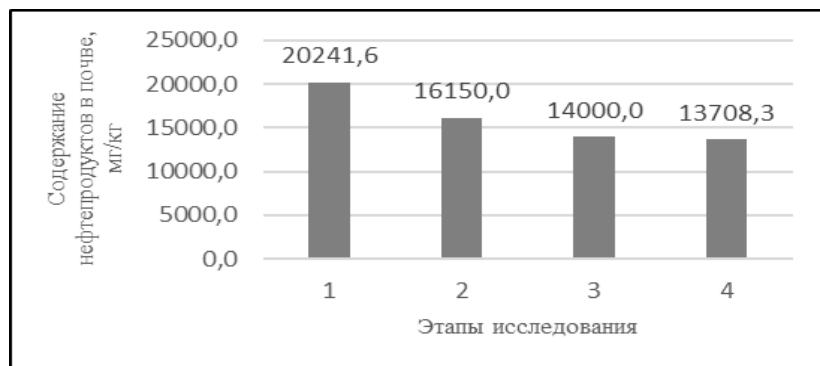


Рисунок 1. Результаты измерений состава № 1

Анализ рисунка 1 показывает, что применение препаратов «Унисорб-Био» 9 % и Дестройла помогло снизить содержание нефтепродуктов в почве с 20241,6 мг/кг до 13708,3 мг/кг (на 32,3 %).

Результаты измерений состава № 2 представлены на рисунке 2 [2].

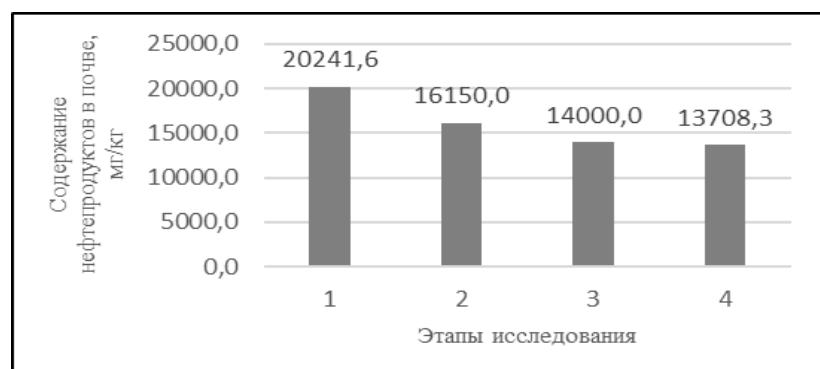


Рисунок 2. Результаты измерений состава № 2

Анализ рисунка 2 показывает, что применение препаратов «Унисорб-Био» 19 % и Дестройла помогло снизить содержание нефтепродуктов в почве с 32583,3 мг/кг до 24600,0 мг/кг (на 24,5 %).

Результаты измерений состава № 3 представлены на рисунке 3 [3].

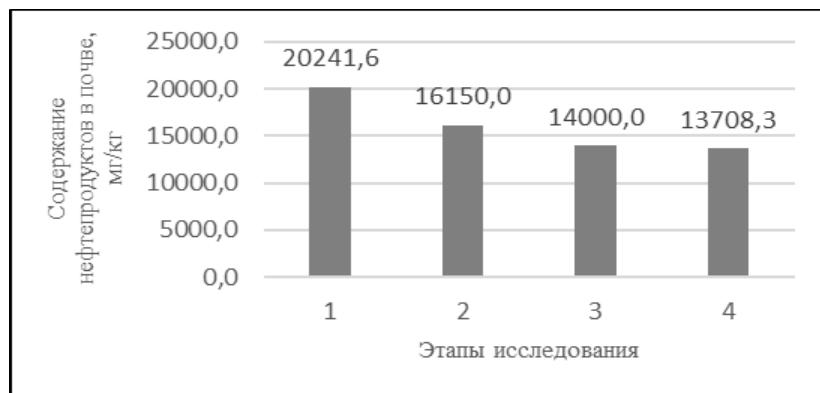


Рисунок 3. Результаты измерений состава № 3

Анализ рисунка 3 показывает, что применение препаратов «Унисорб-Био» 9 % и «Bionex Oil Solvent» помогло снизить содержание нефтепродуктов в почве с 15750,0 мг/кг до 14375,0 мг/кг (на 8,7 %).

Результаты измерений состава № 4 представлены на рисунке 4 [4].

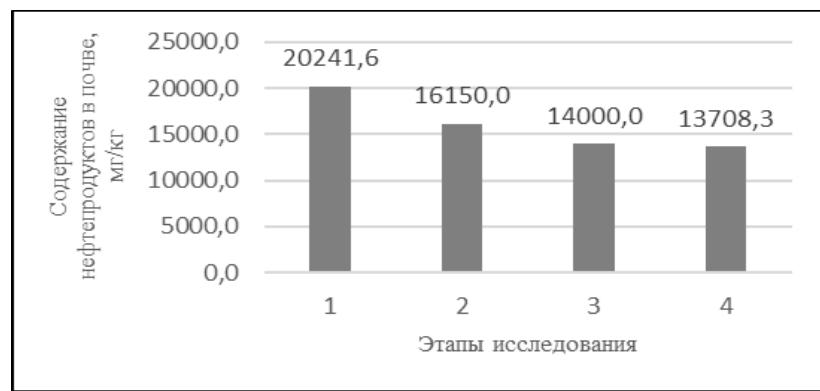


Рисунок 4. Результаты измерений состава № 4

Анализ рисунка 4 показывает, что применение препаратов «Унисорб-Био» 19 % и «Bionex Oil Solvent» помогло снизить содержание нефтепродуктов в почве с 18133,3 мг/кг до 16079,0 мг/кг (на 11,33 %).

В результате исследования и анализа полученных данных установлено положительное влияние изучаемых компонентов на снижение содержания нефтепродуктов в почве.

На заключительном этапе исследования проводилось биотестирование, а именно посадка семян овса в очищенную сорбентами почву. На 10-й день были срезаны взросшие семена, подсчитаны их количество и масса. Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Соотношение количества семян и массы в биотестировании исследования

Номер варианта	Количество посаженных семян	Количество взрослых семян	Масса, г
1 Вариант	50	21	0,6
2 Вариант		16	0,21
3 Вариант		8	0,1
4 Вариант		6	0,05

По результатам биотестирования можно сделать вывод, что лучшим вариантом считается 1 (нефть – 10 г, сорбент «Унисорб-Био» – 9 %, Дестройл, NPK). Более эффективными себя показали препараты «Унисорб-Био» и Дестройл, что можно наблюдать и по анализу графиков очистки.

Библиографический список

1. Application of bioremediation technology in the environment contaminated with petroleum hydrocarbon / S. Chandra, R. Sharma, K. Singh, A. Sharma. – Text : electronic // Annals of Microbiology. – URL: <https://annalsmicrobiology.biomedcentral.com/articles/10.1007/s13213-012-0543-3> (date of application: 15.03.2023).

2. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. Общие положения : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2020 г. № 726-ст : введ. впервые : дата введ. 2021-07-01 / разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия». – Москва : Стандартинформ, 2020. – 9 с. – Текст : непосредственный.

3. Методы рекультивации. – Текст : электронный // Студопедия : сайт. – URL: <https://studopedia.org/11-94822.html> (дата обращения: 15.03.2023).

Научный руководитель: Митриковский А. Я., доцент с/х наук.

Химические основы процессов разложения твердых бытовых отходов

Жеребчук Е. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На данный момент мир заинтересован поисками методов утилизации или нейтрализации твердых бытовых отходов (ТБО).

В толще твердых бытовых отходов, складированных на полигонах, под воздействием микрофлоры происходит биотермический анаэробный процесс распада органических составляющих отходов. Конечным продуктом этого процесса является биогаз.

Фракция биоразлагаемых отходов, которая составляет 60-80% от массы ТКО, является источником биогаза. Он делится на две группы: микроКомпоненты (следовые газы) и макроКомпоненты. Метан (CH_4), азот (N_2), диоксид углерода (CO_2), водород (H_2) относятся к макроКомпонентам.

Химические основы процессов разложения твердых коммунальных отходов (ТКО) условно делят на четыре фазы [1].

Для первой фазы характерно развитие аэробных бактерий, которые не могут существовать без присутствия кислорода (O_2). Происходит расщепление молекулярных цепочек углеводов, липидов, белков, выделяется углекислый газ (CO_2) и азот (N_2). Первая фаза длится днями или месяцами, пока в мусоре сохраняется кислород.

Для второй фазы характерно преобладание анаэробных бактерий, которые создают из веществ, полученных в первой фазе метиловый (CH_3O) и этиловый ($\text{C}_2\text{H}_5\text{O}$) спирты, а также молочную ($\text{C}_3\text{H}_6\text{O}_3$), муравьиную (CH_2O_2), уксусную ($\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$) кислоты. Если вода смешается с кислотой, то произойдет образование питательных веществ, благодаря образующимся фосфору (Р) и азоту (N_2), разнообразные бактерии начнут производить углекислый газ (CO_2) и водород (H_2). Если в данную систему попадет кислород, то она вернется в начало, то есть в первую фазу.

Третья фаза характеризуется образованием анаэробными бактериями ацетатов (CH_3COOMe) из органических кислот. Среда нейтрализуется. Даные условия подходят для бактерий, создающих метан (CH_4).

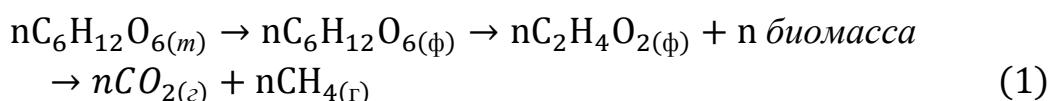
Самой длинной фазой является четвертая. Началом фазы считается установление приблизительно стабильного состава газов и их уровня выделения. Состав биогаза: 40-60 % углекислый газ (CO_2) 40–60 %, метан (CH_4) 45-60 %, другие газы 2-9 %. Отходы в описанной фазе находятся примерно 20 лет.

В биогазе присутствуют сероводород (H_2S), оксид углерода (CO_2), аммиак (NH_3), гексан (C_6H_{14}), бензол (C_6H_6), этилен (C_2H_4), пропилен (C_3H_6), бутилен (C_4H_8), циклогексан (C_6H_{12}).

Рассмотрим фазы анаэробной биологической деструкции мусора [2].

Первая фаза – это гидролиз: полимер разрушается до мономеров и коротких фрагментов. Следующая фаза – это ацетогенез: образование водорода (H_2), уксусной кислоты ($\text{C}_2\text{H}_4\text{O}_2$) и оксида углерода (CO_2). Третьей фазой является метаногенез: синтез биогаза. Снижается биологическая активность. Происходит полная ассимиляция.

Уравнение, описывающее образование биогаза:



В качестве примера рассмотрим данные по Велижанскому полигону, расположенному в Тюменской области, на котором складируются твердые бытовые отходы [3].

На рисунке 1 представлен график зависимости образующихся отходов производства и ТБО от года.

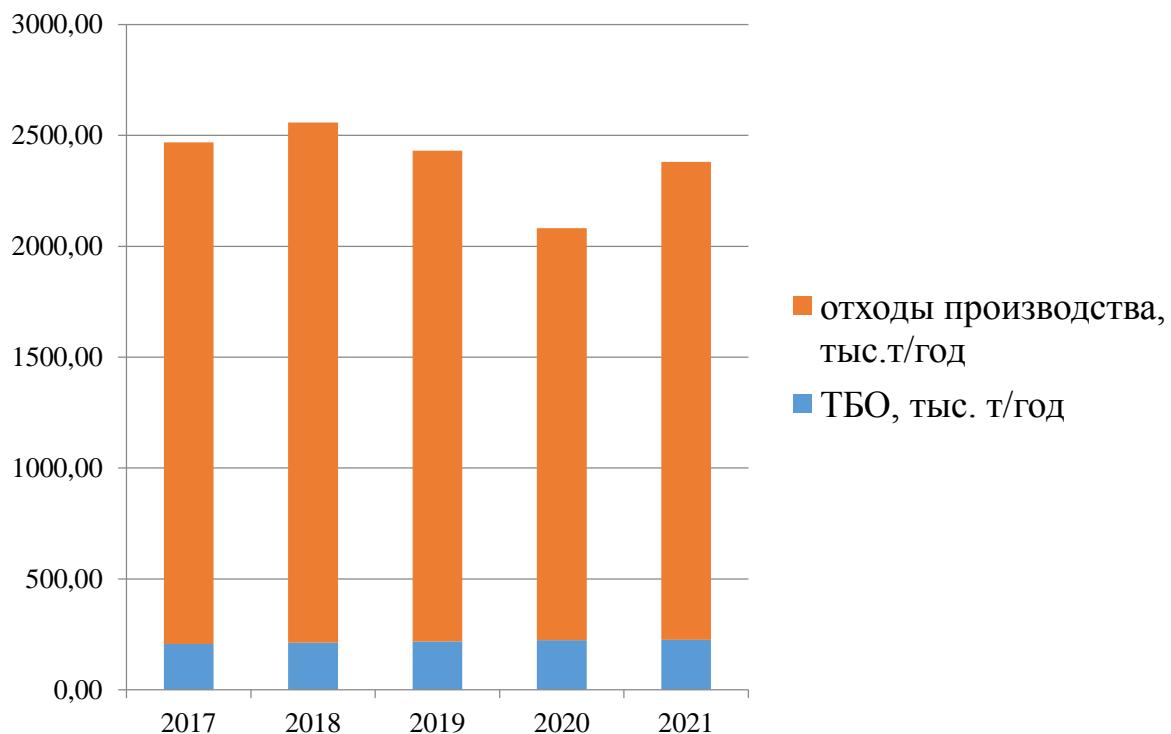


Рисунок 1. Зависимость образующихся отходов от года

На рисунке 2 показан анализ состава ТБО в процентах.

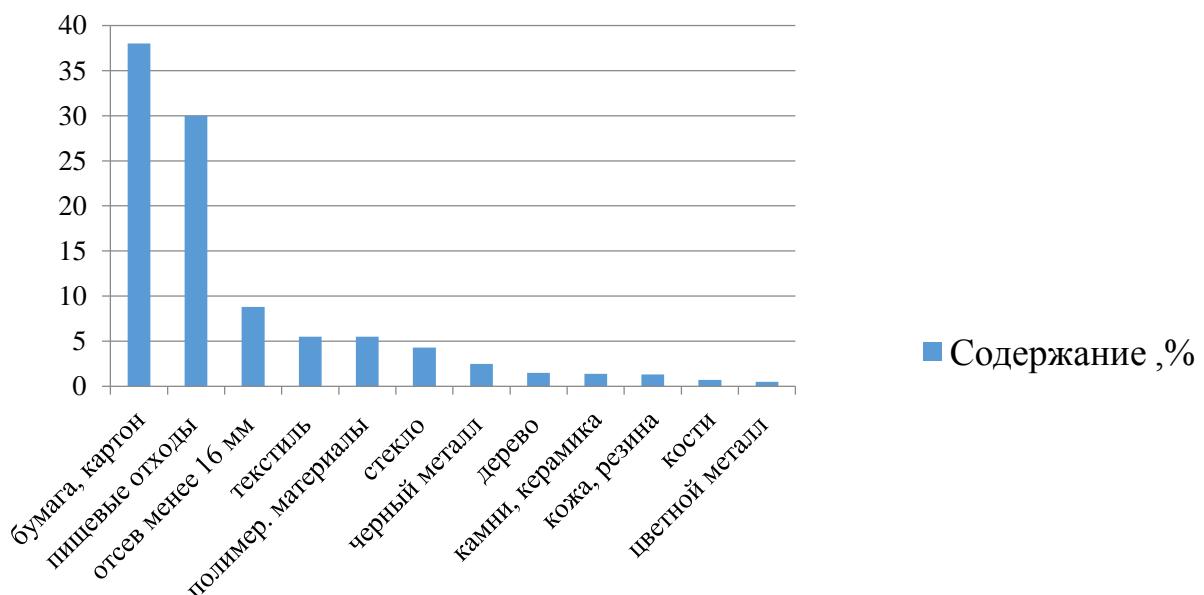


Рисунок 2. Процентное содержание ТБО

На рисунке 3 представлены сроки разложения ТБО в годах.

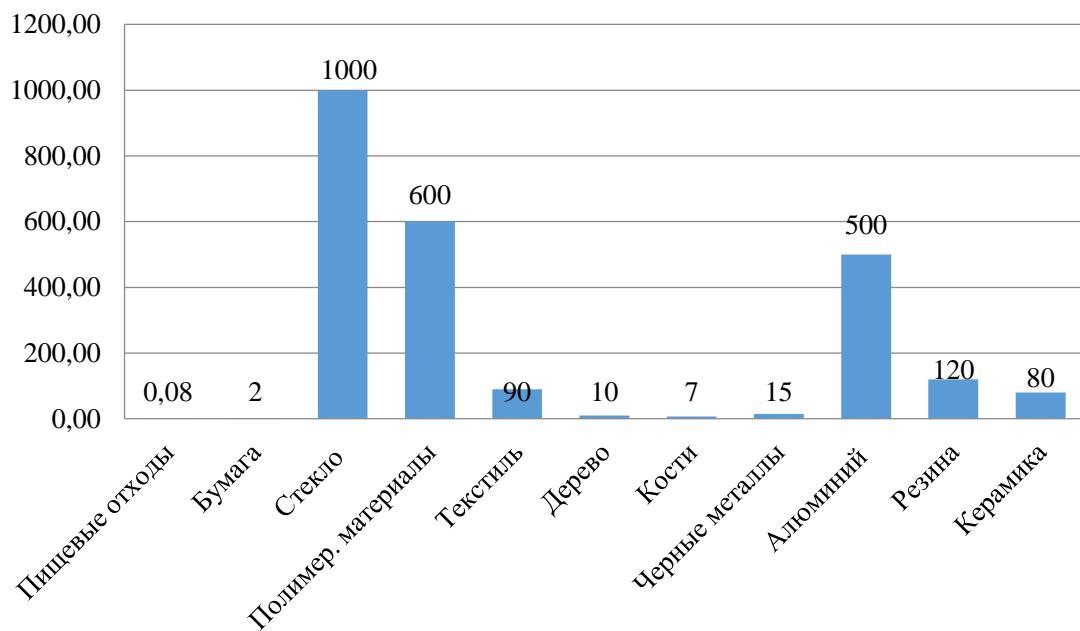


Рисунок 3. Сроки разложения ТБО

Из представленных графиков видно, что с каждым годом увеличивается количество отходов. Преобладающим видом отходов является бумага. Дольше всего разлагается стекло. Органические отходы преобладают, что говорит о большом выделение газов при разложении.

Библиографический список

1. Химическая жизнь мусора. – Текст : электронный // N+1 : интернет-издание. – 2018. – 22 мар. – URL: https://nplus1-ru.cdn.ampproject.org/v/s/nplus1.ru/material/2018/03/22/landfill-gases/amp?amp_gsa=1&_js_v=a9&usqp=mq331AQKKAQArABPIACAw%3D%3D#amp_tf=Источник%3A%20%251%24s&aoh=16769624583188&referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com&share=https%3A%2F%2Fnplus1.ru%2Fmaterial%2F2018%2F03%2F22%2Flandfill-gases (дата обращения: 05.03.2023).
2. Рекомендации по расчету биогаза и выбору систем дегазации на полигонах захоронения твердых бытовых отходов. – Текст : электронный. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293784/4293784075.pdf?ysclid=levoux0i8a532484589> (дата обращения: 05.03.2023).
3. Афонин, К. В. Переработка отходов селитебных территорий с целью получения вторичных энергетических и материальных ресурсов / К. В. Афонин, Т. С. Жилина, А. А. Загорская. – Текст : непосредственный // Вестник Инженерной школы Дальневосточного федерального университета. – 2017. – № 4 (33). – С. 65-73.

Научный руководитель: Жилина Т. С., кандидат технических наук, доцент.

Анализ причин пожаров и загрязнения окружающей среды на объектах нефтедобычи

Замиралов А. Н.

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Нефтегазовая промышленность важнейшая отрасль в экономической составляющей целой страны. Бесперебойное и безопасное функционирование данной системы позволяет обеспечить весомый вклад в промышленную структуру регионального значения. Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является одним из главных субъектов добычи нефти в России, именно поэтому главной задачей для региона является безопасные и наиболее безвредные возможности реализации работ по нефтедобыче.

Главной проблемой для нефтегазовых комплексов являются технические аварии и чрезвычайные происшествия. Ввиду того что добыча нефти реализуется через обширную взаимосвязанную систему нескольких отделений (комплексов) таких как: административные здания, производственные здания, трансформаторные станции, резервуары вертикальные стальные (РВС), производственные установки и т. д. безопасная работа на них зависит от многих факторов (состояние оборудования, природные явления, психофизическое состояние сотрудников и т. п.). В свою очередь авария в данных отделениях несет негативный характер для окружающей среды и работников предприятия и значительный экономический ущерб.

Нефтедобыча, основное направление в нефтегазовом комплексе, связана с добывчей, хранением и транспортировкой веществ обладающих рядом специфических свойств (взрывоопасность, токсичность, пожароопасность), последствие от которых негативно сказываются на здоровье работников отрасли и состояния окружающей среды. Крайне опасное явление при добывче нефти при ее свойствах является пожар. Пожар – это неконтролируемый процесс горения вне специального очага, возникший непроприциально или по злому умыслу, в ходе которого выделяются тепло и дым, а также который сопровождается материальным ущербом и угрожает здоровью или жизни людей [1].

Пожары в нефтедобывающей отрасли бывают следующих видов. Пожары на стандартно функционирующих резервуарах (без нарушения технологических регламентов):

- пожары от атмосферного электричества;
- пожары, происходящие при отборе проб;
- пожары от создания локальных зон с взрывоопасной концентрацией на территории резервуарных парков;
- пожары от самовозгорания пирофорных отложений.

При проведении ремонтных и подготовительных работ происходит около 35 % зарегистрированных пожаров [2].

Наиболее частыми местами возникновения пожара на предприятии нефтедобычи является производственные установки и резервуары хранения. В свою очередь наиболее распространенными причинами возникновения пожаров являются износ производственного оборудования и нарушение технологического регламента процесса производства [3].

Согласно статистическим данным с 2011 по 2020 гг. на резервуарных (товарных) парках нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре зафиксировано 149 пожаров из них наибольший процент приходится на пожары на резервуарах с бензином (53,8 %), далее идет резервуары с сырой нефтью (32, %) и резервуары с иными нефтепродуктами (13,8 %) (рисунок 1) [4].

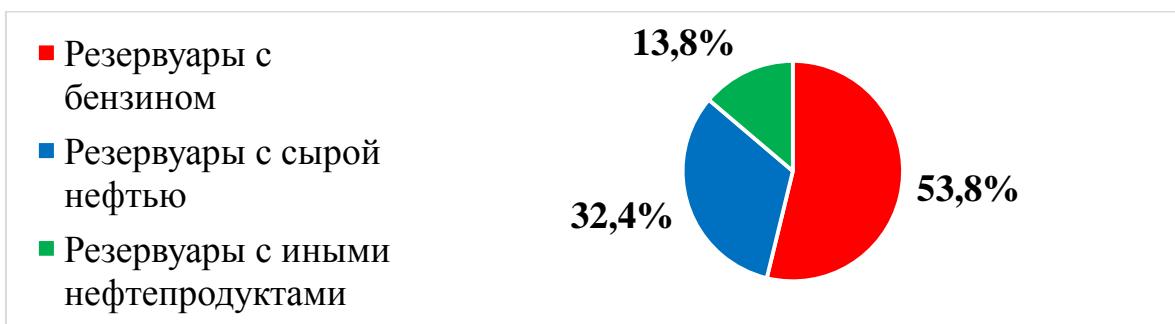


Рисунок 1. Количество возникших пожаров по типам хранимых продуктов от общего процента за период 2011–2020 гг.

Пожар является трудно преодолимым происшествием, особенно для нефтедобывающего предприятия ввиду того, что нефть принадлежит к классу жидких минеральных смол и представляет собой смесь различных углеводородов и их производных. Чем больше в молекуле углеводорода содержится углеродных атомов, тем она сложнее, крупнее и тяжелее. При нормальных условиях углеводороды могут быть газообразными, жидкими или твердыми, но в составе нефти газообразные и твердые вещества находятся в растворенном состоянии, и в целом представляет собой жидкость. Именно поэтому нефть является быстровоспламеняющейся жидкостью с затрудненным тушением [5].

В случаях, когда причину аварии [5] не удалось предотвратить на этапе проектирования нефтяного месторождения необходимо обеспечить четкий контроль за функционированием системы нефтедобычи, а для предотвращения гибели работников необходимо соблюдать специфические требования.

Обеспечение безопасности сотрудников и работников организации является основным направлением в реализации работы самого предприятия. Безопасность на предприятии залог качественного функционирования системы. Для организации безопасной работы с нефтью, для уменьшения прямого контакта обслуживающего персонала нефтедобычи, а также для проведения комплексных мероприятий с целью предотвращения пожаров

и других происшествий необходимо знать совокупность опасных для жизнедеятельности свойств индивидуальных веществ, промежуточных и конечных продуктов добычи и переработки нефти [6].

Для окружающей среды аварии на объектах нефтяной промышленности часто характеризуются разливом нефти, который представляет особую опасность в виде высыхания древостоя, нарушению почвенно-растительного покрова в местах концентрации нефти [7]. В случаях, когда разлитая нефть уже загорелась и образовался пожар возникает большое выделение ядовитого дыма которой главным образом состоит из CO₂, разрушающий озоновый слой, кроме того, выделяемые газы могут нанести вред окружающей растительности.

Таким образом нужно понимать, что нефтяная промышленность как отрасль производства сложный структурированный процесс с специфичной структурой. Главной опасностью для данной отрасли является неконтролируемый пожар, который помимо гибели людей и большого вреда окружающей среде имеет большой экономический ущерб, который складывается из ключевых компонентов прямого и косвенного ущерба. Основными причинами возникновения пожаров являются износ оборудования, несмотря на это стоит помнить, что возникает пожар по нескольким причинам, сложенным в совокупности, а не по отдельности каждой. Главной задачей в борьбе с ущербом и негативными происшествиями от пожаров на объектах нефтедобычи является обеспечение безопасности сотрудников, которая реализуется в своевременном контроле над состоянием оборудования нефтедобычи и состоянием резервуаров хранения, что в свою очередь реализуется через управленческие решения организаций.

Библиографический список

1. МЧС России : сайт. – URL: <https://60.mchs.gov.ru> (дата обращения: 15.03.2023). – Текст : электронный.
2. Карнаков, С. С. Экономические потери от пожаров в нефтедобывающей промышленности / С. С. Карнаков, М. В. Коврижин, М. Ю. Бирюлев. – Текст : непосредственный // Пожарная безопасность : современные вызовы. Проблемы и пути решения : материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Санкт-Петербург, 2022. – С. 185-187.
3. Мальцев, А. В. Анализ причин возникновения пожаров на объектах нефтеперерабатывающей промышленности / А. В. Мальцев, Д. В. Зубков, А. М. Хайтул. – Текст : непосредственный // Пожарная безопасность : проблемы и перспективы. – 2017. – № 8. – С. 278-280.
4. Завьялов, Н. В. Статистика пожаров, произошедших на линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС), резервуарных (товарных) парках в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре с 2011-2020 года / Н. В. Завьялов, М. Р. Шавалеев. – Текст : непосредственный // Инновации. Наука. Образование. – 2021 – № 48. – С. 1754-1757.

5. Бушнев, Г. В. Проблемы пожарной и экологической безопасности при аварийных разливах нефти / Г. В. Бушнев, Е. Н. Кадочникова. – Текст : непосредственный // Сервис безопасности в России : опыт, проблемы, перспективы. Арктика – регион стратегических интересов : правовая политика и современные технологии обеспечения безопасности в Арктическом регионе : материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Санкт-Петербург, 2016. – С. 187-190.

6. Охрана окружающей среды в нефтепереработке : учебно-методическое пособие для студентов обучающихся по специальности 25.04.00 «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов» / СГУ ; сост.: Р. И. Кузьмина [и др.]. – Саратов : СГУ, 2007. – 128 с. – Текст : непосредственный.

7. Перминов, В. В. Нефтегазовые районы таежной зоны Западной Сибири : мониторинг горимости лесов и современное состояние охраны лесов от пожаров / В. В. Перминов, Д. П. Касымов. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2022. – № 6 (309). – С. 57-62.

Влияние внесения доломитовой муки на изменение солевого состава бурового шлама

Зимнухова А. Е., Тарасова С. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Буровой шлам представляет собой отход производства III-V класса опасности, образующийся в процессе бурения нефтяных скважин. Данные отходы имеют специфичный физико-химический состав из-за используемых материалов и химических реагентов (буровых растворов), а также геологических структур, проходимых в процессе строительства скважин.

Буровой шлам фактически является разрушенной горной породой, вынесенной на дневную поверхность, и имеет гранулометрический состав с высоким содержанием физической глины, в частности фракций пыли мелкой и илистой. Данные фракции характеризуются высокой поглотительной способностью веществ из применяемых буровых растворов, что как следствие влияет на токсикологические свойства отходов бурения [1].

С целью снижения токсикологических свойств буровых шламов необходимо осуществлять изменения химического состава, путем внесения химических реагентов – мелиорантов [2].

В качестве мелиоранта была выбрана доломитовая мука в объемных долях внесения 3 %, 5 %, 7 %, 10 %, 15 %, 20 % в буровой шлам. Результаты изменения солевого состава бурового шлама представлены на рисунке 1.

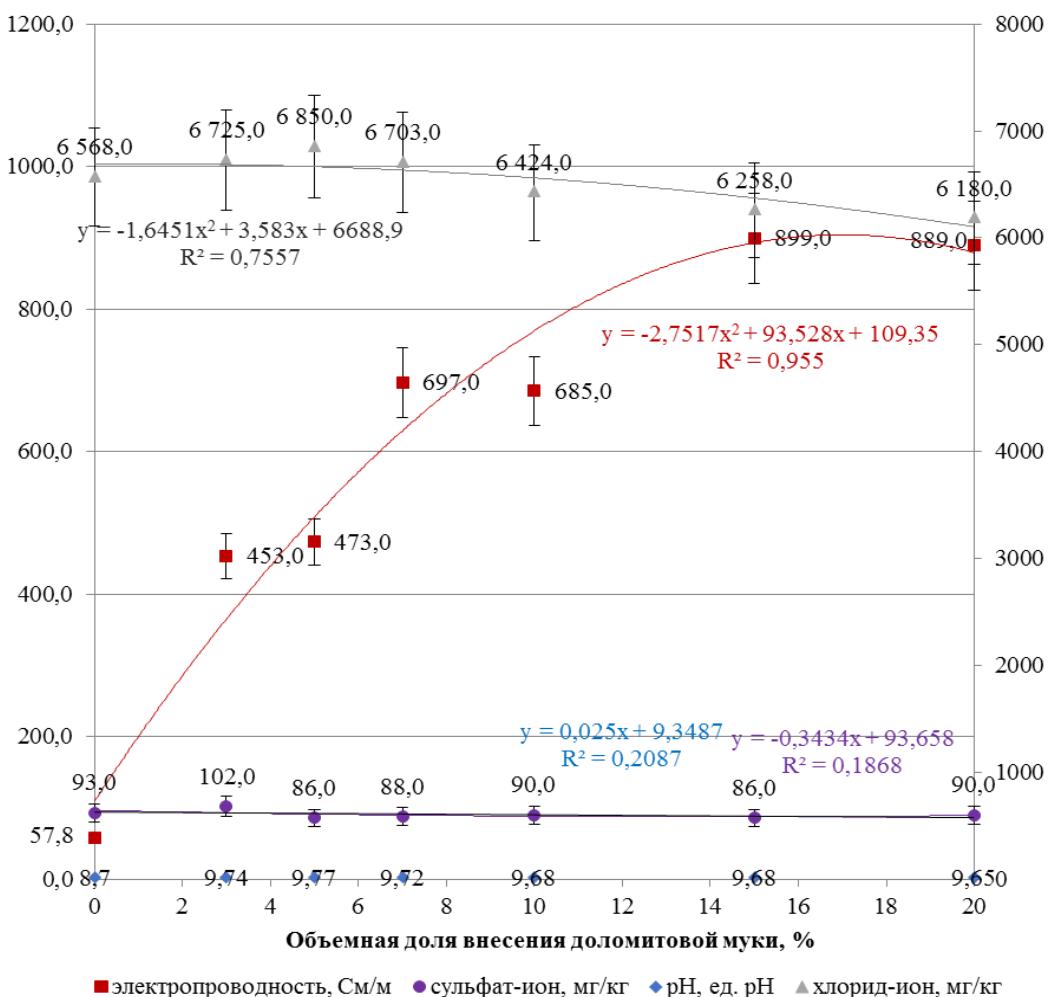


Рисунок 1. Изменение солевого состава бурового шлама при внесении доломитовой муки

Исследования влияния доломитовой муки как мелиоранта при внесении в буровой шлам показали следующие зависимости определяемых показателей: при увеличении объемной доли внесения происходит смещение реакции среды в щелочную сторону с увеличением до 9,77 ед. pH, концентрация хлорид-ионов увеличивалась до 1,04 раза по отношению к контрольному образцу, у сульфат-ионов отмечался обратный эффект со снижением до 1,1 раза, возрастание электропроводности наблюдалось на уровне более чем в 7,8 раз, что является свидетельством перевода части солей в водорастворимую форму.

Высокий уровень связи между объемной долей внесения мелиоранта и значений электропроводности подтверждает корреляционная зависимость – прямая сильная связь 0,9.

Библиографический список

1. Тарасова, С. С. Исследования токсичности буровых шламов и возможности их утилизации / С. С. Тарасова, Е. В. Гаевая. – Текст : непосред-

ственний // Проблемы региональной экологии. – Москва, 2021. – № 3. – С. 75-79.

2. Эффективность влияния коагулянтов на физические свойства буровых шламов / Л. Н. Скипин, Д. Л. Скипин, В. С. Петухова, И. Н. Кустышева. – Текст : непосредственный // Вестник Кемеровского государственного университета. – 2015. – № 4–3 (64). – С. 88-92.

Исследование влияния мелиорантов на водно-физические свойства бурового шлама

Зимнухова А. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Буровые шламы являются многотоннажным отходом добычи углеводородного сырья, который преимущественно размещается в шламовых амбара и подлежит захоронению. При этом данный вид отхода обладает отрицательными физическими и химическими свойствами, такими как высокое содержание хлоридов, повышенная щелочность, заплываемость, неоднородность, низкая аэрация, низкая фильтрационная способность [1]. Это приводит к выводу земель из использования на многие годы, а в северных климатических условиях – на десятилетия [2].

В соответствии с гранулометрическим составом [3], буровой шлам содержит большое количество глинистых частиц, которые выступают водоупором. В связи с этим улучшение водно-физических свойств является важнейшей задачей при разработке методов эффективного обращения с буровым шламом.

Целью исследования является подбор оптимального состава реагента (мелиоранта) для улучшения водно-физических свойств бурового шлама.

Объектом исследования является буровой шлам, отобранный на Нивагальском месторождении ХМАО – Югры, предметом – фильтрационная способность бурового шлама при внесении мелиорантов.

Исследование влияния мелиорантов на фильтрационную способность бурового шлама выполнялось с использованием устройства осевого нагружения кинематического ГТ 2.0.5 через определение коэффициента консолидации.

В качестве мелиорантов были выбраны негашеная известь, карналлит, фосфогипс, диатомит. Доля внесения по массе составила 1,25, 2,5 и 5 %. Для смешивания был использован остаток с сита с размером ячейки 0,25 мм. Нагружение бурового шлама с реагентом происходило ступенчато: первая ступень – 50 кПа, вторая – 100 кПа, в течение 12 часов каждая. На обеих ступенях достигалось состояние стабилизации, т. е. при данной нагрузке деформации прекращались. Опыты выполнены в трехкратной повторности. По данным каждого испытания были построены и обработаны консолидационные кривые в соответствии с ГОСТ 12248.4-2020 [4].

Диаграмма с результатами исследования представлена на рисунке 1. По результатам исследования установлено, что наилучшая фильтрационная способность достигается при добавлении 1,25 % негашеной извести и составляет $K_f = 0,0065$ м/сут., что в 4,6 раза больше исходного значения ($K_f = 0,0014$ м/сут.). Помимо этого, следует отметить положительное влияние добавления карналлита в отношении 1,25 % ($K_f = 0,0064$ м/сут.).

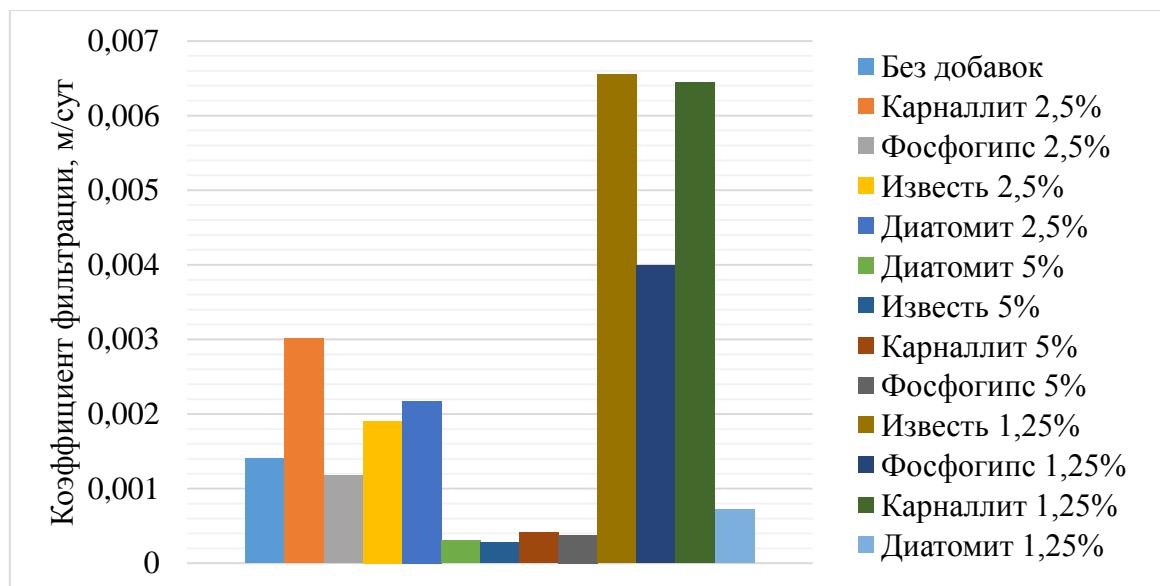


Рисунок 1. Диаграмма влияния реагентов на коэффициент фильтрации

Наихудшая фильтрационная способность выявлена при добавлении 5 % негашеной извести со значением $K_f = 0,00028$ м/сут., что в 5 раз ниже исходного значения. Также негативное влияние на фильтрационную способность оказывают все реагенты при добавлении 5 % по массе.

Библиографический список

- Пичугин, Е. А. Оценка воздействия бурового шлама на окружающую природную среду / Е. А. Пичугин. – Текст : непосредственный // Молодой учёный. – 2013. – № 9. – С. 122-123.
- Назаров, А. В. Влияние нефтяного загрязнения почвы на растения / А. В. Назаров. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского университета. – 2007. – № 5 (10). – С. 134-141.
- Плотникова, А. Е. Определение коэффициента фильтрации бурового шлама с высокой концентрацией солей / А. Е. Плотникова, М. А. Зимнухов, О. Ш. Белявская. – Текст : непосредственный // Балтийский морской форум : VII Международный Балтийский морской форум. Калининград, 07–12 окт. 2019 г. – Калининград, 2019. – С. 344-349.
- ГОСТ 12248.4-2020. Грунты. Определение характеристик деформируемости методом компрессионного сжатия : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального

агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 октября 2020 г. № 824-ст : взамен ГОСТ 12248-2010 : дата введ. 2021-06-01 / разработан НИИОСП им. Н. М. Герсеванова АО «НИЦ «Строительство»». – Москва : Стандартинформ, 2020. – 19 с. – Текст : непосредственный.

Анализ поражения электрическим током при работе с электрооборудованием

Игнатченко С. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В области охраны труда опасность обычно определяется как любой потенциальный источник, который может нанести ущерб или оказать неблагоприятное воздействие на здоровье работника [1]. Производственные объекты оснащены множеством электрических приборов.

Контакт с электрическим током может оказывать негативное воздействие на организм человека. Электрическая цепь в организме человека может быть разряжена, что приводит к повреждению органов и их выходу из строя. Взрыв от электрооборудования может привести к ожогу, перфорации барабанной перепонки и множественным травмам [2]. Контакт между человеком и током или взрывом происходит при наличии дефекта в устройстве, такого как изношенный электрический шнур, поврежденная вилка, поврежденные провода и отсутствующий штырь [3]. Кроме того, небезопасные действия работников также повышают риск несчастного случая с электрическим током, такие как удерживание провода, многочисленные удлинители и отсоединение электрического провода.

Практикуя меры по электробезопасности и профилактике, организация получает ряд преимуществ. Меры по предотвращению поражения электрическим током гарантируют безопасность работников или сводят к минимуму риск несчастного случая с электрическим током.

Травма в результате несчастного случая с электрическим током может привести к серьезным осложнениям и смерти. Некоторые могут даже получить инвалидность, требующую долгосрочной медицинской поддержки. Надлежащий уход за этими приборами время от времени обеспечит хорошее состояние и функционирование в течение длительного времени.

Электрический ток при контакте может вызвать значительный дефект в организме человека. Постэффект зависит от величины энергии, сопротивления, типа тока (переменный ток или постоянный ток), пути прохождения тока и продолжительности воздействия [3]. Как правило, высокое напряжение превышает 1000 В, а низкое – менее 1000 В. Физиологически известно, что переменный ток гораздо более опасен, чем постоянный ток [2]. Переменный ток вызывает тетаническое сокращение мышц. Следовательно, это увеличивает продолжительность и интенсивность

электрического тока. Жертва испытает остановку дыхания из-за тетании диафрагмы и межреберных мышц. Впоследствии частая подача тока распространится на миокард и прервет сердечный цикл, провоцируя фибрилляцию желудочков, опасное для жизни состояние. С другой стороны, постоянный ток включает в себя однократное сильное сокращение мышц и отталкивание жертвы от источника. Сложность зависит от напряжения, которое было подвергнуто воздействию. Более высокое напряжение связано с более значительной смертностью и заболеваемостью. Кроме того, текущий путь также играет определенную роль в задействованном органе. Если ток проходит через голову или грудной орган, состояние может привести к летальному исходу. Травма головного мозга или припадок могут привести к остановке дыхания и параличу. Между тем, трансторакальные токи стимулируют сердечную аритмию, прямое повреждение сердца и остановку дыхания. При локальном повреждении тканей, таких как мышцы, сухожилия и кожа, развивается отек тканей. Кроме того, это состояние приведет к сжатию сосудистого и нервного снабжения органа, известному как компартмент-синдром.

Таким образом, опасность поражения электрическим током является серьезной угрозой, которая требует постоянной оценки и улучшения. Системы оценки на рабочем месте и медицинского наблюдения часто упускаются из виду, сотрудники не соблюдают необходимые меры, которые были проинструктированы на рабочем месте. Это объясняется недостатком знаний о безопасности и гигиене труда и недостаточной осведомленностью о их важности. Последствия пренебрежения могут привести низкому качеству работы, а также могут привести к инвалидности и ухудшению состояния здоровья. Работодатели должны проводить оценку рабочего места, чтобы улучшить общее состояние здоровья всех работников, что приведет к повышению производительности.

Библиографический список

1. Сивков, Ю. В. Электробезопасность на предприятии ОАО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» / Ю. В. Сивков, А. В. Зыга. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири : материалы междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2013. – Т. 3. – С. 86-89.
2. Калиничева, О. А. Основы электробезопасности в электроэнергетике : учебное пособие / О. А. Калиничева. – Архангельск : С(А)ФУ, 2015. – 126 с. – Текст : непосредственный.
3. Беляков, Г. И. Безопасность жизнедеятельности. Охрана труда : учебник для академического бакалавриата / Г. И. Беляков. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Юрайт, 2015. – 572 с. – Текст : непосредственный.

Анализ рисков при строительстве и эксплуатации проектов трубопроводов

Каримов А. Ш.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для эффективного управления рисками классификация рисков имеет первостепенное значение. К настоящему времени было сделано много видов классификаций. В целом, риски, связанные с трубопроводными проектами, могут быть классифицированы следующим образом:

- риск во время строительства;
- риск во время эксплуатации.

Тип и причины риска в каждом классе различны. Риски во время строительства подвержены влиянию времени. Как правило, они связаны с выполнением рабочих процессов, наличием материалов, рабочей силой, финансами (бюджетом), временными рамками, случайными, юридическими и экологическими факторами. Однако в процессе эксплуатации риски немного отличаются, при этом акцент делается на том, чтобы избежать этих факторов, препятствующих безопасной и бесперебойной эксплуатации трубопровода. Обычно в мегапроектах, таких как магистральные трубопроводы по пересеченной местности, инвестиционный риск считается наиболее важным, за ним следует риск безопасности. Более точно, риски при строительстве и эксплуатации нефте- и газопроводов можно разделить на следующие категории [1]:

- социально-экономический риск;
- технический риск;
- организационный риск;
- риск стихийных бедствий;
- финансовый риск (инвестиционный риск);
- риск для окружающей среды.

Риски, связанные с технологическими проблемами, знакомы специалистам по проектированию и конструированию, которые в определенной степени контролируют эту категорию. Однако из-за стремительного развития новых технологий, которые ставят новые проблемы перед проектировщиками и конструкторами, технологический риск во многих случаях стал выше. Определенные проектные допущения, которые хорошо служили профессиям в прошлом, могут устареть в настоящее время. Условия на строительной площадке, особенно подземные условия, которые всегда представляют некоторую степень неопределенности, могут создать еще большую степень неопределенности во время строительства. Для преодоления этого риска необходим технологический прогресс.

Риски, связанные с организацией и организационными отношениями, могут показаться ненужными, но они вполне реальны. Между различными организациями, участвующими в процессе проектирования/строительства,

могут сложиться напряженные отношения. Когда возникают проблемы, обсуждения часто сосредотачиваются на обязанностях, а не на потребностях проекта, в то время как основное внимание должно быть уделено решению проблем. Этот барьер для коммуникации является результатом непродуманного представления о том, что неопределенности, возникающие в результате технологических проблем, могут быть устранины соответствующими условиями контракта. Конечным результатом стало увеличение стоимости построенных объектов [2].

Природные катастрофические риски – это те, которые не поддаются контролю. Обычно они могут произойти в любое время и в любом месте. Землетрясения, наводнения, ураганы являются распространенными примерами этих рисков. Однако, в связи с развитием науки и техники в области имитационного моделирования, статистики, геологических изысканий, исследования недр различными методами привели к разработке таких методов, которые могут не только количественно оценить частоту возникновения такого явления в конкретном регионе, но и их воздействие и разрушение.

Трубопроводы – это мегапроект. Для завершения строительства и безопасной эксплуатации трубопроводов требуется значительное финансирование. Инвестиции всегда были главным риском в строительном проекте из-за участия многих сторон. Но, особенно для международного трубопроводного проекта, это всегда сопряжено с риском окупаемости и компромисса из-за двусторонних и дипломатических отношений.

В более широком смысле риски безопасности включают факторы, обусловленные тем, что потеря или повреждение ресурсов (рабочей силы, оборудования и финансовых ресурсов) или объектов (трубопровода, пересечения трубопроводов, газокомпрессорной станции) может произойти на этапе строительства или эксплуатации трубопровода. Очень часто потеря рабочего времени, оборудования и рабочей силы происходит из-за несчастного случая на стороне из-за халатности какого-либо работника. Эти риски связаны со всеми действиями (авария, неисправность и т. д.), из-за которых может произойти потеря ресурсов и производительности трубопровода. Эти риски с большей вероятностью возникнут на этапе эксплуатации, однако они могут возникать и на стадии строительства. Чтобы учесть эти риски, политика в области охраны труда должна быть усиlena таким образом, чтобы свести к минимуму несчастные случаи на стройплощадке и за ее пределами во время строительства.

Как правило, анализ рисков и управление ими не применялись в строительной отрасли и особенно в трубопроводных проектах. Это сравнительно новая область для трубопроводных проектов, которая быстро развивается. Стратегия управления рисками основана на результатах анализа рисков для конкретного проекта. Для эффективного анализа рисков и управления ими очень важно тщательно идентифицировать риски, чтобы не осталось ни одного важного фактора, который может негативно повлиять на проект.

Реестр рисков может быть получен из процедуры управления рисками, который представляет собой документ, содержащий результаты качественного и количественного анализа рисков. На основе анализа рисков устанавливается стратегия их снижения, которая также приводится в реестре. Таким образом, в реестре рисков представлена вся соответствующая информация об идентифицированных рисках, включая описание, категорию, причину, вероятность возникновения, воздействие (воздействия), номер риска и возможную стратегию, установленную для каждого риска. Вероятность возникновения риска «Р» оказывается функцией продолжительности проекта «Т» как на этапе строительства, так и на этапе эксплуатации. Однако интенсивность разрушения или воздействия зависит от внутренней и внешней среды предприятия [3].

Оценка технологического риска трубопровода используется для всесторонней оценки внутренних и внешних факторов, влияющих на отказ трубопровода, и серьезности последствий отказа, что позволяет определить уровень риска для каждого сегмента в качестве основы для работ по техническому обслуживанию. Последствия отказа трубопровода сложны и неопределенны. Анализ дерева событий может быть использован для сортировки всех возможных последствий отказов трубопроводов, установления основных причин аварий и обеспечения надежной основы для определения мер безопасности для достижения цели прогнозирования и предотвращения аварий. Существует два типа отказов трубопроводов, трещины и перфорации, и эти две формы отказа могут привести к утечке. Чтобы оценить вероятность наступления главного события, должны быть известны вероятности наступления всех базовых событий. Определение вероятностей возникновения основных событий может ссылаться на исторические данные об отказах.

Библиографический список

1. Организация строительного производства : учебник для вузов / Т. Н. Цай, П. Г. Грабовый, В. А. Большаков [и др.]. – Москва : АСВ, 2019. – 432 с. – Текст : непосредственный.
2. Бобрицкий, Н. В. Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности / Н. В. Бобрицкий, Г. Н. Курепин. – Москва : Недра, 1983. – 223 с. – Текст : непосредственный.
3. Особенности строительства объектов в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири / В. В. Ремизов, А. Ф. Шаповал, Б. В. Моисеев, Б. Г. Аксенов. – Москва : Недра, 2002. – 380 с. – Текст : непосредственный.

Анализ производственной безопасности на объектах нефтепроводов

Карманова В. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефть и природный газ являются наиболее используемыми источниками энергии в мире, на их долю приходится 57,5 % мирового потребления первичной энергии. Трубопроводы являются важнейшей инфраструктурой для транспортировки нефти и природного газа, соединяющей районы добычи с нефтеперерабатывающими заводами, химическими заводами, домашними потребителями и потребностями бизнеса. Это крупнейшая трубопроводная сеть в мире.

Однако нефть и природный газ являются легковоспламеняющимися и взрывоопасными веществами, обычно доставляемыми в условиях высокой температуры и высокого давления по трубопроводным сетям. В результате вероятны крупные аварии, такие как пожар, взрыв и выброс токсичных веществ происходить на нефе- и газопроводах, приводя к человеческим жертвам, экономическим потерям и экологическим. Кроме того, нефе- и газопроводы могут быть повреждены в результате стихийных бедствий, таких как землетрясения, наводнения и молнии, что приводит к потенциальным неблагоприятным вторичным последствиям для населения, окружающей среды или самой промышленной деятельности [1].

Исследование безопасности процессов можно разделить на шесть частей: вопросы технической безопасности, человеческие ошибки/человеческие факторы, ориентация руководства на охрану труда, системы управления безопасностью, культура безопасности и управление знаниями/ безопасность коммуникаций. Для защиты нефе- и газопроводов было предпринято много попыток в области технической безопасности, таких как оценка риска аварий, оценка риска коррозии, сейсмическая уязвимость) и оценка риска безопасности. Кроме того, исследовательскую работу по нетехническим вопросам безопасности (например человеческая ошибка, ориентация руководства на охрану труда и культуру безопасности) также можно найти в литературе. Однако, насколько известно авторам, в литературе невозможно найти систематический обзор исследований в области охраны труда, связанных с нефе- и газопроводами [2].

Самый высокий риск аварий на трубопроводах связан с продольными повреждениями. Они могут возникать при образовании кармана агрессивного газа или гильотиновых разрывов как на базовой части трубы, так и в зоне сварочных соединений. Поэтому потеря целостности трубопровода рассматривается как наиболее частое инициирующее событие, которое вызывает выброс опасного вещества в окружающую среду. Режим потери целостности трубопровода влияет на типы утечек. Если площадь слива невелика, наблюдается относительно длительный отток жидкости через отверстие. С другой стороны, если повреждение целостности тру-

бопровода является значительным, значительные объемы опасного вещества немедленно попадают в окружающую среду [3].

Типичные сценарии разрушения трубопровода могут включать:

- образование стойкого загрязнения окружающей среды из-за выброса нефти из поврежденного трубопровода;
- пожар в нефтяном бассейне, вызывающий тепловое воздействие на окружающую среду, материальные объекты и людей;
- взрыв топливовоздушной смеси;
- распространение облаков взрывоопасной топливовоздушной смеси с ветром и возможный взрыв.

Нефте- и газопроводы обычно залегают в земле на большой территории и сталкиваются с проблемами, вызванными сложной геологией и суровыми природными условиями. Следовательно, трубопровод неизбежно будет поврежден внешним воздействием, коррозией или другими проблемами в процессе эксплуатации.

Оценка риска аварии на нефтепроводе предполагает изучение различных типов сценариев, которые вызваны природными и техногенными причинами. Однако некоторые факторы могут способствовать возникновению аварии, а именно потеря целостности трубопровода или увеличение ущерба. Эти факторы являются средними годовые перепады температуры воздуха, высокий уровень снежного покрова зимой, прохождение трубопровода через водные объекты.

Классификация наборов индикаторов риска основана на повреждении имущества трубопровода, таком как коррозия стали и трещины. Риски вызваны внешними факторами, такими как стихийные бедствия и ущерб, причиненный третьими лицами, а также рисками, вызванными неправильной эксплуатацией и управлением, такими как управление безопасностью и неправильное рабочее поведение. Коррозия является основной формой повреждения трубопроводов. Коррозию трубопровода можно разделить на внутреннюю коррозию и внешнюю коррозию. Внешняя коррозия вызывается внешними средами, такими как почва и атмосфера, а внутренняя коррозия вызывается передающими средами. Естественные силы – это силы природных факторов. Например, оползень вызовет смещение и растрескивание трубопроводов. Однако стихийные бедствия, вызванные природными силами, обычно носят спорадический характер и требуют тщательного контроля за безопасностью.

Управление безопасностью включает в себя управленческие меры, принимаемые для поддержания безопасной эксплуатации во время эксплуатации трубопровода. Ущерб, причиненный третьей стороной, – это ущерб вызванный действиями третьих лиц на трубопроводах. Например, из-за нечеткой разметки грунта трубопровод может оказаться обнаженным из-за неправильной выемки грунта, и это увеличит риск повреждения. Неправильное выполнение работ во время эксплуатации трубопровода приведет

к повреждению трубопровода. Например, неправильный расчет давления подачи приведет к деформации трубопровода. Неправильное поведение при работе вызвано многими причинами [4].

Необходимо уделять внимание деформации трубопровода и своевременно контролировать ее, а также проводить своевременное техническое обслуживание. Однако осведомленность об общественной безопасности, наземная деятельность и осведомленность об оперативной подготовке могут быть своевременно скорректированы и улучшены. Улучшив эти три показателя, можно значительно повысить безопасность трубопровода.

Другие показатели, влияющие на риск, соответствуют правилам техники безопасности и находятся в допустимом диапазоне безопасности. Однако с увеличением времени эксплуатации трубопровода ненадежность этих показателей будет возрастать, и это повлияет на общую безопасность. Следовательно, целевой мониторинг должен проводиться в соответствии с различными уровнями риска. В частности, необходимо отметить, что влияние риска неправильной эксплуатации на безопасность трубопровода поддается контролю, что требует более строгого контроля.

Библиографический список

1. Лучкин, Н. А. Автоматизация мониторинга технологических данных газоко- мпрессорной станции / Н. А. Лучкин, Ш. М. Бигушев. – Текст : непосредственный // Сборник материалов III Всероссийской молодежной научно-технической конференции. – Омск, 2016. – С. 160-164.
2. ГОСТ 22.0.02-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий : государственный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие Постановлением Госстандарта России от 22 декабря 1994 г. № 327 : введен впервые : дата введен. 22-12-94 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций с участием рабочей группы специалистов Технического комитета по стандартизации ТК 71 «Гражданская оборона, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций». – Москва : Госстандарт России : Издательство стандартов, 94. – 16 с. – Текст : непосредственный.
3. Попова, Н. В. Трубопроводный транспорт : учебное пособие / Н. В. Попова, Д. П. Чернова. – Москва : Наука и техника, 2006. – 157 с. – Текст : непосредственный.
4. Повышение надежности и эффективности технологического режима сети нефтесбора / А. Н. Смирнов, С. Ю. Подорожников, Ю. Д. Земенков, А. Н. Шиповалов // Трубопроводный транспорт : теория и практика. – 2011. – № 1 (23). – С. 27-29.

Анализ аварий, вызванных человеческим фактором в нефтегазовой отрасли

Конченов Т. Б.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В нефтегазовой отрасли человеческий фактор был определен как наиболее распространенные причины катастрофических аварий. Например, катастрофа в 1988 году привела к гибели 167 человек и полному разрушению морской платформы. Выброс в 2010 году – один из крупнейших разливов нефти, когда-либо зарегистрированных, – привел к гибели 11 человек и разливу более 4,5 миллионов баррелей сырой нефти в Мексиканском заливе США. Пожар на нефтеперерабатывающем заводе в Техасе в 2005 году привел к 15 смертельным случаям и 180 ранениям.

После расследований преобладающие причинно-следственные факторы, выявленные в каждом из этих инцидентов, были отнесены к человеческим ошибкам и эксплуатационным недостаткам. Возможно, большинство инструментов расследования несчастных случаев, используемых в отраслях с высоким риском, таких как нефтегазовая промышленность, не были достаточно надежными, чтобы ограничить возникновение аварий [1].

Разработана система анализа и классификации человеческих факторов. Эта структура моделировала модель швейцарского сыра, которая объясняла причинность несчастных случаев на активном и латентном уровнях, включая небезопасные действия (активные), предпосылки для небезопасных действий (латентные), небезопасный надзор (латентные) и организационные влияния (латентные). Эти активные и скрытые классификации несчастных случаев помогли сместить акцент с отдельных лиц на более системный подход к выявлению основных способствующих причин. Текущая структура этой модели полезна для анализа человеческих факторов, связанных с недостаточной компетентностью оператора, отказом оборудования, организационными сбоями, проблемами руководства безопасностью, отсутствием приверженности руководства и низкой культурой безопасности.

Отчет Международной ассоциации производителей нефти и газа по ключевым показателям эффективности показывает ошеломляющую тенденцию несчастных случаев в нефтегазовой отрасли с 2007 года. Хотя количество несчастных случаев со смертельным исходом за последние годы резко сократилось, в 2015 году в 40 авариях было зарегистрировано 54 смертельных случая, а в 2016 году в 29 авариях было задокументировано 50 смертельных случаев. Таким образом, возникает вопрос о том, насколько надежны меры безопасности на нефтегазовых объектах.

Исследование Токарского показало, что более 30 % крупных аварий, произошедших в нефтегазовой отрасли, вызваны ненадлежащим техническим обслуживанием. Неисправности трубопроводов и выбросы химических веществ из-за плохого технического обслуживания являются преоб-

ладающими причинными факторами аварий в нефтяной промышленности. Не следует упускать из виду такие внешние факторы, как конструктивные недостатки, неисправности оборудования, стихийные бедствия. Основная причина, по которой продолжают происходить аварии на шельфе, связана с плохой сохранностью активов, а также неадекватной эксплуатационной дисциплиной и подготовкой персонала. Аварии могут быть стохастическими и непредсказуемыми по своей природе, причинные факторы большинства аварий в нефтегазовой отрасли, как правило, схожи. Возможной причиной этого является неспособность должным образом извлечь уроки из предыдущих аварий. Следовательно, интеграция человеческих причинно-следственных факторов с техническими факторами могла бы помочь в установлении коренных причин аварий. Недостаточная готовность к чрезвычайным ситуациям, небезопасная окружающая среда, физические возможности работников и плохая коммуникация – все это привело к человеческим и организационным сбоям в аварии. Некомпетентность не является единственным причинным фактором нефтяных и газовых аварий [2].

Таким образом, изучение энергетических аварий имеет долгую историю и отражает высокий риск энергетической безопасности в нефтегазовой отрасли. Аварии на объектах критической инфраструктуры могут привести к выбросу токсичных материалов, прерыванию бизнеса и некоторому замедлению экономического роста. Однако динамику зарегистрированных несчастных случаев еще предстоит лучше понять. Энергетические модели все еще, как правило, не позволяют глубоко исследовать экстремальные события и возникающие эндогенные явления, которые состоят из каскадных эффектов, усиливающих риск, наблюдаемых и уже смоделированных в других сложных системах [3].

Библиографический список

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : ПБ 08-624 : официальное издание : утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.20 : введ. в действие 01.01.21. – Москва : ЗАО НТЦИПБ, 2021. – 310 с. – Текст : непосредственный.
2. Глебова, Е. В. Основы промышленной безопасности / Е. В. Глебова, А. В. Коновалов. – Москва : РГУ нефти и газа, 2015. – 171 с. – Текст : непосредственный.
3. Хабибулин, Р. Ш. Методика формирования механизма принятия и реализации управлеченческих решений для предупреждения пожаров и взрывов на объектах нефтяной промышленности / Р. Ш. Хабибулин, Н. Ю. Зуев. – Текст : непосредственный // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2018) : материалы Одиннадцатой международной конференции, Москва, 1–3 октября 2018 г. / Институт проблем управления им. В. А. Трапезникова РАН. – Москва : ИПУ РАН, 2018. – С. 260-262.

Требования к системам видеофиксаций нарушений в области промышленной безопасности и охраны труда на предприятиях нефтегазового комплекса

Крикунов М. Ф.

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар

Предприятия нефтегазового комплекса ввиду наличия мощного оборудования, легковоспламеняющихся химических веществ и производственных процессов, способных причинить во время аварии ущерб, как здоровью непосредственно работников этих предприятий, так и окружающему населению, соседним предприятиям и окружающей среде относятся к категории опасных производственных объектов [1].

Согласно данным Федеральной службы государственной статистики, на предприятиях Российской Федерации по транспортировке нефти и нефтепродуктов трубопроводным транспортом в 2021 году наблюдался всплеск количества несчастных случаев по сравнению с двумя предыдущими годами (рисунок 1) [2]. Это свидетельствует о том, что несмотря на предпринимаемые руководством этих предприятий усилий по обеспечению безопасных условий труда на производственных площадках была и остается опасная для деятельности человека производственная среда.



Рисунок 1. Количество несчастных случаев на предприятиях трубопроводного транспорта за период 2015-2021 гг.

Законодательные органы Российской Федерации предпринимают меры по совершенствованию нормативной базы, обеспечивающей повышение уровня промышленной безопасности и охраны труда на предприятиях. Так, согласно новой редакции статьи 214 Трудового кодекса, с 1 марта 2022 года работодателям предоставлено право «использовать в целях контроля за безопасностью производства работы приборы, устройства, оборудование ..., обеспечива-

ющих дистанционную видео-, аудио- или иную фиксацию процессов производства работ, обеспечивать хранение полученной информации», а также «предоставлять дистанционный доступ к наблюдению за безопасным производством работ...» [3]. В этой связи видится перспективным внедрение на предприятиях по транспортировке нефти и нефтепродуктов систем видеонаблюдения с функцией видеоаналитики, основанной на нейросетях.

Система видеофиксации на производственной площадке по транспортировке нефти и нефтепродуктов включают следующие основные компоненты: видеокамеры, располагаемые на территории промышленного объекта и фиксирующие нарушение требований промышленной безопасности и охраны труда; сервер для приема/передачи и хранения информации, размещаемый в отдельном помещении; кабели электропитания видеокамер и передачи данных.

Видеокамеры будут эксплуатироваться на открытых производственных площадках в газоопасной среде с превышением ПДК по нефти и нефтепродуктам. Следовательно, оболочка видеокамер должна обеспечивать защиту от проникновения посторонних предметов и пыли, а также максимальную защиту от вредного воздействия воды. Требуемая классификация способа защиты – IP69, что обеспечивает полную защиту от проникновения, в т. ч. и пыли, а также защиту в условиях высокотемпературной мойки водой при высоком давлении.

Таким образом, корпус и электронные компоненты видеокамер должны соответствовать требованиям межгосударственных стандартов:

- ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;
- ГОСТ 30852.1-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка»;
- ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;
- ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);
- ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

Видеокамеры должны иметь волоконнооптический соединитель – разъем для быстрого механического соединения (разъединения) оптических волокон. Питание камер должно осуществляться от электрической сети постоянного напряжения 48 В. Видеокамеры должны иметь низкий процент потери угла обзора при максимальном приближении объекта.

Камеры устанавливаются на мачтах, которые должны удовлетворять ветряным нагрузкам для каждого конкретного региона. Мачты должны

иметь контур заземления и возможность подведения к ним кабелей электропитания и кабелей для передачи данных.

Система видеоаналитики должна применять технологию на основе обученных нейросетей для анализа видеопотока с камер видеонаблюдения и отслеживать события по заданным параметрам в онлайн-режиме. Система должна определять следующие нарушения:

- наличие СИЗ, а также правильность их применения работниками;
- факт появления человека в опасной зоне работы механизмов;
- последовательность действий оператора;
- курение в неподходящем месте;
- возгорание и задымление на ранних стадиях.

Система видеофиксации должна обладать следующим минимальным набором функциональных возможностей:

- 1) просмотр видео в режиме реального времени;
- 2) запись видео в архив по условию или по расписанию;
- 3) интеллектуальный поиск записей в архиве по набору фильтров;
- 4) возможность удаленного мониторинга параметров системы;
- 5) иерархическая настройка прав доступа;
- 6) выполнение действий по заданному условию.

Внедряемый продукт должен обеспечивать интеграцию между системами видеоуправления и видеоаналитики, а также возможность работы в составе комплексных систем контроля удаленного доступа и охранно-пожарной сигнализации.

Библиографический список

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021). – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения: 30.12.2022). – Текст : электронный.
2. Условия труда. – Текст : электронный // Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации : официальный сайт. – 2022. – URL: https://rosstat.gov.ru/working_conditions (дата обращения: 30.12.2022).
3. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации : федеральный закон № 311-ФЗ : [принят Государственной Думой 17 июня 2021 года : одобрен Советом Федерации 23 июня 2021 года]. – Москва, 2021. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_389002/. – Текст : электронный.

Научный руководитель: Алабьев В. Р., доктор технических наук, с. н. с.

Применение взрывозащищенной технологии внутренней безопасности в устройстве для хранения и транспортировки нефти

Кукушкина Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Процесс индустриализации нефтехимической промышленности постоянно интенсифицируется благодаря непрерывному и быстрому развитию национальной экономики так, что производство опасных химических веществ постоянно увеличивается и, следовательно, устройства для производства и хранения нефти становятся все более масштабными, образуя все больше и больше крупных опасных источников из-за химических устройств с высокой энергией и высокой токсичностью.

Возникновение и развитие науки с самого начала определялось производством. За исключением разработки искробезопасных опасных химических веществ, в последние десятилетия они постепенно устанавливались и развивались в соответствии с потребностями развития отраслей с высоким уровнем риска, таких как нефтехимическая промышленность. На основе существующих исследований в области технологий искробезопасности как в стране, так и за рубежом, ряд научно-исследовательских институтов и производителей устройств провели исследования в отношении присущих взрывозащищенным технологиям безопасности решений и соответствующего проектирования оборудования для устройств хранения и транспортировки нефти, включая исследования и разработку нового взрывозащищенного материала и устройства, исследование навыков обработки и технологии монтажа новых материалов, предложение стандарта технологии монтажа и спецификации конструкции для нового взрывозащищенного устройства, чтобы обеспечить основу решения для обеспечения безопасности хранения легковоспламеняющихся и взрывоопасных жидких (газообразных) опасных химических веществ. Эти обширные исследования, направленные на обеспечение искробезопасности легковоспламеняющихся и взрывоопасных химических веществ при хранении, были проведены с целью создания безопасного и удобного пространства для национального производства и социальной деятельности в этой области [1].

Вообще говоря, взрывозащищенная технология заключается в использовании взрывозащищенного устройства для блокирования пламени или взрыва внутри оборудования в связи с опасностью во время хранения, транспортировки и использования нефти, чтобы оно не могло распространяться на другие устройства по трубам. Взрывозащищенная технология широко используется в различных областях производства и быта, таких как горнодобывающая промышленность, химическая промышленность, машиностроение и энергетика, например, для предотвращения взрыва шахтного газа, огнестойкости и взрывозащищенности нефтепроводов и хранилищ нефти, предотвращения взрыва пищевой пыли, взрывозащищенности тру-

бопроводной сети для горючего газа в печи, взрывозащищенный для выхлопной системы двигателя внутреннего сгорания и так далее.

В соответствии с различным механизмом взрывозащищенных технологий их можно разделить на такие два вида, как механическая взрывозащищенная технология и химическая взрывозащищенная технология; взрывозащищенное устройство также может быть разделено на множество видов, таких как промышленный пламегаситель, активное взрывозащищенное устройство и пассивное взрывозащищенное устройство. Таким образом, сфера применения взрывозащищенной технологии разнообразна.

Взрывозащищенная технология заключается в использовании специального материала с ячеистой структурой высокой пористости для блокирования быстрого распространения пламени и резкого выделения энергии в соответствии с теорией теплопередачи, а также основных условий, вызывающих горение или взрыв; эта технология использует поверхностный эффект материала для поглощения большого количества энергии, что разрушает условия взрыва для среды сгорания, чтобы блокировать возникновение горения или взрыва; это может эффективно предотвратить сгорание или взрыв контейнера для хранения и устройства для легковоспламеняющегося и взрывоопасного газа или жидких опасных химических веществ в результате несчастных случаев (таких как открытый огонь, электростатическое воздействие, сварка, столкновение, неправильная эксплуатация и т.д.), чтобы обеспечить искробезопасность для легковоспламеняющегося и взрывоопасного газа или жидких опасных химических веществ [2].

Взрывозащищенный материал представляет собой взрывозащищенный корпус с сетчатой высокопористой структурой, разработанный в соответствии с взрывозащищенным механизмом блокировки взрывозащищенной технологии, используемой для решения проблемы искробезопасности легковоспламеняющихся и взрывоопасных жидких (газообразных) опасных химических веществ при хранении. Взрывозащищенный материал является носителем взрывозащищенной технологии, которая является наиболее прямой формой ее отражения.

Поскольку большинство резервуаров для хранения на внутренних нефтяных (газовых) станциях заглублены, в резервуаре сохраняется большое количество горючей среды, и причины, приводящие к несчастным случаям, связанным с горением или взрывом, включают:

1. Пожар снаружи резервуара для хранения вызывает сгорание или взрыв самого резервуара для хранения;
2. Взрыв пустого или полупустого резервуара для хранения из-за электростатического воздействия;
3. Возгорание или взрыв из-за случайной утечки в траншее нефтепровода.

Таким образом, необходимо исследовать схему реформинга взрывозащищенной технологии и технологию установки для типичных устройств

хранения нефти, таких как заглубленный резервуар для хранения, а также процесс внедрения взрывозащищенной технологии риформинга для типичных устройств хранения нефти.

Библиографический список

1. Xing, L. Research on Risk Management of Petroleum Operations / L. Xing, Y. Zhang. – Text : electronic // Energy Procedia. – 2011. – URL: https://www.researchgate.net/publication/251712505_Research_on_Risk_Management_of_Petroleum_Operations (дата обращения: 15.11.2022).
2. Gates, S. Enterprise risk management : A process for enhanced management and improved performance / S. Gates, Paul L. Walker. – Text : electronic // Management accounting quarterly. – 2012. – № 3. – URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00857435/document> (дата обращения: 15.11.2022).

Промышленная безопасность сосудов под давлением с точки зрения целостности конструкции

Кукушина Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сосуды под давлением, используемые в химической промышленности, обычно имеют форму цилиндров, сфер, эллипсоидов или некоторой их комбинации. На практике сосуды обычно состоят из корпуса, выдерживающего давление, вместе с крышками и фланцевыми кольцами, обычно соединенными сваркой. Их основное назначение – содержать среду под давлением и температурой для обеспечения безопасности и длительного срока службы. Наиболее важной частью сосуда высокого давления является сварное соединение, поскольку трещиноподобные дефекты неизбежны из-за самой природы процесса сварки.

Чтобы избежать выхода из строя оборудования, работающего под давлением, дефекты и неоднородности должны находиться под строгим контролем, особенно сварные соединения. Основной подход заключается в применении системы обеспечения качества [1].

В любом случае, эксплуатационная безопасность сварных сосудов высокого давления в первую очередь зависит от поведения сварных соединений. Подход, принятый в стандартах проектирования сварных швов, заключается в определении приемлемого размера дефекта. Все усилия в производстве материалов и усовершенствования в методах сварки и неразрушающего контроля, наряду со строгими требованиями к обеспечению качества, не могут исключить появление трещиноподобных дефектов во время изготовления, снятия напряжений, гидростатических испытаний или эксплуатационного обслуживания. Кроме того, в реальных сварных сосудах высокого давления концентрация напряжений, вызванная геометрическими

изменениями, включая неизбежные дефекты сварного шва, такие как угловое искажение или несоосность, вызывает локальные пластические деформации. В этих обстоятельствах возникает вопрос о том, как будет вести себя сварное соединение с трещинами. Полномасштабные испытания сварного оборудования, работающего под давлением, являются наиболее информативными с точки зрения безопасности. В некоторых случаях они неизбежны, несмотря на высокую стоимость, поскольку могут дать реалистичные ответы, касающиеся эксплуатационных характеристик сварных соединений. Испытание на устойчивость к гидростатическому давлению может быть классифицировано как полномасштабное испытание.

Директивы по техническим стандартам для стационарных сосудов высокого давления предписывают, что регулярные периодические испытания сосудов под давлением должны проводиться до истечения шести лет эксплуатации, если иное не требуется положениями о технических стандартах для определенного типа сосудов высокого давления и хранящихся веществ.

Самоочевидно, что последствия выхода из строя сосудов высокого давления, используемых в химической промышленности, могут быть чрезвычайно серьезными, даже катастрофическими. Для безопасного и надежного использования сосудов высокого давления в химической промышленности крайне важно обеспечить крайне низкую частоту таких событий [2].

Поведение многих конструктивных элементов в процессе эксплуатации показало, что трещины приводят к фатальному отказу. Одной из возможностей предотвратить такой сценарий является использование системы обеспечения качества. Однако она не может охватить все ситуации, в которых может работать оборудование, работающее под давлением, и эта система не полностью применима к работающему оборудованию. Проблема может быть решена путем применения подхода «пригодность по назначению» и анализа механики разрушения для треснувшего компонента в рамках оценки его структурной целостности. Этот подход был впервые использован в трубопроводе Alaska в США. После окончательного неразрушающего контроля, перед вводом трубопровода в эксплуатацию, было обнаружено большое количество неглубоких трещин, неприемлемых в соответствии со стандартами. Ремонт дефектного трубопровода был бы слишком дорогим и, возможно, принес бы больше вреда, чем пользы (если бы спровоцировал новые трещины), поэтому Национальным институтом стандартов и технологий было проведено дополнительное исследование для оценки значимости трещин с помощью подхода механики разрушения. Практическое применение механики разрушения с самого начала основано на двойкой интерпретации ее параметров: с одной стороны, они представляют нагрузку и геометрию конструкции, включая трещину, в то время как их критические значения представляют свойства материала и трещиностойкость, с другой стороны. Инженерная практика была изменена, приняв

критерии механики разрушения вместо традиционных и строгих стандартов в отношении допустимых дефектов, касающихся необходимости ремонта. Это позволило принять анализ механики разрушения в качестве надежной основы для допустимых исключений из существующих стандартов при определенных обстоятельствах, т.е. если такой анализ приводит к обоснованной и консервативной (безопасной) оценке целостности конструкции. Механика разрушения связала три переменные (напряжение, размеры дефекта и вязкость разрушения), что позволяет оценить третье значение на основе двух известных переменных [3].

Таким образом, можно сделать следующий вывод: принципы механики разрушения, применяемые для оценки целостности конструкции, обеспечивают лучший подход к обеспечению безопасности, поскольку позволяют оценить значимость наличия трещин, спрогнозировать их рост и обеспечить пригодность к эксплуатации, что является очень важным инженерным инструментом. Его можно использовать даже для устранения несуществующих трещин на этапе проектирования оборудования, работающего под давлением.

Библиографический список

1. Двойнова, Н. Ф. Производственная безопасность : учебно-методическое пособие / Н. Ф. Двойнова, С. В. Абрамова, З. Ф. Кривуца. – Южно-Сахалинск : СахГУ, 2014. – 260 с. – Текст : непосредственный.
2. Егоров, А. Ф. Анализ риска, оценка последствий аварий и управление безопасностью химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению 280100.65 «Безопасность жизнедеятельности» / А. Ф. Егоров, Т. В. Савицкая. – Москва : КолоСС, 2010. – 526 с. – Текст : непосредственный.
3. Махутов, Н. А. Анализ рисков и обеспечение защищенности критически важных объектов нефтегазохимического комплекса / Н. А. Махутов, В. Н. Пермяков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 560 с. – Текст : непосредственный.

Утилизация отходов бурения с получением вторичной продукции – нейтрального грунта

Любакивский С. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.

Современной тенденцией развития технологий бурения эксплуатационных скважин при нефтегазодобыче является повсеместное внедрение технологий «зарезки» боковых стволов, химической обработки призабойной зоны и других технических решений, повышающих отдачу пласта и снижающих затраты добычи.

Реализация подобных технологий увеличивает количество образующихся отходов на одну скважину, но исключает необходимость разбуривания дополнительных скважин. Помимо этого, для целей снижения капитальных затрат на строительство накопителей отходов, уменьшения экологических платежей и штрафов, нефтегазодобывающие предприятия переходят на использование технологической схемы «безамбарного бурения», исключающей строительство шламовых амбаров для хранения отходов бурения. В результате внедрения целого ряда передовых технологий разработки месторождений, в конечном итоге, все сводится к решению проблемы утилизации отходов бурения на месте образования.

В настоящее время наиболее распространенной технологией (около 85 % рынка услуг по утилизации отходов бурения) является утилизация отходов бурения с получением грунтов для земляных общестроительных и рекультивационных работ.

Таким образом, в настоящей статье рассматривается направление утилизации отходов бурения, с последующим применение полученного нейтрального грунта для использования на территории нефтегазовых месторождений.

Утилизации подлежат отходы бурения, образующиеся при бурении эксплуатационных, разведочных, поисковых скважин, при реконструкции скважин и строительстве вспомогательных скважин. Отходы бурения представляют собой совокупность, отдельно рассчитываемых и нормируемых отходов: твердая фаза отходов бурения – буровой шлам; жидкая фаза отходов бурения – отработанный буровой раствор и буровые сточные воды или эмульсия сточных вод с выбуренной породой, если отработанный буровой раствор и буровые сточные воды объединены в один отход [1].

В процессе бурения скважин используется буровой раствор, который вращает, смазывает и охлаждает буровой инструмент, компенсирует внутрискважинное давление, укрепляет стенки скважины и выводит на поверхность выбуренную породу, становящуюся при выходе с внешнего лотка бурового станка – буровым шламом.

Скважины бурятся группой по нескольким горизонтам. При завершении бурения одного горизонта и начале бурения другого происходит смена бурового раствора, который становится отработанным буровым раствором.

Для промывки бурового инструмента, выбросит и вспомогательного оборудования бурового станка также используется вода, забираемая из специально пробуренных одной-двух водозаборных скважин. При выходе с внешнего лотка бурового станка загрязненная техническая вода становится буровыми сточными водами.

Процесс сооружения скважин сопровождается применением малоопасных материалов и химических реагентов, подавляющее количество которых, в том числе и по массе, относятся к IV классу опасности (малоопасные). Материалы, относящиеся к III классу опасности, т. е. умеренно опас-

ные, применяются редко и в незначительных количествах. Поэтому каждый компонент в отдельности (буровые сточные воды, отработанный буровой раствор и буровой шлам) и общий класс опасности отходов бурения имеют устойчивый IV класс опасности (малоопасные).

Таким образом, современные отходы бурения не являются по своей химической природе источником повышенного загрязнения окружающей среды, но остаются источниками потенциального загрязнения и без дополнительного вмешательства практически труднововлекаемы в естественный почвообразовательный процесс и соответственно в процесс самовосстановления локальной экосистемы.

Основным препятствием для этого является то, что отходы бурения, в отличие от почв и грунтов не обладают структурой, имеют устойчивое и предельное насыщение водой, не содержат кислорода, что практически полностью исключает нормализацию воздушно-водного режима, а соответственно и устойчивое почвообразование локальной экосистемы, как условие для ее последующего самовосстановления.

В процессе утилизации отходов бурения используются разборно-сборные емкости, что обеспечивает практически полную изоляцию отходов бурения от окружающей среды.

Для утилизации отходов бурения применяются две разборно-сборные емкости: одна – для временного накопления отходов бурения, вторая – для их утилизации. Емкости устанавливаются вдоль линии скважин на удалении от 20 до 25 метров. Между емкостями оставляется проезд 10-15 метров.

Подвоз отходов бурения от лотка бурового станка до разборно-сборных емкостей временного накопления и от разборно-сборных емкостей временного накопления до разборно-сборных емкостей утилизации отходов бурения выполняется в кузове автосамосвалов. Постоянная разборка разборно-сборных емкостей и перемещение по мере продвижения бурового станка вдоль линии скважин нецелесообразна, так как увеличивает износ/повреждение элементов конструкции и полога разборно-сборных емкостей.

Для повышения прочности конструкции во время утилизации разборно-сборные емкости заглубляются в тело кустовой площадки на глубину от 30 до 80 см. Оставшееся расстояние до верхнего края разборно-сборных емкостей обваливается по периметру песком. Перед установкой разборно-сборных емкостей, выемка выстилается гидроизоляционным материалом (например, геотекстиль) с таким расчетом, чтобы края гидроизоляционного материала захватывали зону обвалования вокруг разборно-сборных емкостей. На внутреннюю сторону стенок и дно разборно-сборных емкостей наносится 30-санитметровый эксплуатационный слой песка.

Утилизация отходов бурения проводится непосредственно внутри емкостей, куда поочередно вносятся компоненты смеси, воздействующие на отдельные характеристики отходов бурения. Так, цемент и гипс снижают влажность отходов бурения, сорбент содержит токсичных веществ,

песок улучшает структуру, влияет на число пластичности и гранулометрический состав продукта утилизации – нейтрального грунта.

Библиографический список

1. Балаба, В. И. Экологическая безопасность технологического процесса промывки скважин / В. И. Балаба. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2004. – № 3. – С. 36-38.

Научный руководитель: Сивков Ю. В., канд. биол. наук, доцент.

Системы обеспечения пожарной безопасности объектов месторождения

Некрасов Д. А., Миготина В. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В соответствии требованиям нормативных документов, где объекты нефтегазовой отрасли должны быть обеспечены системой обеспечения пожарной защиты.

В систему обеспечения пожарной безопасности входят меры:

- предупреждения пожара;
- противопожарной защиты;
- организационно-технические мероприятия.

Система предупреждения пожара достигается путем соблюдения необходимых требований:

- использование негорючих веществ и материалов;
- исключение воздействия на горючее вещество источника зажигания;
- ограничение количества горючего материала;
- безопасное размещение материалов;
- организация контроля, за концентрацией горючих веществ;
- минимизация человеческого труда с обращением горючими веществами;
- размещение пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или открытых площадках;
- своевременная утилизация пожароопасных отходов производства.

Возникновение возгорания в горючей среде исключается:

- применением электрических аппаратов, подходящего классу пожароопасной и взрывоопасной зоны;
- использованием быстродействующей электроприводной арматуры;
- исключением появления статического разряда;
- размещение молниеотводов зданий, сооружений и оборудования;
- безопасной температуры нагрева оборудования;
- применением искробезопасного инструмента;

- устранением условий для самовозгорания используемых веществ;
- исключением контакта с воздухом пирофорных веществ;
- установкой оборудования, останавливающее возможность распространения пламени [1].

Система защиты объектов месторождения от возгораний и пожаров, включает применение необходимого оборудования автоматической противопожарной защиты:

- первичные средства пожаротушения;
- систем пожарной автоматики;
- лафетные стволы;
- пожарное кольцо;
- пожарные гидранты;
- выносная панель сигнализации и управления;
- автоматизированное рабочее место оператора;
- извещатели пожарные пламени;
- газоанализаторы углеводородных газов [2].

Ограничения распространения пожара, достигается путем:

- ограничение площади пожара;
- ограничение интенсивности горения;
- ограничение продолжительности горения.

Организация оповещения и эвакуации людей достигается:

- системой звукового и светового сигнала на объекте;
- установкой знаков путей эвакуации.

Организационно-технические мероприятия включают в себя:

- организацию пожарной охраны;
- разработку и введение норм и правил пожарной безопасности;
- паспортизацию используемых веществ, материалов, зданий и сооружений;
- применение информационных стендов и плакатов;
- обучение персонала пожарной безопасности на производстве.

Обеспечение необходимыми объемами противопожарных мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объектов [3].

Предусмотрена герметичная система сбора и транспортировки продукции скважин на всем трубопроводе.

С целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов в проекте предусматриваются следующее мероприятия:

- защита от почвенной коррозии;
- испытания трубопровода на прочность и на герметичность;
- прокладка трубопроводов на переходах через автомобильные дороги в защитных футлярах из стальных труб;
- через действующие коммуникации устраиваются переезды для перехода строительной техники;

- ограждение, металлической сеткой, узлов запорной арматуры [4].

Важным условием безопасной работы объектов являются:

- обеспечение требуемого технологического режима работы;
- соблюдение норм и правил по безопасному ведению работ;
- наличие планов ликвидации возможных аварий, систематические тренировки по ним обслуживающего персонала;

- регулярная закачка ингибитора коррозии;
- периодическая очистка и диагностика полости трубы;
- техника, используемая на объектах, оборудована искрогасителем;
- компетентность персонала, знания ими технологической схемы, для быстрого и безошибочного действия необходимых мер ликвидации аварии или пожара;

• оснащение работников необходимыми средствами индивидуальной защиты и газоанализаторами;

• эксплуатация и ремонт трубопроводов и оборудования осуществляется в соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

• проверка и осмотр трубопроводов проводится по графику, утвержденным руководителем компании [5].

Исходя из вышесказанного, следует вывод, что организация пожарной безопасности на предприятиях нефтегазовой отрасли, важный, сложный и необходимый процесс для обеспечения без аварийной работы объекта.

Библиографический список

1. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 14.06.91 № 875 : введ. впервые : дата введ. 1992-07-01 / разработан Министерством внутренних дел СССР, Министерством химической промышленности СССР. – Москва : Стандартинформ, 2006. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953?ysclid=lftoso30c3608748729> – Текст : электронный.

2. Пожарная безопасность зданий и сооружений : СНиП 21-01-97* : приняты и введены в действие Постановлением Минстроя РФ от 13.02.1998 № 18-7. – Москва : ГУП ЦПП, 1999. – URL: <https://47.mchs.gov.ru/deyatelnost/stranicy-s-glavnou/zakonodatelstvo/normativno-pravovye-dokumenty-po-pozharnoy-bezopasnosti/snip-21-01-97-pozharnaya-bezopasnost-zdaniy-i-sooruzheniy?ysclid=lftq4zp0q0880885527> – Текст : электронный.

3. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : Федеральный закон № 123-ФЗ : [принят Государственной Думой 4 июля 2008 года : одобрен Советом Федерации

11 июля 2008 года]. – Москва, 2008. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644?ysclid=lftp9g1um819166708>. – Текст : электронный.

4. Российской Федерации. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ : [принят Государственной Думой 20 июня 1997 года]. – Москва, 1997. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9046058?ysclid=lftpidvfgx667891874> – Текст : электронный.

5. Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации : утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 года № 1479 : вступает в силу с 1 января 2021 г. и действует до 31 декабря 2026 г. включительно. – Москва, 2020. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/565837297?ysclid=lftqdzf017610264481> – Текст : электронный.

Научный руководитель: Шаповалова Е. А.

Управление месторождением с помощью цифровой информационной системы визуализации «Сфера 3D»

Пепеляев А. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ПАО «НК «Роснефть» на протяжении последних лет уделяет особое внимание инновационной деятельности и использованию прорывных цифровых и технологических подходов, определяя технологическое лидерство как ключевой фактор конкурентоспособности на нефтяном рынке.

Стратегия Компании «Роснефть-2022», утвержденная в 2017 году, определила стратегические направления ускоренной цифровизации Бизнес-Блоков Компании. В Дорожную карту Программы Цифровизации блока «Разведка и Добыча» был включен Сценарий «Создание единой информационно-технологической среды управления цифровым месторождением (на базе программного обеспечения Сфера 3D)», с утверждением ИТ-проекта по созданию системы трехмерной визуализации производственных процессов и объектов Компании [1].

Целями создания проекта явились:

- обеспечение современного, инновационного решения в мониторинге и контроле деятельности Компании;
- создание интерактивной трехмерной многоуровневой визуализации всех регионов присутствия Компании;
- мониторинг ключевых показателей деятельности Компании и дочерних обществ, актуализируемых в режиме реального времени;
- создание цифровых двойников производственных объектов и инфраструктуры с отображением паспортных характеристик и данных об их работе из смежных систем-источников;

- реализация принципа «одного окна», обеспечивающего интеграцию всех производственных показателей из корпоративных систем.

При полной реализации проекта Компания сможет достичь следующих бизнес-выгод:

- централизованный доступ для пользователей к консолидированной информации за счет реализации отображения данных из различных систем в «одном окне»;
- повышение качества принятия управленческих решений;
- «эффект присутствия» за счет создания «цифровых двойников» месторождений и производственных объектов для сотрудников аппарата управления для принятия более взвешенных решений;
- сокращение количества запросов информации с «производства» и смежных служб;
- сокращение времени планирования и принятия решений по перспективному развитию производственных объектов;
- возможность определения ближайшего расположения техники от места инцидентов для оперативного его перенаправления в нужную точку;
- оптимизация работы оборудования за счет сокращения времени реагирования на аварии.

В нефтедобывающем предприятии ООО «РН-Уватнефтегаз» (далее – Общество), являющемся дочерним обществом ПАО «НК «Роснефть», проводится реализация данного проекта. Предприятие активно внедряет программные комплексы отечественных производителей, в том числе разработанные научными институтами «Роснефти» [2].

Система предназначена для визуализации информации по месторождению нефти, осуществления мониторинга и контроля показателей добычи нефти и работы оборудования на месторождении нефти, получения оперативных данных в режиме реального времени, осуществления ситуационного мониторинга для принятия оперативных управленческих решений. Проект применяется как один из элементов при построении информационной системы управления нефтедобывающим предприятием.

Цифровая информационная система «Сфера 3D» включает целый ряд режимов управления месторождением, предназначенных для визуализации оперативной и аналитической информации [3]. К ним относятся такие режимы как:

- «Оперативная карта» – отражает основные производственные показатели (добыча нефти, газа; закачка воды; фонд скважин и т.п.).
- «Нефтедобыча» – отражает производство нефти и газа.
- «Материальные потоки» – отражает процесс подготовки и сдачи нефти, узлы учета нефти и счетчиков измерения количества нефти.
- «Фонд скважин» – отражает состояние внутрискважинного оборудования и фонтанной арматуры.
- «ТКРС» – показывает текущий и капитальный ремонт скважин.

- «Бурение» – отражает процессы проведения буровых работ.
- «Трубопроводы» – отражает работу объектов трубопроводного транспорта.
- «Энергетика» – отслеживает работу объектов энергоснабжения.
- «ПБОТОС» – информирует о событиях (происшествиях и аварийных ситуациях), персонале и транспорте.

В сентябре 2022 года проект ИС «Сфера 3D» в Обществе переведен в промышленную эксплуатацию.

Ключевыми эффектами внедрения ИС «Сфера 3D» явились мгновенный и прозрачный взгляд на результаты деятельности Компании online; принятие управленческих решений в реальном времени; более эффективное управление всеми ресурсами Компании [4].

За истекший период эксплуатации системы получены следующие положительные результаты:

- сокращено время сбора информации по происшествию при формировании оперативных донесений, быстрое определение мероприятий по недопущению распространения;
- сокращено время определения ближайшего нахождения техники от места оказания необходимой помощи;
- сокращено время формирования техзаданий на проектирование;
- сокращено время корректировки схем проектирования;
- получена возможность ознакомления нового персонала с производственными объектами предприятия.

На сегодняшний день в цифровой двойник «Сфера 3D» включено более 3500 объектов и единиц техники Уватского проекта – созданы визуальные цифровые модели крупных объектов.

Также в разработке Компании находится проект «Цифровой работник», реализуемый Обществом. Спецодежда сотрудника оснащается таким оборудованием, как «умная» каска, газоанализатор и браслет, данные, с которых поступают в единую информационно-технологическую среду мониторинга работы нефтепромысла ИС «Сфера 3D». Данный комплекс позволяет организовать повышенную безопасность для работников [5].

На текущем этапе внедрение ИС «Сфера» в единую информационно-технологическую среду производства Общества, уже позволило предприятию на 15 % повысить уровень надежности и эффективности энергоснабжения нефтепромыслов, а также достичь нового уровня безопасности работы персонала на месторождениях [4].

Цифровизация позволяет поэтапно усилить контроль, скорость и безопасность производственных процессов. Общество сегодня движется в направлении внедрения предиктивной аналитики в реальном времени с применением искусственного интеллекта.

Библиографический список

1. Усов, А. Партнеры по разуму / А. Усов. – Текст : непосредственный // Нефтяной курьер Роснефть. – 2019. – № 152. – С. 7.
2. Лузгина, М. Интеграция новых технологий – аксиома успеха / М. Лузгина. – Текст : непосредственный // Наша жизнь. – 2019. – № 140. – С. 2.
3. Гурьева, И. Цифровизация Роснефти / И. Гурьева. – Текст : непосредственный // Наша жизнь. – 2018. – № 129. – С. 1.
4. Цифра — двигатель прогресса. – Текст : непосредственный // Нефтяной курьер Роснефть. – 2020. – № 163. – С. 10.
5. Цифровой работник. – Текст : непосредственный // Наша жизнь. – 2019. – № 140. – С. 1.

Научный руководитель: Хайруллина Л. Б., канд. техн. наук, доцент.

Исследование безопасности и надежности эксплуатации трубопровода с горячей восковой нефтью с низкой пропускной способностью с использованием вероятностного метода

Пономарев В. Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние годы, по мере того как наземные нефтяные месторождения подходят к концу эксплуатации, добыча нефти демонстрирует тенденцию к снижению из года в год, что приводит к долгосрочным условиям эксплуатации нефтепровода с низкой пропускной способностью. Кроме того, в процессе разработки морских нефтегазовых ресурсов трубопровод неизбежно столкнется с проблемой низкой пропускной способности на ранней и средней стадиях добычи. Проблема низкой пропускной способности обычно относится к трубопроводу, пропускная способность которого ниже минимально допустимого объема при его нагреве. Как только трубопровод перейдет в рабочее состояние с низкой пропускной способностью, при неправильном обращении трубопровод попадет в порочный круг непрерывного снижения пропускной способности и повышения давления в трубопроводе, что в конечном итоге приведет к полной остановке.

Когда трубопровод работает в условиях низкой пропускной способности, пропускная способность, тепловыделение, трение и другие факторы постоянно меняются со временем. Трубопровод находится в сложном состоянии гидравлической и тепловой нестабильности, и многие параметры, такие как параметры эксплуатации трубопровода, параметры свойств нефти и параметры окружающей среды, в значительной степени неопределенны. Чтобы решить эту проблему, традиционный метод заключается в добавлении коэффициента запаса прочности на основе итеративного решения формулы расчета установившегося расхода и теплопередачи, и его

целью является обеспечение безопасности эксплуатации трубопровода с низкой пропускной способностью, насколько это возможно. Вообще говоря, коэффициент запаса прочности получается на основе множества методов проектирования, которые могут отражать определенные статистические характеристики, но для разных регионов и типов трубопроводов существует большой диапазон значений. Кроме того, инженерная практика показывает, что повышающийся коэффициент запаса прочности не может гарантировать абсолютную безопасность трубопровода, и это не связано с количественной надежностью. Между тем, из-за отсутствия полного теоретического анализа и выводов определение коэффициента безопасности обычно основывается на личном опыте, с сильной индивидуальной субъективностью и вариативностью. Отсюда мы можем видеть, что традиционный метод детерминированного анализа затрудняет описание влияния изменений параметров на безопасность процесса потока, и он не в состоянии дать научное и точное описание и оценку безопасности эксплуатации трубопроводов с низкой пропускной способностью [1].

Вероятностный метод является эффективным методом решения упомянутой выше проблемы, который широко использовался в атомной промышленности, энергосистеме, транспорте, и других областях. В настоящее время существует два способа изучения вероятности отказа: статистика исторических данных и анализ механизма отказа. Статистика исторических данных является наиболее широко используемым методом в стране и за рубежом. Благодаря сбору обширных данных об авариях и анализу предыдущих данных о рисках данные об отказах могут быть получены методом статистического анализа и созданы соответствующие базы данных об отказах. Однако этот метод относительно прост и может наиболее объективно описать сам риск. Другим направлением исследований является метод анализа механизма отказа. Основная идея заключается в использовании метода предельного состояния для анализа вероятности отказа, который в основном применяется для анализа надежности газопровода. При определении вероятности отказа существует четыре метода оценки вероятности отказа: аналитический метод, метод квадратичного расстояния первого порядка, метод Монте-Карло и метод статистического анализа.

Во время эксплуатации трубопроводов с горячей нефтью они находятся в сложном состоянии гидравлической и тепловой нестабильности, особенно после того, как трубопровод малого объема попадает в нестабильную рабочую зону. При использовании численного моделирования для расчета проблемы трубопроводов с низкой пропускной способностью сначала следует установить модель численного решения нестационарного процесса, а затем можно проанализировать поток и процесс теплопередачи [2].

Для подземных трубопроводов с горячей нефтью нефть, почва и атмосфера образуют тепловую систему. Таким образом, полное описание включает теплопередачу нефти в трубопроводе и теплопроводность грунта за пределами трубопровода.

Теоретически почти все физические величины обладают неопределенностью. Чтобы сделать анализ надежности надежным и эффективным, нам необходимо определить переменные неопределенности, которые оказывают важное влияние на функцию предельного состояния. Среди параметров, связанных с эксплуатацией трубопровода для горячей нефти с низкой пропускной способностью, рабочие параметры (температура исходящей нефти, пропускная способность и давление), физические свойства сырой нефти (плотность, вязкость и т. д.) и параметры окружающей среды (глубина залегания трубопровода, температура заглубленного грунта, теплопроводность почвы и т. д.) имеют очевидные неопределенности.

Пропускная способность трубопровода и температура зависят от условий работы перекачивающего насоса и нагревательной печи. Даже без учета корректировки плана искусственной передачи пропускная способность трубопровода, температура на выходе и другие рабочие параметры трубопровода также колеблются в определенном диапазоне при заданной комбинации.

Нефтепровод протягивается на тысячи километров, с разной глубиной залегания, свойствами почвы и климатическими условиями. Неопределенность вышеупомянутых параметров может быть описана типом распределения и соответствующими параметрами модели (такими как среднее значение, стандартная разница и т.д.) посредством статистического анализа. Для параметров с достаточной выборкой определение распределения вероятности параметра включает выбор типа распределения, оценку параметров распределения и проверку эффекта подгонки.

Минимально допустимая пропускная способность трубопровода является важным техническим параметром при практической эксплуатации трубопроводов с горячей нефтью, который позволяет избежать попадания в нестабильную рабочую зону. Можно получить количественную оценку безопасности эксплуатации трубопровода с горячей нефтью с низкой пропускной способностью путем решения модели нестационарного потока и теплопередачи воскообразной сырой нефти. Затем, в сочетании с целевым уровнем безопасности, требуемым для конкретных трубопроводов, можно определить минимально допустимую пропускную способность трубопровода. Таким образом, трубопровод может не только обеспечивать одинаковую безопасность при различных условиях транспортировки, но и рабочие параметры могут регулироваться в соответствии с фактическими условиями (такими как рабочие параметры, температура окружающей среды и т. д.), так что эксплуатация трубопровода всегда находится в четко определенном безопасном состоянии [3].

Исходя из этого, эксплуатационные характеристики трубопровода с низкой пропускной способностью могут быть оценены путем анализа неопределенности физических свойств сырой нефти, окружающей среды трубопровода и условий эксплуатации. В соответствии с целевым уровнем безопасности была также определена минимально допустимая пропускная способность при конкретных условиях.

Библиографический список

1. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы : учебное пособие / С. Ю. Подорожников, Л. М. Маркова, С. М. Чекардовский [и др.] – Тюмень : Издательство «Нефтегазовый университет», 2017. – Текст : непосредственный.
2. Основы эксплуатации гидравлических систем нефтегазовой отрасли : учебное пособие / Ю. Д. Земенков, Ю. В. Богатенков, М. Ю. Земенкова [и др.] ; под общей редакцией Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : Издательство «Вектор Бук», 2012. – 402 с.
3. Мониторинг гидродинамических и технических характеристик трубопроводных систем : учебное пособие / Ю. Д. Земенков, Ю. В. Богатенков, А. Д. Прохоров [и др.]. – Тюмень : Издательство «ВекторБук», 2008. – 445 с.

Статистический анализ экологических последствий аварий на нефтепроводах

Пономарев В. Ю.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Трубопроводы играют важную роль в обеспечении топливом транспорта и жилых, коммерческих и промышленных целей. Однако, хотя трубопроводы являются самым безопасным и экономичным способом транспортировки топлива, они связаны с рисками из-за отказов, которые могут привести к значительным негативным экологическим последствиям. В случае разлива выделившийся продукт становится опасным, поскольку рассеивается в окружающей среде, загрязняя водоемы, почву и потенциально воздействуя на людей и дикую природу.

Продукт, выпущенный в результате несчастного случая, можно разделить на непреднамеренные и преднамеренные выбросы. Продукт высвобождается непреднамеренно из-за случайных и неконтролируемых разливов. Преднамеренные выбросы обычно контролируются и управляются таким образом, чтобы продукт мог быть восстановлен, в то время как непреднамеренный выброс представляет собой основное последствие, которое чаще всего приводит к нанесению вреда окружающей среде и увеличению затрат [1].

Общая стоимость аварии представляет собой сумму предполагаемых затрат на нанесение ущерба государственному имуществу и частной собственности лиц, потерю продукта, выброшенного непреднамеренно, ущерб и ремонт, реагирование на чрезвычайные ситуации и восстановление окружающей среды.

Сеть трубопроводов с опасными жидкостями выросла на 14 % в период с 2010 по 2019 год, частота отказов не демонстрирует аналогичной тенденции, что указывает на снижение после пика в 2014 году. Большинство

выбросов сопутствующего продукта в течение исследуемого периода составляли менее 50 баррелей, однако аварии, связанные с большими объемами выброшенного продукта, приводят к более серьезным последствиям с точки зрения ущерба окружающей среде и затрат, связанных с аварией [2].

Значительная часть объема, выбрасываемого в окружающую среду в результате сбоев в трубопроводах и сбросов, часто остается невосстановленной и рассеивается в окружающей среде. Ограничивающая рассеивание материала в окружающей среде или совершенствуя системы обнаружения разливов, можно снизить ущерб окружающей среде и связанные с этим затраты.

Аварии на трубопроводах, пересекающих воду, как правило, редки, а трубопроводы, пересекающие воду в обсадных трубах, встречаются реже. Обсадная колонна, пересекающая трубопроводы повышает безопасность и может быть использована в будущих проектах в качестве средства предотвращения опасности. Благодаря обсадке воды, пересекающей трубопроводы, в случае утечки продукт в трубопроводе может быть лучше локализован и, следовательно, воздействие на окружающую среду сведено к минимуму, особенно в среде с высокой дисперсностью, такой как вода [3].

Как правило, почва является наиболее часто затрагиваемым типом окружающей среды, сообщающим о наибольшем среднем уровне загрязнения, за которым следует загрязнение воды и неблагоприятное воздействие на дикую природу. Среди видов дикой природы рыба страдает на 11% чаще, чем птицы и наземные животные. Это означает, что в случае аварии трубопроводы, расположенные в водоемах или вблизи них, должны быть лучше изолированы, чтобы предотвратить попадание выделяющегося продукта в воду или его широкое рассеивание в ней. Для снижения риска воздействия на рыбу можно использовать несколько методов, включая снижение рабочего давления и номинального диаметра трубопроводов, расположенных вблизи водоемов, или установку клапанов для сведения к минимуму количества выделяющейся жидкости. Загрязнение воды влияет на рыбу сильнее, чем на другие виды; однако сбор информации о типе птиц (т. е. водных или наземных) и затронутых наземных животных (т. е. летающие насекомые, почвенные беспозвоночные, копытные) помогли бы лучше понять природу и масштабы последствий для окружающей среды после разлива.

Библиографический список

1. Попова, Н. В. Трубопроводный транспорт : учебное пособие / Н. В. Попова, Д. П. Чернова. – Москва : Наука и техника, 2006. – 157 с. – Текст : непосредственный.
2. Телегин, Л. Г. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов : учебник / Л. Г. Телегин. – Москва : Недра, 2006. – 188 с. – Текст : непосредственный.
3. Шapiro, С. А. Управление экологической безопасности : учебное пособие / С. А. Шapiro. – Москва : Издательский центр РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2012. – 95 с. – Текст : непосредственный.

Необходимость проведения мониторинга состояния окружающей среды на территории шламового амбара

Попова Е. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Постоянные комплексные наблюдения за состоянием окружающей природной среды позволяют эффективно оценивать и контролировать изменения в экосистемах, а также принимать необходимые меры и использовать лучшие доступные технологии по охране окружающей среды.

Согласно федеральному закону «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10 января 2002 г., экологический мониторинг – комплексные наблюдения за состоянием окружающей среды, в том числе компонентов природной среды, естественных экологических систем, за происходящими в них процессами, явлениями, оценка и прогноз изменений состояния окружающей среды [1].

В соответствии с природоохранным законодательством Российской Федерации мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды должен проводиться на территории объектов размещения отходов, в том числе на территории шламовых амбаров.

Шламовые амбары – это сооружения для накопления отходов бурения, выполненные в виде земляного котлована. Шламовые амбары являются одними из ключевых объектов многофакторного воздействия на окружающую среду.

Шламовые амбары повышают уровень загрязнения всех компонентов окружающей среды – атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвенного и растительного покровов, за счет выделения вредных веществ от накапливаемых отходов бурения. Также негативное воздействие на окружающую природную среду сопровождается выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, что приводит к изменению климата.

Состав отходов, подлежащих размещению в шламовом амбаре следующий: твердая фаза отходов бурения – буровой шлам; жидкая фаза отходов бурения – отработанный буровой раствор и буровые сточные воды или эмульсия сточных вод с выбуренной породой, если отработанный буровой раствор и буровые сточные воды объединены в один отход.

Чтобы оценить негативное воздействие шламовых амбаров на окружающую среду, необходимо знать химический состав отходов бурения, которые подлежат захоронению [2].

Поскольку в составе отходов бурения (рисунок 1) преобладают химические соединения, то в основном влияние на компоненты окружающей природной среды будет осуществляться за счет загрязнения различными химическими реагентами, солями, нефтью и нефтепродуктами.

Помимо химического воздействия на компоненты окружающей природной среды, отходы бурения в шламовых амбарах также оказывают вли-

яние на растительный и животный мир, обусловленное отчуждением территории и физико-механическими свойствами отходов бурения.



Рисунок 1. Состав отходов бурения

Отходы бурения, в отличие от почв и грунтов не обладают структурой, имеют устойчивое и предельное насыщение водой, не содержат кислорода, что практически полностью исключает нормализацию воздушно-водного режима, а соответственно и устойчивое почвообразование локальной экосистемы, как условие для ее последующего самовосстановления.

Загрязнение атмосферного воздуха происходит путем испарения вредных веществ с поверхности шламового амбара.

Наиболее сильное влияние на поверхностные и подземные воды осуществляется главным образом из-за некачественного обустройства территории, например, нарушение гидроизоляции, что впоследствии приводит к подтоплению и загрязнению территории.

Воздействие на почвенный покров в основном обусловлено загрязнением нефтепродуктами. Из-за этого происходит нарушение основных режимов и свойств почв, снижается содержание гумуса и плодородие почвы.

Подводя итоги, хочется отметить, что мониторинг состояния окружающей природной среды на территории шламовых амбаров необходим, так как захоронение отходов бурения наносит значительный ущерб экосистемам как по отдельности, так и в целом. Проведение мониторинга позволит своевременно выявлять проблемы экологического баланса и следы загрязнения. В то же время будет осуществляться поиск путей и принятие мер по устранению последствий загрязнения.

Библиографический список

1. Российской Федерации. Законы. Об охране окружающей среды : Федеральный закон № 7-ФЗ : [принят Государственной Думой 20 декабря 2001 года : одобрен Советом Федерации 26 декабря 2001 года]. – Москва, 2002. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/ (дата обращения: 27.02.2023). – Текст : электронный.

2. Голубев, Е. В. Состав и свойства буровых отходов Западной Сибири / Е. В. Голубев. – Текст : электронный // Мир науки, культуры, образования. – 2010. – № 6 (25). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sostav-i-svoystva-burovyh-othodov-zapadnoy-sibiri/viewer> (дата обращения 27.02.2023).

Научный руководитель: Гузеева С. А., канд. биол. наук, доцент.

Оценка профессионального риска слесаря механосборочных работ

Проскурякова А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Анализируя данные Ростехнадзора, можно сделать вывод, что в течении последнего десятилетия количество несчастных случаев, связанных с использованием машинного оборудования, сократилось. Но, тем не менее, многие машины и аппараты, подъемники, конвейеры и аналогичное оборудование, являются источником четверти всех серьезных производственных травм ежегодно.

В промышленной практике в течение последнего десятилетия пытались внедрить методы безопасности, основанные на поведении, успешное внедрение которых требует изменения поведения человека посредством позитивного воздействия, направленного на предотвращение опасных действий.

Управление охраной труда на предприятии – комплекс мероприятий, направленных на снижения аварий, травматизма и профессиональных заболеваний среди работников [1].

Управление безопасностью основано на целостном подходе, основой которого является оценка рисков. В связи с этим развитием и тенденциями не только в Европе, но и во всем мире безопасность машин представляется областью, которая все еще недостаточно решена, и ожидается дальнейшее развитие, подкрепленное новыми правилами и гармонизированными стандартами [2].

Состояние оборудования, методы выполнения работ и окружающая среда, в которой находится машина, являются основными факторами, которые могут повлиять на возникновение опасных событий.

С недавнего времени согласно Трудовому кодексу РФ все работодатели обязаны проводить оценку профессионального риска, т. е. вероятность профессионального или профессионально-обусловленного заболевания у конкретного работника в зависимости от экспозиционной дозы, времени воздействия [3]. Оценка профессионального риска заключается в анализе производственных факторов на возможность причинения ими вреда жизни и здоровью работника.

Расчет профессионального риска слесаря механосборочных работ можно провести путем умножения балльной вероятности возникновения опасности на балльную серьезность последствий воздействия опасности.

Результаты оценки профессионального риска с указанием категории представлены на рисунке 1.

К категории низкого риска относится такой риск, балльная величина которого менее 6; к умеренному относится риск, величина которого составляет от 6 до 12 баллов; к высокому риску относятся те риски, балльная величина которых выше 12. Таким образом, категория профессионального риска слесаря механосборочных работ низкая.

№	Выявление опасностей, опасных ситуаций	Оценка вероятности возникновения опасности, Р	Оценка серьезности последствий воздействия опасности, S	Оценка риска R = P x S	Категория риска
1.	Механические опасности:				
1.1	Наезд транспортных средств	1	1	1	низкая
1.2	Опасность раздавливания	1	1	1	низкая
1.3	Опасность ранения	2	2	4	низкая
1.4	Опасность разрезания или разрыва	2	2	4	низкая
1.5	Опасность удара	1	1	1	низкая
2.	Электрические опасности вследствие:				
2.1	контакта с токоведущими частями (прямой контакт)	1	2	2	низкая
2.2	контакта с токоведущими частями, которые в неисправном состоянии, находясь под напряжением (косвенный контакт)	1	2	2	низкая
2.3	попадания частями тела под высокое напряжение	1	1	1	низкая
3.	Опасности от шума, выражаются в:				
3.1	потере слуха (глухоте), других физиологических расстройствах (например в потере равновесия, ослаблении внимания)	1	1	1	низкая
3.2	ухудшения восприятия речи, звуковых сигналов и т.д.	1	1	1	низкая
5.	Опасности от вибраций:				
5.1	использование ручных механизмов, приводящих к различным неврологическим или сосудистым расстройствам	1	1	1	низкая
5.2	вибрации всего тела, особенно при неудобном положении	1	1	1	низкая
6.	Опасности от материалов и веществ (и их составляющих), используемых или выделяемых машиной:				
6.1	опасности от контакта или вдыхания паров вредных жидкостей, газов, пыли, тумана, дыма	2	1	2	низкая
7.	Опасности, связанные с расположением рабочего места:				
7.1	Загазованность / запыленность рабочего места	2	1	2	низкая
7.2	Недостаточная обзорность рабочего места	1	1	1	низкая
7.3	Недостаточное освещение рабочего места рабочего места	1	1	1	низкая
7.4	Недопустимый уровень шума на рабочем месте	1	1	1	низкая
7.5	Недопустимый уровень вибрации на рабочем месте	1	1	1	низкая
8.	Опасности, связанные с посторонними лицами:				
8.1	Самовольное включение или использование	1	1	1	низкая
8.2	Отсутствие или неисправность световых или звуковых сигнальных устройств	1	2	2	низкая
8.3	Перемещение деталей или узлов за допустимые пределы	1	1	1	низкая
8.4	Вред здоровью, причиненный другим сотрудником (драка, умышленное причинение вреда здоровью)	1	2	2	низкая
9.	Механические опасности и опасные события:				
9.1	Из-за недостаточной механической прочности деталей	1	1	1	низкая
9.2	Из-за нарушения правил монтажа эксплуатации, обслуживания.	1	1	1	низкая
9.3	Из-за воздействия груза на персонал (удар груза или противовеса)	1	1	1	низкая
10.	Опасности, возникающие при пренебрежении принципами эргономики:				
10.1	вредных для здоровых поз, связанных с чрезмерным напряжением тела	1	1	1	низкая
10.2	несоответствия анатомическим возможностям рук и ног человека	1	1	1	низкая
10.3	скованности, вызванной применением средств индивидуальной защиты	1	1	1	низкая
10.4	неадекватного местного освещения	1	1	1	низкая
10.5	психических нагрузок, стрессов	1	1	1	низкая
10.6	ошибок в поведении людей	1	1	1	низкая
10.7	неадекватной конструкции, расположения или опознания органов управления	1	1	1	низкая

Рисунок 1. Оценка профессионального риска слесаря механосборочных работ

Библиографический список

1. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой) : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 июня 2016 г. № 602-ст : введ. в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 марта 2017 г. : введ. взамен ГОСТ 12.0.003-74 : дата введ. 2016-06-09 / разработан Обществом с ограниченной ответственностью «Экожилсервис», ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет». – Москва : Стандартинформ, 2016. – 10 с. – Текст : непосредственный.
2. Гавриков, А. А. Культура безопасности как неотъемлемый элемент культуры производства / А. А. Гавриков, Г. З. Файнбург. – Текст : непосредственный // Безопасность и охрана труда – 2017. – № 2. – С. 49-53.
3. Российская Федерация. Законы. О специальной оценке условий труда : Федеральный закон № 426-ФЗ : [принят Государственной думой 23 декабря 2013 года : одобрен Советом Федерации 25 декабря 2013 года]. – Москва : ЦЕНТРМАГ, 2021. – 44 с. – Текст : непосредственный.

Макулатура как ценный ресурс: обзор последних тенденций в области полимерных композитов

Савранская Д. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Наш мир сталкивается с проблемами устойчивого развития из-за нехватки природных ресурсов и воздействия всей человеческой деятельности на окружающую среду. Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года состоит из плана, основанного на 17 целях устойчивого развития, направленных на улучшение жизни людей сейчас и в будущем в рамках глобального партнерства. Цель № 12 (ответственное потребление и производство) направлена на достижение устойчивого развития посредством изменений в моделях потребления и производства посредством эффективного управления природными ресурсами и изменений в утилизации отходов путем предотвращения, сокращения, переработки и повторного использования. В 2020 году 59,7 % от общего количества потребляемой бумаги было переработано в мире, в основном в Европе (73,3 %) и Северной Америке (68 %). Более того, макулатура считается самой перерабатываемой упаковкой в Европе (82 %), за ней следуют металлы (77,4 %), стекло (75,4 %) и пластмассы (40,6 %) [1].

Целлюлоза, природный полимер, добываемый главным образом из сосны, является сырьем для производства бумаги. Бумага широко используется в различных продуктах и целях, таких как печать, копирование,

упаковка и гигиена. После использования макулатура, может стать источником топлива или вторичной переработки.

Полимерные композиты из натуральных волокон все чаще используются для изготовления более экологичных, стойких и легких материалов с хорошими специфическими свойствами и эксплуатационными характеристиками в широком диапазоне применений. Из-за их низкой стоимости, хороших эксплуатационных характеристик и экологичности макулатура из растительных источников становится потенциальной заменой синтетическим волокнам (или их комбинации с ними). Макулатура может быть использована в качестве наполнителя для полимерных композитов в виде бумажных листов для ламинированных композитов, бумажных частиц для литья под давлением, обработанной бумаги, модифицированной связующими агентами и целлюлозы. Их использование улучшает физико-механические свойства полимеров и соответствует экологическим концепциям.

Жизненный цикл является замкнутым и экологически правильным, когда в систему включена переработка бумаги. Сырье превращается в целлюлозу, которая проходит химический процесс крафтинга для удаления лигнина, за которым следует процесс отбеливания для удаления других аморфных компонентов, таких как гемицеллюлоза и оставшийся лигнин [2].

В недавних исследованиях сообщалось о различных возможностях использования макулатуры для производства аэрогелей, таких как губчатые аэрогели с маслопоглощающими свойствами, супергидрофобный аэрогель в качестве теплоизоляционного охладителя для строительных площадок и аэрогель-адсорбент для удаления органических загрязнителей из сточных вод (фенол и 2-хлорфенол). Кроме того, макулатура была преобразована в биоэтанол, биодизельное топливо и биогаз под действием микроорганизмов. В других работах были синтезированы ценные соединения из макулатуры, такие как биополимер полигидроксиалканоат путем анаэробного сбраживания и графен в процессе карбонизации. Кроме того, карбоксиметилцеллюлоза и гидроксипропилцеллюлоза были синтезированы с помощью щелочных и эфирных реакций, в то время как цианоэтилцеллюлоза была синтезирована с помощью щелочной реакции с акрилонитрилом.

В дополнение к упомянутым выше областям применения область полимерных композитов расширилась из-за экологических проблем и более широких возможностей использования макулатуры-сырца, обработанной макулатуры или макулатуры, экстрагированной целлюлозой, путем изменения концентрации и методики смешивания с различными полимерами (композитами), а также другими наполнителями (гибридные системы).

Таким образом, макулатура является ценным материалом, богатым целлюлозой, который может быть использован для нескольких применений, положительно влияя на область композитных материалов.

Библиографический список

1. Соколов, Л. И. Управление отходами : учебное пособие / Л. И. Соколов. – Москва : Инфра-Инженерия, 2018. – 209 с. – Текст : непосредственный.

2. Родионова, И. А. Глобальные проблемы человечества / И. А. Родионова. – Москва : Аспект Пресс, 1994. – 143 с. – Текст : непосредственный.

Способы обращения с отходами производства и потребления в г. Тюмень

Савранская Д. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Загрязнение окружающей среды – это глобальное явление, постоянная проблема, которая носит транснациональный характер, межведомственный характер и трансдисциплинарный характер по масштабу решения.

Ежегодно образуются миллиарды тонн отходов, причем количество отходов быстро растет. Неправильно управляемые отходы не только экономически неэффективны, но и оказывают негативное воздействие на здоровье и благополучие, наносят ущерб окружающей среде и морской среде и загрязняют ее (почвы, водные пути, подземные воды и т. д.), а также негативно влияют на изменение климата через выбросы парниковых газов. Преимущества улучшенного управления отходами заключаются в снижении этого вреда, но также и в обеспечении положительных результатов за счет перехода к круговым потокам ресурсов.

Отходы производства и потребления являются наиболее распространенными видами отходов. Высокий уровень жизни в сочетании с растущим населением постоянно увеличивает общее количество отходов, и в соответствии с этими тенденциями количество отходов производства и потребления, как ожидается, в совокупности увеличится. Во всем мире управление отходами представляет собой сложную проблему с ограниченной диверсификацией управления и рекуперацией таких ресурсов, как топливо, тепло, электроэнергия и другие. Неэффективные методы обращения с отходами способствуют дополнительным выбросам парниковых газов, усугубляя другие глобальные проблемы [1].

Таблица 1

Информация об объектах обезвреживания отходов

Наименование объекта	Проектные сведения		
	Производственная мощность	Технологические решения	Оборудование
ООО «НОВ-Экология» – Установка обезвреживания ртутных ламп	900 ламп/час	Обезвреживание люминесцентных ламп	Установка «Экотром-2У», ООО НПП «Экотром Технология»
ООО «НОВЭкология» – Установка отопительная ОС и ОС	500кг/сут	Обезвреживание методом сжигания	Установка «Отопительная система ОС-1000У», ООО «Тепловые системы»
ИП Кудымов А. Ю. – Установка разделения компонентов, обезвреживания и утилизации ртутьсодержащих ламп и отходов	150 ламп/час	Разделение компонентов, обезвреживания и утилизации ртутьсодержащих ламп и отходов	«Экотром-2» модель 150-300, ООО «НПП «Экотром»»
ООО «Утилит-сервис»	40 кг/час	Установка ИН-50 предназначена для термического обезвреживания отходов производства и потребления III-V класса опасности.	Установки (комплексы) ИН-50, ЗАО «Турмалин»
ООО «ЭкоРесурс»	25000 тонн/год	Обработка (механизированная разделка), обезвреживание (нейтрализация кислоты аккумуляторной серной отработанной) и утилизация отработанных аккумуляторных батарей и свинец содержащих отходов. Конечным продуктом утилизации отходов являются свинец, свинцовые сплавы и вторичный полипропилен	АО «Тюменский аккумуляторный завод»
АО «Тюменский аккумуляторный завод»	25000 тонн/год	Обработка (механизированная разделка), обезвреживание (нейтрализация кислоты аккумуляторной серной отработанной) и утилизация отработанных аккумуляторных батарей и свинец содержащих отходов. Конечным продуктом утилизации отходов являются свинец, свинцовые сплавы и вторичный полипропилен	АО «Тюменский аккумуляторный завод»

С целью уменьшения объемов отходов, направляемых на размещение на полигоны, и вовлечения вторсырья в хозяйственный оборот в Тюменской области реализуется Концессионное соглашение в отношении создания и эксплуатации системы коммунальной инфраструктуры – объектов, используемых для обработки и размещения (захоронения) твердых коммунальных отходов – трех мусоросортировочных заводов в городах Тюмень, Тобольск, Ишимском муниципальном районе и одной мусороперегрузочной станции в г. Ялуторовск.

В Тюмени предусмотрены такие способы обращения с отходами, как размещение на полигонах, обезвреживание, обработка, утилизация. Например, на полигоне размещаются отходы 4 и 5 класса опасности.

Обезвреживаем отходов в г. Тюмени занимаются многие юридические лица, например ООО «НОВ-Экология», ООО «ЭкоРесурс» и многие другие. Более подробная информация представлена в таблице 1 [2].

Объектами утилизации отходов в г. Тюмени являются 28 организаций, например, АО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод», ООО «КНАУФ ИНСУЛЕЙШН», ООО «Фирма Тюмень Эковата», ООО «Фабрика пластиковых изделий», ООО «Урал-пластик», АО «Тюменский аккумуляторный завод».

Объектом обработки является Мусоросортировочный завод.

Библиографический список

1. Российская Федерация. Законы. Об охране окружающей среды : Федеральный закон № 7-ФЗ : [принят Государственной Думой 20 декабря 2001 года : одобрен Советом Федерации 26 декабря 2001 года]. – Москва, 2002. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297>. – Текст : электронный.

2. Об утверждении Территориальной схемы обращения с отходами в Тюменской области : распоряжение Департамента недропользования и экологии Тюменской области от 30.12.2019 № 45-РД. – Текст : электронный // Консорциум «Кодекс» : сайт. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/561692466> (дата обращения: 15.03.2023).

Научный руководитель: Гаевая Е. В., к. б. н., доцент.

Газовая хроматография как метод анализа содержания углеводородов в воздухе

Свинцова Е. А

Казанский национальный исследовательский технический университет им. А. Н. Туполева – КАИ, г. Казань

В нынешних реалиях времени экологические проблемы являются не только актуальными, но и требующими незамедлительных решений. Экологические проблемы имеют огромный разброс в областях возникновения

непредвиденных ситуаций. Одной из таких проблем является выброс углеводородов при функционировании нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, теплоэнергетических станций. Многие газообразные углеводороды не представляют опасности для человека или окружающей среды, но при соединении с другими веществами могут образовывать химические соединения, оказывающие высокотоксичное воздействие.

В связи с этим необходимо контролировать состав и концентрацию выбросов. Одним из точных методов определения углеводородов является метод газовой хроматографии. Одно из ключевых устройств данного метода – газовый хроматограф, представленный на рисунке 1.

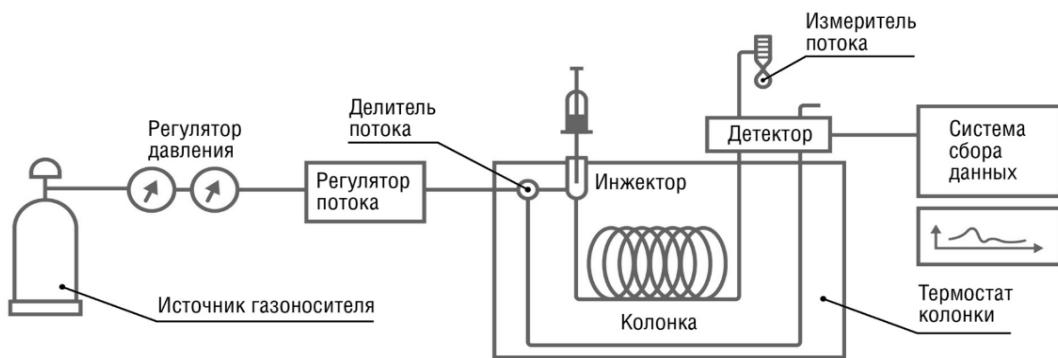


Рисунок 1. Схема устройства газового хроматографа

Это устройство, предназначенное для разделения летучих соединений. Вначале прибор анализирует сложные газы, дифференцируя их на монокомпоненты [1]. После содержимое смесей подвергают проверке на различные характеристики. Если хроматограф не смог разделить пробу на компоненты, значит – вещество однородно. Его принято считать монокомпонентным.

Газовый хроматограф работает согласно общим принципам хроматографии – элементы смеси распределяются между подвижной и неподвижной фазами. Чаще всего в качестве элюента (подвижной фазы) выступает гелий, который находится в источнике газоносителя. В качестве неподвижной фазы используют жидкость или твердое тело, удовлетворяющие требованиям к разделению смеси на компоненты. Анализируемую пробу вводят шприцом в инжектор и пропускают совместно с потоком газоносителя через разделяющую колонку. В ней по мере движения детектором фиксируются физические свойства, индивидуальные для каждого компонента потока. Конечным итогом работы установки является получение хроматограммы (рисунок 2), на которой представлены количественные и качественные сведения о смеси, отправленной на анализ.

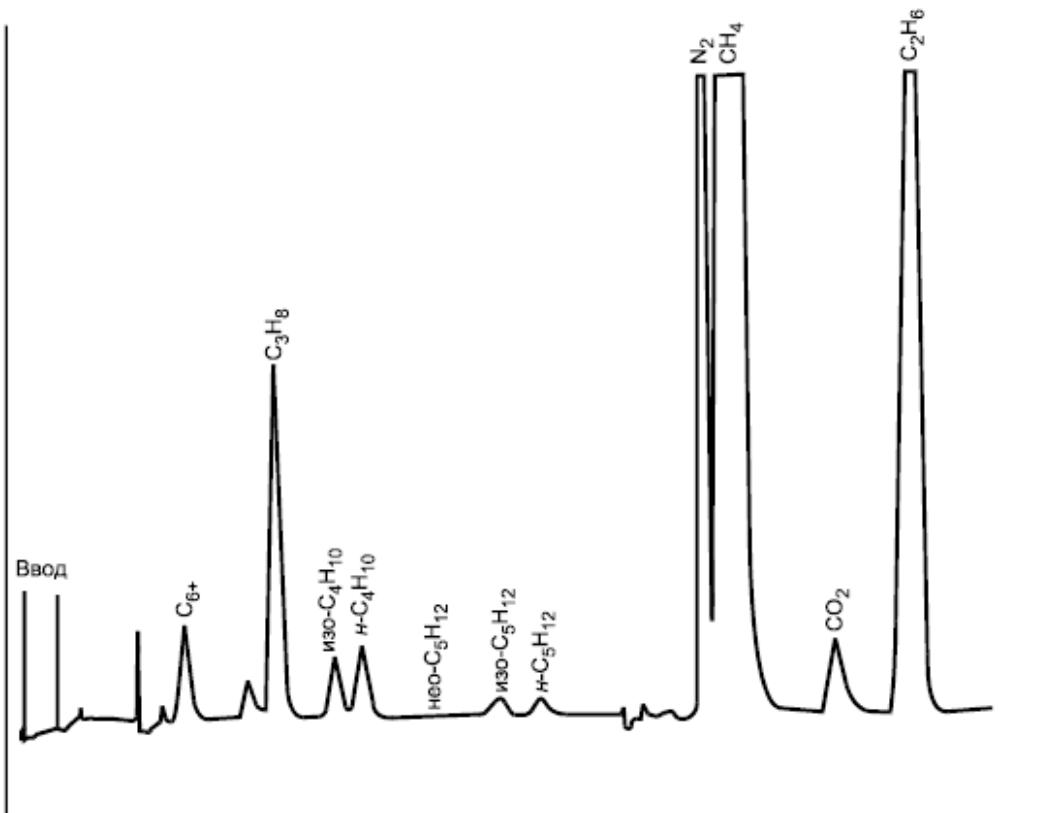


Рисунок 2. Пример хроматограммы

На данном рисунке мы наблюдаем, что детектор фиксирует все компоненты в виде пиков, расположенных на нулевой линии. Качественная характеристика состава определяется по времени удерживания (времени прошедшего с момента поступления вещества в колонку до достижения им максимальной концентрации). Основой качественного хроматографического анализа является соотношение между высотой и площадью пика. Полученные результаты предоставляют нам полную информацию о содержании углеводородов в анализируемой смеси.

Газовая хроматография обладает высокой чувствительностью к компонентам и способна определить наличие веществ даже при маленьких концентрациях. Также она обладает высокой разделительной способностью, что обеспечивает полное разложение многокомпонентных смесей на отдельные составляющие [2].

С ее помощью возможно обеспечить постоянный контроль состава промышленных выбросов или воздуха в рабочей зоне, определить источник загрязнения и корректировать несовершенства технологических процессов по результатам полученных исследований.

Библиографический список

1. Бёккер, Ю. Хроматография. Инструментальная аналитика : методы хроматографии и капиллярного электрофореза / Ю. Бёккер. – Москва : Техносфера, 2009. – 472 с. – Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 31371.2-2-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Характеристики измерительной системы и статистические оценки данных : межгосударственный стандарт : издание официальное : введ. впервые : утв. и введ. в действие качестве национального стандарта Российской Федерации с 01.01.2010 г. приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 декабря 2008 г. № 340-ст : введ. в действие 2012-01-01. – Москва : Стандартинформ, 2009. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Галимова А. Р., кандидат химических наук, доцент.

Применение технологии мембранных биореакторов для очистки сточных вод

Свинцова Е. А

*Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А. Н. Туполева – КАИ, г. Казань*

Проблема сохранения пресной воды является актуальной уже многие годы. В настоящее время существует огромное разнообразие методов очистки сточных вод. Каждое предприятие может выбрать наиболее подходящие технологии, учитывая множество особенностей, присущее для их вида производства. Применяемые схемы очистки должны обеспечивать максимально эффективную очистку сточных вод для повторного применения в технологических процессах и их минимальный сброс в открытые водоемы.

Одним из наиболее распространенных методов является биологическая очистка (рисунок 1). Она получила широкую известность благодаря способности удалять разнообразные органические загрязнения, невысоким расходам на эксплуатацию и простоте оборудования [1].

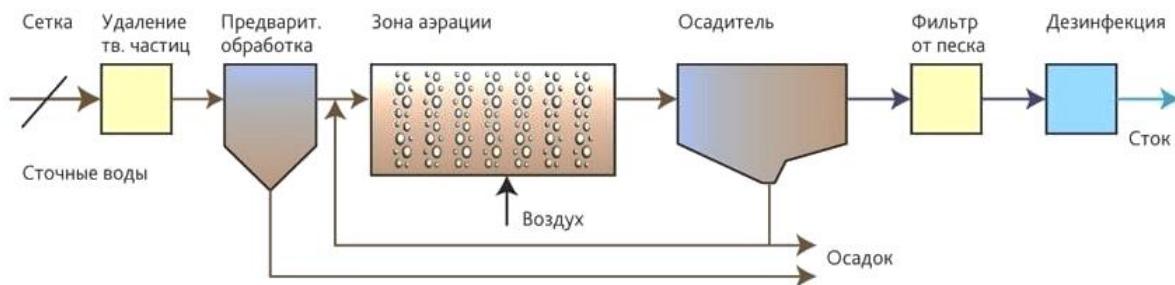


Рисунок 1. Схема очистки сточных вод

Основной принцип биологической очистки базируется на непрерывном культивировании разнообразных микроорганизмов, таких как бактерии, простейшие, грибы, дрожжи и плесень [2]. Существует два вида условий для размножения биологической массы. Аэробные микроорганизмы

способны функционировать только в присутствии свободного кислорода, в то время как анаэробные могут существовать без него.

Колонии микроорганизмов расщепляют органические соединения до простых веществ, обеспечивая себе энергию для дальнейшей жизнедеятельности. Чем больше в сточных водах органических примесей, тем эффективнее идет процесс размножения и, следовательно, успешнее результаты очистки.

С течением времени технологии не стоят на месте, и на замену традиционной биологической очистке приходят ее усовершенствованные версии. Мембранные биологические реакторы (МБР) представляют собой сочетание классической обработки активным илом и механической мембранный фильтрации. Данная технология исключает использование дополнительного оборудования для дезинфекции и удаление твердых веществ после применяемого вида очистки.

Основным компонентами мембранныго биореактора являются аэротенк и мембранный модуль (рис.2).

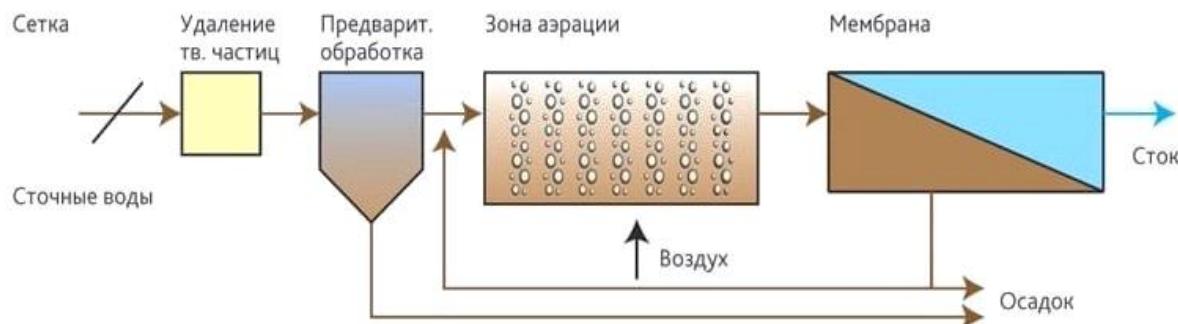


Рисунок 2. Схема очистки сточных вод с помощью МБР

После предварительной обработки сточные воды поступают в аэротенк с активной иловой смесью, где происходит их совместная циркуляция. Аэротенк оснащается ультрафильтрационными или микрофильтрационными мембранными, предназначенными для увеличения концентрации ила с целью более глубокой очистки воды. Так же они должны обладать главной способностью – механически разделять вещества, благодаря своей пористой поверхности, на концентрат – смесь ила и фильтрат, выходящий в виде переработанной воды. Еще одним важным компонентом аэротенка является мелкопузырчатая система аэрации, созданная для перемешивания потока и обеспечения достаточного количества кислорода, необходимого аэробным микроорганизмам.

Совокупность механической и биологической очистки имеет множество преимуществ, главными из которых являются минимальное количество отходов после обработки и легкость их утилизации, автономная работа комплекса и высокая эффективность.

Технологии мембранных биореакторов совершенствуются с каждым годом, разрабатываются новые материалы устойчивые к накоплению отложений [3]. Модернизированные комплектующие сделают применение МБР более доступным для пользователей из-за отсутствия необходимости частой замены фильтрующих мембран, что является основным недостатком при использовании этого типа очистки.

Данная сфера является перспективным направлением разработок в области промышленной экологии и требует направленного функционального развития, как один из самых экологически чистых методов, пока еще не подходящий под стандарты универсального использования.

Библиографический список

1. Проскуряков, В. А. Очистка сточных вод в химической промышленности : учебно-методическое пособие / В. А. Проскуряков, Л. И. Шмидт. – Ленинград : «Химия», 1977. – 464 с. – Текст : непосредственный.
2. Очистка промышленных сточных вод : учебное пособие для студентов вузов / С. В. Яковлев, Я. А. Карелин, Ю. М. Ласков, Ю. В. Воронов. – Москва : Стройиздат, 1979. – 320 с. – Текст : непосредственный.
3. Разработка технологии очистки высококонцентрированных сточных вод в мембранных биореакторах : отчет о НИР / МФТИ ; рук. Н. Н. Кудрявцев ; отв. исполн. А. В. Максимычев ; исполн. : В. А. Носенко [и др.]. – Москва, 2007. – 92 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Галимова А. Р., кандидат химических наук, доцент.

Проблема утилизации бытовых отходов

Трифоненко А. В.

Красноярский государственный аграрный университет, г. Красноярск

Развитие городской инфраструктуры, которое привело к возникновению крупных мегаполисов, и прогрессирующие темпы хозяйственной деятельности создали проблему защиты природной среды от негативного воздействия потребительских и бытовых отходов.

Для того чтобы сохранить окружающую среду внедряются различные промышленные технологии обезвреживания и переработки отходов, включая методы термические и биотермические [1].

В Красноярском крае, как в большинстве регионов Российской Федерации, возникла необходимость разработки алгоритма взаимодействия с твердыми бытовыми отходами и определения конкретного оператора для данной работы. Было предложено решить проблему с переработкой мусора при помощи строительства мусоросжигательного завода.

Так, на свои собственные средства, без вложений и помощи со стороны государства, в Красноярске открылась компания «РостТех». Эта

компания занималась сбором, перевозкой, обработкой мусора из различных учреждений и предприятий, которые находятся на правом и левом берегах города, а также собирала отходы из ближайших к городу муниципальных районов [2].

Официальным региональным оператором компания стала в 2019 году. За ним закрепились: Сосновоборск, Дивногорск, Железногорск, Мининский сельсовет Партизанского района, Березовский и Манский районы. Комплекс перерабатывает 400 тысяч тонн отходов в год. Он обрабатывает более 20 видов отходов, в том числе присутствуют: стекло (стеклобой, стеклянные изделия), древесина, металл (цветной, черный, алюминий жесть), пластик (темный и светлый), макулатура (гофрокартон, офисная бумага, газетная, картон, тетради), ветошь. Все что не пережевывается машинами МСК, направляется на пресс-компактор, который избавляет от запаха, а после это отправляется на полигон [2].

Первая точка после того как отходы собраны, машины едут на мусоросортировочный комплекс – это контрольно-пропускной пункт, здесь измеряется вес мусора. Данные хранятся в компьютерной системе, это помогает определить в онлайн режиме ежедневный оборот отходов, в день приезжает в среднем 85-100 мусоровозов. Также имеется радиационный контроль, который не зафиксировал превышения радиации за все время работы предприятия. Во время разгрузки происходит отбор мусора, который не подлежит сортировке. Далее в ход идут транспортерные линии. В мусор выкладывается агрегатами слоем в 20 сантиметров, если его увеличить, то снизится эффективность отбора вторсырья. А если уменьшается – эффективность всего комплекса снижается [2].

После необходима классификация материалов и выборка для переработки, мусор направляется на четыре поточные линии – сортировочные столы. Происходит деление на голубой и белый пластик, картон и макулатуру, упаковочную стрейч-пленку. Затем черный металл отсеивается магнитным сепаратором, он выглядит как вращающаяся шайба, которая отбивает элементы питания, например, батарейки, которые не должны попасть в общую массу. Около 1500 тонн батареек в год сдает комплекс на переработку, т. к. всего лишь одна может заразить тяжелыми металлами 1 м³ отходов. Дальше после отделения отходы передаются на вибростолы, которые представляют собой расцентрованные валы, они «протрясывают» мусор во избежание из твердых отходов мелких фракций, таким образом, отсеиваются пищевые отходы. Вторичное сырье сортируется на столах работниками на 19 фракций, которые располагаются в шахматном порядке на линии. В конце данной линии 2 поста сотрудников отсеивают все то, что не должно попасть в коммунальные отходы. Среди них встречаются лампы, их около 2000 тонн в год сдают на переработку. Остатки нефтепродуктов и автопокрышки так же передают на переработку. После прессованные отходы отправляют на склад под навес, все для того, чтобы не ухудшалось

качество. Ежедневно выполняется отгрузка, партия от 20 до 40 тонн передается в службу реализации. У мусоросортировочной компании более 100 компаний партнеров [2].

Но мусоросжигательный завод и другие существующие в г. Красноярске и в Красноярском крае предприятия по утилизации отходов не справляются с их объемом. Отсутствие сортировки и переработки при отсутствии в большинстве муниципальных образований Красноярского края объектов размещения отходов обуславливает наличие большого количества несанкционированных мест размещения отходов. Произошел рост тарифов за вывоз мусора, но качество этих действий не улучшилось, несанкционированные свалки не уменьшились. Помимо этого видна нехватка контейнерных площадок, они не отвечают требованиям законодательства, а именно нет бетонных оснований и ограждений из металла или зеленых насаждений. От государства не поступают субсидии на сферу переработки твердых бытовых отходов. Также имеются неплатежи от юридических лиц. Компании должны заключать договор с операторами своего региона на вывоз и утилизацию мусора самостоятельно, но это они делают не всегда [3, 4].

Таким образом, организация процесса утилизации твердых бытовых отходов, не смотря на наличие мусоросжигательного завода и его деятельность, основанную на вывозе и переработке, далека от идеала, имеется множество нюансов и недоработок. В будущем предстоит большая работа по совершенствованию всего этого процесса в Красноярском крае.

Публикация подготовлена при поддержке Красноярского краевого фонда науки.

Библиографический список

1. Сметанин, В. В. Защита окружающей среды от отходов производства и потребления / В. В. Сметанин. – Москва : КолосС, 2003. – 230 с. – Текст : непосредственный.
2. Как перерабатывают мусор в Красноярске : пример одного предприятия. – Текст : электронный // Город Онлайн : сайт. – URL: <https://krasnoyarsk.city.online/services/filter/city> (дата обращения: 15.03.2023).
3. Разумных, А. В. Осуществление реформы обращения с твердыми бытовыми отходами в Красноярском крае : отдельные вопросы теории и практики / А. В. Разумных, К. В. Калинина, В. А. Власов. – Текст : непосредственный // Вестник науки и образования. – 2020. – № 23–3(101). – С. 39-42.
4. Станкевич, В. С. Проблема переработки бытовых отходов на примере города Красноярска / В. С. Станкевич, Г. И. Петрова. – Текст : непосредственный // Молодёжь Сибири — науке России : материалы международной научно-практической конференции, Красноярск, 24 апреля 2020 г. – Красноярск, 2020. – С. 288-291.

Научный руководитель: Мамонтова С. А., канд. экон. наук, доцент.

Исследование способа утилизации буровых шламов при помощи бактерий *Alcanivorax borkumensis* с использованием нанотрубок галлуазита с питательным компонентом

Фахруллина Г. И., Рожин А. О., Ишмухаметов И. Р.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Процесс добычи и транспортировки нефтепродуктов сопряжен с рисками ухудшения экологической обстановки. В процессе бурения повсеместно используются буровые растворы, выполняющие целый ряд функций, в том числе охлаждение бура, вынос бурового шлама и другие. В составе отработанных буровых растворов помимо воды присутствуют глина и нефтепродукты, а также частицы пробуренной породы и некоторые специально добавленные химические реагенты. Данные субстанции сложного состава, образующиеся в больших объемах, представляют определенную опасность для окружающей среды и требуют специального подхода к их утилизации.

В составе глин встречаются каолин, монтмориллонит, бентонит, галлуазит и другие алюмосиликаты [1, 2]. Галлуазит – природный алюмосиликат, встречающийся преимущественно в форме нанотрубок длиной в несколько микрон и толщиной приблизительно 50 нм. Важной особенностью галлуазита является полость внутри, которая может быть заполнена различными веществами, что обеспечивает возможность точечной доставки и пролонгированного действия [3]. В данном исследовании применялся способ насыщения галлуазита дополнительными элементами бактериального питания для более качественного процесса очистки нефтесодержащих буровых шламов.

В качестве микробиологического объекта использовали морские бактерии *Alcanivorax borkumensis*, устойчивые к высокому содержанию солей, до 12,5 % [4]. Кроме того, эти бактерии могут использовать сырью нефть в качестве единственного источника углерода и энергии [5]. Это позволяет рассматривать *A. borkumensis* как подходящий объект для биодеградации нефтяной составляющей бурового шлама, который часто содержит от 5 до 12 % солей [6].

При помощи нанотрубок галлуазита, в полость которых был загружен нитрат-fosфатный питательный компонент, была увеличена эффективность нефтедеструкции буровых шламов при помощи бактерии *A. borkumensis*. Процесс загрузки жидкой составляющей (одномолярные Na_2HPO_4 и NaNO_3) в полость нанотрубок проводился трижды, в течение 1 часа, путем создания разреженного давления над галлуазитом, погруженном в раствор соли, после чего снова проводился процесс отмычки. Загруженные нанотрубки галлуазита формируют покрытие на поверхности клеточной стенки бактерий *A. borkumensis*, выращенных в планктонной культуре при температуре 30 °C, в жидкой среде Marine Broth 2216. Бактериальная суспензия добавлялась в чашки Петри с образцами нефтесодержащего бурового шлама 3 класса опасности. После этого фиксировались изменения в течение 14 дней. В результате на пластиковом дне чашек Петри образовывались пустые участки,

появление которых связано с нефтедеструктивной деятельностью бактерий. Визуальный эффект показан на рисунке 1.

Таким образом, показан потенциал галофильных бактерий-нефтедеструкторов в качестве объекта биологического способа утилизации нефтешламов. Учитывая, что в шламах зачастую может отсутствовать азот и фосфор в доступном для бактерий виде, способ обогащения культуры при помощи нанотрубок галлуазита позволяет решить проблему путем пролонгированного высвобождения фосфатно-нитратного компонента.

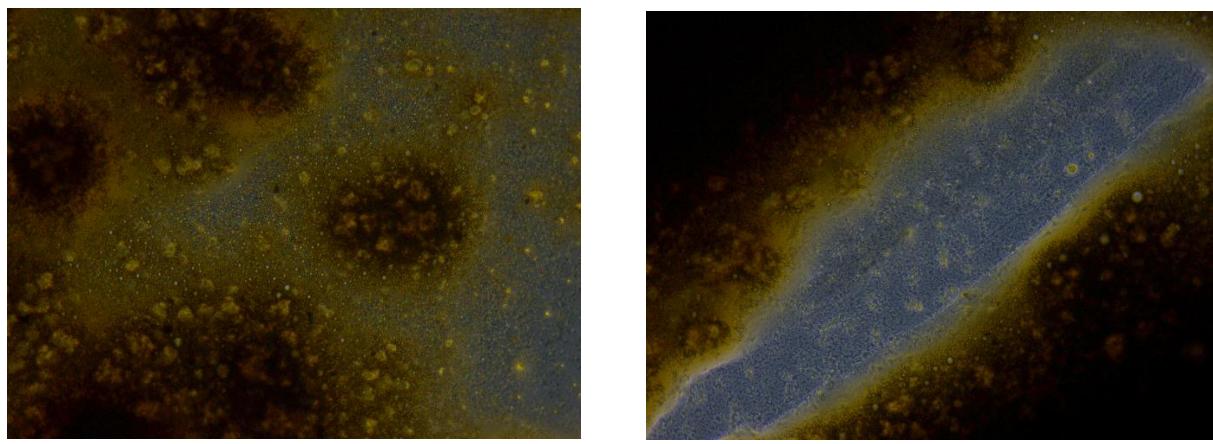


Рисунок 1. Микроскопические изображения бурового шлама (1),
и бурового шлама после 14 дней культивации с бактериями *A. borkumensis* (2),
в клеточную стенку которых были встроены нанотрубки галлуазита
с фосфатно-нитратным питательным компонентом.
Инвертированный микроскоп Zeiss Axio, увеличение – 20x.

Библиографический список

1. Murray, H. H. Traditional and new applications for kaolin, smectite, and palygorskite : a general overview. – Direct text //Applied clay science. – 2000. – Vol. 17, Issue 5-6. – P. 207-221.
2. Vivaldi, J. L. M. The bentonites of Cabo de Gata (southeast Spain) and of Guelaya volcanic province (North Morocco) / J. L. M. Vivaldi. – Direct text // Clays and clay minerals. – 1962. – Vol. 11. – P. 327-357.
3. Lvov, Y. M. The application of halloysite tubule nanoclay in drug delivery / Y. M. Lvov, M. M. De Villiers, R. F. Fakhrullin. – Direct text // Expert opinion on drug delivery. – 2016. – Vol. 13, Issue 7. – P. 977-986.
4. Alcanivorax borkumensis gen. nov., sp. nov., a new, hydrocarbon-degrading and surfactant-producing marine bacterium / M. M. Yakimov, P. N. Golyshin, S. Lang [et al.]. – DOI 10.1099/00207713-48-2-339. – Direct text // International journal of systematic bacteriology. – 1998. – Vol. 48, Issue 2. – P. 339-348.
5. "Genome sequence completed of *Alcanivorax borkumensis*, a hydrocarbon-degrading bacterium that plays a global role in oil removal from marine

systems" / P. N. Golyshin, V. A. P. M. Dos Santos, O. Kaiser [et al.]. – Direct text // Journal of Biotechnolgy – 2003. – Vol. 106, Issue 2–3. – P. 215-220.

6. Брежнева, И. Н. «Биотестирование бурового шлама на экотоксичность» / И. Н. Брежнева, М. П. Трифонова. – DOI 10.24411/1728-323X-2019-13038. – Текст : непосредственный // Проблемы региональной экологии. – 2019. – № 3. – С. 38-41.

Особенности проведения производственного контроля

Чеклова А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Производственный контроль – это комплекс мероприятий, направленный на контроль за соблюдением гигиенических нормативов, санитарных норм, выполнением санитарно-противоэпидемических мероприятий на предприятии. Согласно действующему законодательству РФ в настоящее время производственный контроль обязаны проводить все работодатели. Производственный контроль проводится с целью обеспечения безопасности производственной деятельности для человека и окружающей среды [1].

Регламентирующим документом процедуры производственного контроля является положение, в котором прописывается порядок и периодичность проверок. Еще одним важным документом является журнал производственного контроля, в котором фиксируются проверки показателей. Данный документ является обязательным.

На первом этапе проведения производственного контроля необходимо выбрать исполнителя (обычно это сторонняя организация, имеющая аккредитованную лабораторию). С данной организацией заключается договор на оказание услуг. Все тонкости проведения прописываются в этом договоре, поэтому важно перед подписанием все внимательно изучить [2].

Далее необходимо разработать и утвердить у работодателя программу производственного контроля. Ее структура показана на рисунке 1.

Программа производственного контроля			
1	2	3	4
Перечень должностных лиц (работников), на которых возложены функции по осуществлению производственного контроля	Перечень химических веществ, биологических, физических и иных факторов, а также объектов производственного контроля, представляющих потенциальную опасность для работника, в отношении которых необходима организация лабораторных исследований	Указание точек (мест), в которых осуществляется отбор проб	Периодичность проведения лабораторных исследований, кто проводит производственный контроль

Рисунок 1. Программа производственного контроля за условиями труда

Организация, имеющая аккредитованную лабораторию, проводят исследования параметров химических веществ, микроклимата, освещенности, шума, вибрации в производственных и общественных помещениях, санитарно-защитных зонах, рабочих местах [3].

По состоянию на 2023 год измерять и контролировать необходимо те факторы производственной деятельности, параметры которых превышают нормативы по результатам специальной оценки и проведенного ранее производственного и государственного контроля.

После проведения всех исследований необходимо оформить протокол измерений параметров вредных и опасных производственных факторах. Утвержденной формы в законе нет, ее устанавливает работодатель. Отчет необходимо предоставить в Роспотребнадзор.

Библиографический список

1. Двойнова, Н. Ф. Производственная безопасность : учебно-методическое пособие / Н. Ф. Двойнова, С. В. Абрамова, З. Ф. Кривуца. – Южно-Сахалинск : СахГУ, 2014. – 260 с. – Текст : непосредственный.
2. Бердник, А. Г. Производственная безопасность и охрана труда : учебное пособие / А. Г. Бердник, М. В. Каплина, Т. В. Грунской. – Ухта : УГТУ, 2018. – 167 с. – Текст : непосредственный.
3. Титова Т. С. Производственная безопасность : учебное пособие / Т. С. Титова. – Москва : УМЦ ЖДТ, 2016. – 415 с. – Текст : непосредственный.

СОУТ как элемент управления охраной труда

Чеклова А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В настоящее время охрана труда является одной из основных задач производственной деятельности. Это связано с тем, что все вопросы, связанные с безопасностью жизни и здоровья персонала, а также надежной работой оборудования, должны решаться в короткие сроки и с максимальной эффективностью.

В нынешней форме предприятия предприятия должны не только сосредоточиться на повышении экономических выгод предприятия, но и уделять больше внимания сотрудникам предприятия. Конкуренция между предприятиями на самом деле является конкуренцией среди сотрудников предприятия и конкуренцией должностей предприятия. В процессе развития предприятия может эффективно улучшить комплексные возможности предприятия, осуществляя здоровое развитие и управление безопасностью труда сотрудников предприятия.

Специальная оценка условий труда (СОУТ) – уже давно не новшество в системе управления охраной труда на любом предприятии. В 2014 году дан-

ная процедура пришла на смену аттестации рабочих мест по условиям труда. Теперь каждый работодатель обязан ее проводить в отношении всех рабочих мест на предприятии, кроме надомников, дистанционных работников [1].

Процедура проведения СОУТ проходит в несколько этапов. Первый этап – это подготовка перечня рабочих мест, в отношении которых будет проводиться специальная оценка, подготовка внутренних ЛНА (приказ о создании комиссии) в организации и выбор экспертной организации, которая будет непосредственно проводить СОУТ.

Эксперт организации должен провести необходимые замеры и исследования, чтобы идентифицировать вредные и (или) опасные производственные факторы.

По результатам проведения СОУТ составляется отчет, который необходимо утвердить комиссией.

Как элемент управления охраной труда, специальная оценка, а точнее ее результаты, могут использоваться для реализации мероприятий, направленных на улучшение условий труда, осуществления контроля, установления различных льгот и компенсаций [2].

Политика, программы и практика могут одновременно действовать многими путями, влияющими на условия труда, включая физическую рабочую среду и организацию труда. Условия труда занимают центральное место в модели как детерминанты результатов в области охраны труда и техники безопасности, а также опосредуют влияние на поведение в отношении здоровья. Условия труда сами по себе зависят от характеристик предприятия и рабочей силы, которые также, вероятно, повлияют на реализацию политики, программ и практик.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 12.0.007-2009. Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда в организации. Общие требования по разработке, применению, оценке и совершенствованию. Общие положения : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 апреля 2009 г. № 138-ст. : введ. впервые : дата введ. 2010-07-01 / разработан ООО «Центр безопасности и гигиены труда». – Москва : Стандартинформ, 2009. – 33 с. – Текст : непосредственный.

2. Трудовой кодекс Российской Федерации : ТК : текст с изм. и доп. на 6 октября 2021 г. – Москва : Эксмо, 2021. – 256 с. – Текст : непосредственный.

Состояние атмосферного воздуха на территории Ямalo-Ненецкого автономного округа

Чубарова Е. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В Ямalo-Ненецком автономном округе, а также во многих других регионах России, негативное экологическое состояние связано с большим количеством выбросов промышленных предприятий и транспорта, что приводит к значительному загрязнению атмосферного воздуха. Загрязнение происходит из-за наличия или образования вредных веществ в воздухе, превышающих установленные государством гигиенические и экологические стандарты качества атмосферного воздуха. Качество воздуха характеризуется количественными и качественными показателями загрязняющих веществ, и их контроль является важной задачей для защиты атмосферы от загрязнения.

Исследование направлено на оценку качества атмосферного воздуха на территории Ямalo-Ненецкого автономного округа. Объектом исследования является сам атмосферный воздух в данном регионе, а предметом исследования – его состояние. Для проведения исследования будут использованы методы анализа данных, включая изучение и анализ литературы и статистических сборников, описание, сравнительный метод и анализ данных.

Качество воздуха в населенных пунктах Ямalo-Ненецкого автономного округа определяется загрязнением вредными веществами, выбрасываемыми стационарными и мобильными источниками. Среди наиболее значимых и типичных источников загрязнения можно выделить предприятия по добыче нефти и газа, а также жилые и коммунальные сооружения, такие как котельные, работающие на твердом, жидком или газообразном топливе, и дизельные электростанции, а также автомобильный транспорт. В городских населенных пунктах воздух является наиболее загрязненным в автономном округе [1].

Количественные значения выбросов вредных веществ из стационарных источников отслеживаются в рамках федерального статистического наблюдения. Предприятия, которые имеют такие источники выбросов, должны предоставлять статистическую отчетность в виде 2-ТП (воздуха) в Росприроднадзор, которая содержит информацию о массе загрязняющих веществ, выбрасываемых в течение отчетного периода.

Согласно таблице 1 Федерального статистического наблюдения, общие выбросы загрязняющих веществ из стационарных источников в 2021 году составили 948 785 тыс. тонн. Анализ данных таблицы 1 показывает последовательное увеличение как объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, так и количества стационарных источников загрязнения в период 2017-2022 гг. Ввод новых промышленных объектов, снабженных источниками выбросов, приводит к увеличению показателей загрязнения в ЯНАО. Нефтегазодобывающие и нефтегазоперерабатывающие предприятия являются лидерами среди производств с наибольшим количеством выбросов загрязняющих веществ [2].

Таблица 1

Основные показатели стационарных объектов, источников загрязнения атмосферы и объема валовых выбросов на территории автономного округа

	2017	479
	2018	666
Количество объектов, имеющих выбросы ЗВ, шт.	2019	1153
	2020	1544
	2021	1844
	2017	52293
Количество стационарных источников загрязнения атмосферного воздуха, шт.	2018	41797
	2019	49063
	2020	60110
	2021	61189
	2017	786,12
Объем валовых выбросов от стационарных источников, тыс. тонн	2018	643,96
	2019	763,21
	2020	877,89
	2021	948,78

В таблице 2 представлена информация о массе основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух из стационарных источников на территории автономного округа в 2021 году. По данным таблицы, оксиды углерода составляют более половины (51%) всех выбрасываемых веществ, что связано со спецификой экономики региона. Эта группа веществ относится к 4 классу опасности. В структуре выбросов загрязняющих веществ высокая доля углеводородов (22%) и оксида азота (15%), включая NO₂.

Таблица 2

Выбросы основных загрязняющих веществ в 2021 году, тонн

Диоксид серы	3 338,660
Оксид углерода	484 011,432
Оксид азота (в пересчете на NO ₂)	138 462,785
Углеводороды (без ЛОС)	212 036,203
Летучие органические соединения (ЛОС)	83 344,499
Прочие газообразные и жидкые	747,727
Прочие твердые	26 844,030
Всего	948 785,341

В регионе значительная доля загрязнения воздуха приходится на передвижные источники выбросов. Таблица 3 содержит объемы выбросов загрязняющих веществ в 2021 году из различных мобильных источников, разбитых по типам. Наибольший вклад в загрязнение вносит автомобильный транспорт (21,27 тыс. тонн). В структуре выбросов загрязняющих веществ автомобильного транспорта CO преобладает (11,65 тыс. тонн), а у железнодорожного транспорта – оксиды азота (1,18 тыс. тонн).

Таблица 3

Объем выбросов загрязняющих веществ в 2021 году от некоторых передвижных источников с разбивкой по видам источников, тыс. тонн

Вид передвижного источника	SO ₂	NO _x	ЛОСНМ	CO	C	NH ₃	CH
Автомобильный транспорт	0,29	7,25	1,55	11,65	0,21	0,20	0,13
Железнодорожный транспорт	0,0004	1,18	0,14	0,32	0,14	0,0002	0,01
Итого	0,29	8,43	1,69	11,96	0,35	0,20	0,13

В общем, несмотря на то, что железнодорожный транспорт и его подвижной состав негативно влияют на все компоненты биосфера, их влияние существенно меньше, чем у автомобильного транспорта. Это объясняется тем, что железнодорожный транспорт является одним из наиболее экономичных по расходу топлива на единицу перевозки и благодаря широкому использованию электричества на железных дорогах.

За последние годы в ЯНАО активно осваивали нефтегазовые месторождения, что привело к резкому ухудшению экологической ситуации и необратимым изменениям природы. Основные источники загрязнения окружающей среды – промышленность, транспорт, сельское хозяйство и население. Одним из крупных загрязнителей являются предприятия топливно-энергетического комплекса, которые производят большое количество вредных выбросов.

Библиографический список

1. Бешенцев, В. А. Современное состояние атмосферного воздуха в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев. – Текст : непосредственный // Научный Лидер. – 2021. – № 23(25). – С. 21-45.
2. Трухина, Е. А. Анализ системы государственного экологического контроля в Ямало-Ненецком автономном округе / Е. А. Трухина. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2020. – № 19 (309). – С. 174-177.

Научный руководитель: Скипин Л. Н., д. с.-х. н., профессор.

Влияние выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников на атмосферный воздух

Шабанов Д. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Загрязнение воздуха во многих развивающихся странах по-прежнему является серьезной экологической проблемой, и многие города мира подвержены высоким уровням этого явления. Основными источниками ухудшения качества воздуха в развивающихся странах являются рост населе-

ния, который приводит к незапланированной урбанизации и индустриализации. Одним из главных источников загрязнения городского воздуха является автотранспорт.

Автомобили сжигают огромное количество ценных нефтепродуктов, нанося одновременно ощутимый вред окружающей среде, главным образом атмосфере. Поскольку основная масса автомобилей сконцентрирована в крупных и крупнейших городах, воздух этих городов не только обедняется кислородом, но и загрязняется вредными компонентами отработавших газов.

Вклад транспортных средств в загрязнение городского воздуха, по сравнению с другими источниками загрязнения воздуха составляет 23 % от общего объема выбросов. На рисунке 1 представлена структура выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников.



Рисунок 1. Структура выбросов загрязняющих атмосферу веществ от стационарных и передвижных источников (тысяч тонн)

Выбросы автотранспорта включают оксиды азота (NO_x), оксид углерода (CO), летучие органические соединения, а также аммиак, сажа и метан. Кроме того, некоторые вторичные выбросы могут возникать в результате взаимодействия между первичными загрязнителями и другими элементами, такими как озон (O_3).

В таблице 1 приведены данные из ЕМИСС (Единая межведомственная информационно-статистическая система) по объему выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от автомобильного транспорта.

Таблица 1

Объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от автомобильного транспорта в Российской Федерации (тыс. тонн)

Наименование	2019	2020	2021
Углерода оксид	3745,6008	3638,8098	3499,1623
Азота диоксид	979,3096	949,5494	922,2849
Летучие органические соединения	432,2636	415,8622	394,5635
Аммиак	52,0894	52,7357	53,7281
Ангидрид сернистый	37,4264	37,2667	37,5206
Сажа	29,5348	28,2848	27,2098
Метан	15,1712	14,6126	14,4112
Всего	5291,3959	5137,1211	4 948,88

Одним из наиболее влиятельных факторов, приводящих к загрязнению воздуха на дорогах, является значительное увеличение количества автотранспортных средств и увеличение расхода топлива двигателями. Увеличение ущерба здоровью и окружающей среде, который может быть вызван загрязнителями транспортных средств, прямо пропорционально увеличению количества автотранспорта [1].

Размер Российского автопарка в 2022 году составляет 58,1 млн автотранспорта, из них 50,6 млн. легкового автотранспорта, 6,7 млн. грузового и 833 тысяч автобусов. В таблице 2 приведены подробные данные Министерства внутренних дел Российской Федерации по количеству автомобильного транспорта. А также на рисунке 2 показана тенденция роста численности автотранспорта в Российской Федерации.

Таблица 2

Количество автомобильного транспорта (ед.)

	Тип транспорта	Российская Федерація	Уральский ФО	Тюменская область (с а/о)
2020	Легковой транспорт	49 259 028	4 764 369	1 386 384
	Грузовой транспорт	6 564 385	732 100	303 818
	Автобусы	850 098	92 330	40 939
2021	Легковой транспорт	50 304 104	4 992 578	1 458 366
	Грузовой транспорт	6 664 078	754 063	309 752
	Автобусы	843 855	94 975	42 255
2022	Легковой транспорт	50 608 838	5 126 626	1 482 047
	Грузовой транспорт	6 673 348	762 587	312 460
	Автобусы	833 860	97 446	42 985

Значительное содержание загрязняющих веществ в отработанных газах вносит ощутимый вклад как на здоровье человека, так и на окружающую среду и даже климат. Подход к решению проблемы уменьшения выбросов автотранспортом сводится к проблеме топливной экономичности и соответственно решению проблемы альтернативных видов топлив.

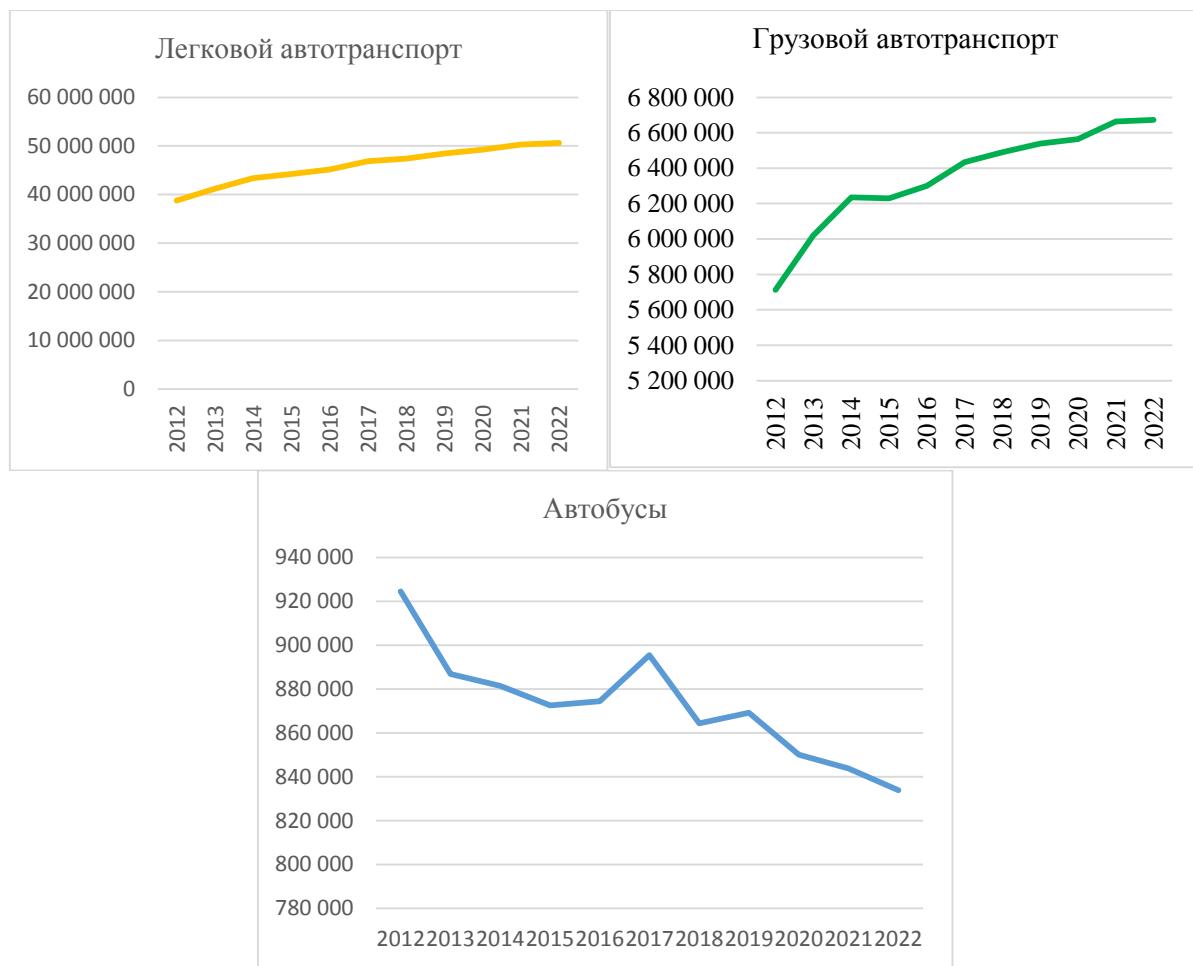


Рисунок 2. Тенденция роста численности автотранспорта в Российской Федерации (2012–2022)

К основным методам снижения выбросов ЗВ в атмосферу от автотранспорта относятся:

- повышение качества используемого топлива;
- использование альтернативных видов топлива;
- применение термических реакторов и каталитических нейтрализаторов в выпускном тракте;
- использование сажевых фильтров в выпускном тракте;
- улучшение процессов смесеобразования и горения топлива в ДВС;
- использование присадок к моторному топливу и маслу.

Библиографический список

1. Александров, В. Ю. Экологические проблемы автомобильного транспорта: аналит. обзор / В. Ю. Александров, Л. И. Кузубова, Е. П. Яблокова. – Текст : электронный // Экология. Серия аналитических обзоров мировой литературы. – 1995. – № 34. – С. 1-113. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=8818844> (дата обращения: 03.03.2023).

Анализ воздействия вредных производственных факторов на работников производства металлоконструкций

Шантурова Д. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Обеспечение охраны труда на предприятиях регулируется правовыми актами, самым главным, из которых является Трудовой кодекс. Данный закон регулирует обеспечение работодателем для работника безопасных и гигиенических условий труда, выявление опасных производственных факторов на рабочем месте, оценку профессиональных рисков, ознакомление работника с результатами оценки.

Рабочая среда людей, занятых в металлургической промышленности, связана со специфическими условиями труда, поскольку существует значительное количество профессиональных опасностей, приводящих к травмам или профессиональным заболеваниям. Важно выявлять опасности до начала проведения работ, чтобы обеспечить безопасность для каждого работника.

Работа с металлами является обычной частью промышленности – различные производственные процессы и техническое обслуживание производственного оборудования связаны с обработкой металла, включая сварку и другие виды деятельности, такие как полировка, резка, высечка под давлением и т.д. Работники, выполняющие работы по металлу, подвергаются воздействию вредных и опасных факторов производственной среды, в том числе химические (пары) и физические (производственный шум). Эпидемиологические исследования показывают, что большое число сварщиков страдают тем или иным видом респираторных заболеваний [1].

Например, лица, занятые сваркой, чаще страдают заболеваниями верхних дыхательных путей, заболеваниями желудочно-кишечного тракта и бронхов, расстройствами пищеварительного тракта и ревматическими заболеваниями. Профессиональная тугоухость, как правило, связана с воздействием шума. Воздействие шума может привести к таким последствиям, как нарушение сна, усталость, низкая концентрация. Современный способ защиты сотрудников от шума – это в основном средства индивидуальной защиты, включая защитные наушники.

Многие химические вещества также способны оказывать вредное воздействие на здоровье работников. Широко известно, что средние концентрацииmonoоксида углерода снижают поглощение кислорода, что влияет на низкую работоспособность [2].

Концентрации марганца также могут превышать допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны. Марганец оказывает токсическое воздействие на нервную систему, поэтому при длительном воздействии повышенных доз могут развиться серьезные неврологические заболевания. В настоящее время для снижения воздействия данных факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты органов дыхания от вредных паров.

Условия труда для работников, занятых в металлургической промышленности оказывают вредное воздействие для здоровья. Необходимо рассмотреть новые подходы для повышения безопасности на рабочем месте. Формирование безопасности на рабочем месте сводится к принятию мер по обеспечению безопасных и гигиенических условий труда.

Оценка профессионального риска, использование технических мер позволяют защитить здоровье работников. Например, технические меры могут включать улучшение общей вентиляции путем установки большой вытяжной системы.

Библиографический список

1. Коробко, В. И. Охрана труда : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальностям «Экономика и управление на предприятии», «Менеджмент организации», «Государственное и муниципальное управление» / В. И. Коробко. – Москва : ЮНИТИ-ДАНА, 2012. – 239 с. – Текст : непосредственный.
2. Бердник, А. Г. Производственная безопасность и охрана труда : учебное пособие / А. Г. Бердник, М. В. Каплина, Т. В. Грунской. – Ухта : УГТУ, 2018. – 167 с. – Текст : непосредственный.

Обеспечение безопасности труда работников при производстве металлоконструкций

Шантурова Д. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Производственный травматизм считается серьезной проблемой общественного здравоохранения во всем мире. Опасности, связанные с работой, ежегодно уносят почти 2,78 миллиона жизней во всем мире, и около 2,4 миллиона из этих смертельных исходов вызваны профессиональными заболеваниями. Следовательно, защита работников от болезней иувечий, являющихся следствием их профессионального риска, является ключевым компонентом устава Международной организации труда (МОТ).

Большинство смертельных случаев и травм на рабочем месте можно предотвратить путем повышения осведомленности и внедрения руководящих принципов и законодательства по охране труда.

Почти все работники обладают правильными базовыми знаниями об охране труда, и значительная часть рабочих мест является безопасными.

Важно отметить, что программы обучения безопасности, оценки рисков и повышения осведомленности должны присутствовать на предприятиях. Надлежащая институциональная политика и практика, такие как использование СИЗ и прохождение подготовки, связаны с более низким риском травм [1].

Обязательства политики по охране труда и производственной безопасности включают предварительное информирование всех сотрудников на рабочем месте о потенциальных несчастных случаях, рисках для здоровья и безопасности, обеспечение базового обучения работников, использование соответствующих технологий и развитие инфраструктуры для обеспечения безопасности. Работодатели также обязаны сформулировать свою собственную конкретную политику в области охраны труда и следовать ей.

С другой стороны, практика охраны труда в развитых и западных странах, например в Австралии, демонстрирует позитивный сценарий. Существуют некоторые факторы, которые способствуют практике и результатам в области охраны труда в развитых странах, включая законодательную и нормативную базу, инновационные инициативы в области охраны труда, повышение осведомленности и государственную поддержку. В крупных компаниях формальные команды по управлению охраной труда привлекаются для того, чтобы помочь обеспечить необходимое соблюдение нормативных актов для обеспечения здоровья и безопасности рабочей силы. Такой анализ должен быть проведен и в металлургической промышленности в ближайшем будущем [2].

Ежегодный уровень производственного травматизма высокий среди работников металлургической отрасли и смежных с нею. Следует начать информационные кампании, ориентированные на металлургический сектор. Развитие навыков в области охраны труда должно быть эффективно интегрировано в соответствующие образовательные программы. Работникам должно быть проведено обучение, а те, кто обеспечивает образование, профессиональную подготовку и консультации по охране труда, должны обладать соответствующими возможностями. Правительству следует поддерживать неформальный сектор металлообработки для повышения осведомленности и навыков по предотвращению травм и рисков и надлежащему управлению ими, а также для обеспечения доступа к защитному оборудованию и безопасной окружающей среде.

Библиографический список

1. Бердник, А. Г. Производственная безопасность и охрана труда : учебное пособие / А. Г. Бердник, М. В. Каплина, Т. В. Грунской. – Ухта : УГТУ, 2018. – 167 с. – Текст : непосредственный.
2. Сибикин, Ю. Д. Охрана труда и электробезопасность / Ю. Д. Сибикин. – Москва : Радио и связь, 2021. – 408 с. – Текст : непосредственный.

Автоматизированная система контроля за соблюдением техники безопасности на производственном предприятии с использованием искусственного интеллекта

Ященок А. К., Ильин О. Б., Караваев З. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Инженеры по охране труда часто сталкиваются с тем, что работодатели не видят необходимости обеспечивать безопасные условия труда для своих сотрудников. Некоторые бизнесмены искренне считают, что их предприятие уже защищено от чрезвычайных ситуаций, и что система защиты, внедренная несколько десятилетий назад, не нуждается в изменениях. Однако уверенность в полной защищенности, несмотря на аудит охраны труда, является еще одной распространенной ошибкой.

Примерно 85 % профессиональных заболеваний и 30 % производственных травм связаны с действием вредных факторов производственной среды, которые, как следствие, обусловлены недостатками техники и технологий [1].

Острота проблемы, связанная со смертельным производственным травматизмом в Российской Федерации, остается актуальной, т. е. необходимо проводить многочисленные исследования по поиску путей совершенствования системы охраны труда и разрабатывать большое количество мероприятий по снижению производственного травматизма и социально-экономической защите работников от несчастных случаев со смертельным исходом и несчастных случаев на производстве.

По данным Роструда общее количество случаев травматизма составляет более 10 тысяч. Из них по причине воздействия вредных веществ – 28, дыма, огня, пламени – 113, воздействия экстремальных температур – 54, воздействия электрического тока – 147, которые можно наблюдать на рисунке 1 [2].



ТРАВМАТИЗМ

по видам происшествия по данным Роструда за 2020 год

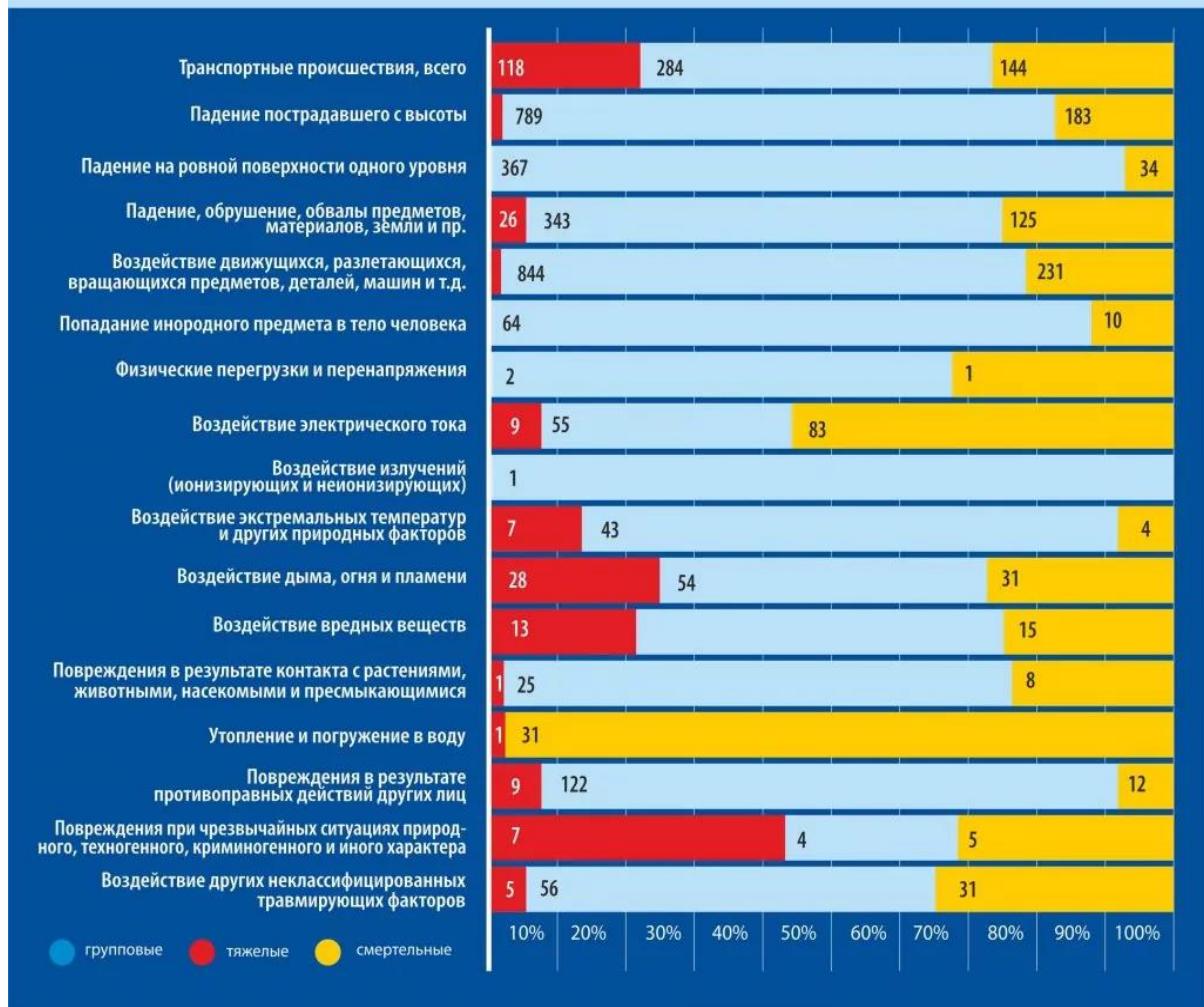


Рисунок 1. Травматизм по данным Роструда

Изложенное выше выдвигает проблему условий и охраны труда в разряд актуальных.

Применение системы видеоанализа для проверки соблюдения правил техники безопасности, а также автоматизированной системы отчетности о нарушениях, помогает уменьшить время, затрачиваемое на обработку данных с камер видеонаблюдения, и уменьшить риск травм, связанных с человеческим фактором, а также оповестить о неподобающем состоянии микроклимата на предприятии и контролировать соблюдение техники безопасности сотрудниками, а также правильное использование ими экипировки и оборудования.

Они могут быть установлены на опасных участках производственной линии, в зонах складирования или в местах, где работники могут

подвергаться риску. Системы видеоанализа позволяют быстро обнаруживать и отслеживать нарушения, связанные с безопасностью, а также предоставлять данные для анализа и оптимизации рабочих процессов.

Такие системы используют комплексное распознавание образов, анализ движения и другие алгоритмы, которые помогают идентифицировать опасные ситуации и нарушения правил безопасности и состояния микроклимата. При обнаружении нарушений система может автоматически сигнализировать о проблеме оператору или диспетчеру, а также фиксировать данные об инциденте в системе отчетности.

В результате использования систем видеонаблюдения на производстве можно сократить количество травматических случаев и производственных аварий, связанных с неправильным поведением персонала, а также повысить не только эффективность работы всей производственной линии, но и условия труда, путем контроля за внутренним микроклиматом.

Компания «Техносерв», один из ведущих российских системных интеграторов, внедрила систему видеоаналитики для Распадской угольной компании (РУК), управляющей угольными активами глобальной горно-металлургической компании ЕВРАЗ.

Задача системы видеонаблюдения соблюдения правил техники безопасности – сократить число случаев травматизма на производстве. Система сокращает трудозатраты на обработку данных с камер видеонаблюдения и снижает риск травматизма из-за «человеческого фактора». Проект состоит из трех подзадач: внедрение системы видеоаналитики на базе машинного зрения, разработка автоматизированной системы отчетности о нарушениях, обеспечение безопасного хранения фото и видео с камер. Когда работник входит на промышленную площадку, система видеоаналитики проверяет состояние экипировки и фиксирует нарушения: отсутствие, защитных очков, перчаток, спецодежды, страховочной привязи, или нахождение в опасной зоне.

Библиографический список

1. Пилипчук, Д. А. Исследование летального производственного травматизма в Российской Федерации / Д. А. Пилипчук, В. М. Минько. – Текст : электронный // Вестник молодежной науки. – 2015. – № 2. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-letalnogo-proizvodstvennogo-travmatizma-v-rossiyskoy-federatsii> (дата обращения: 13.03.2023).

2. Статистика травматизма по данным Росстат. – Текст : электронный // Rosinfostat : сайт. – URL: <https://rosinfostat.ru/travmatizm/> (дата обращения: 12.03.2023).

Научный руководитель: Брюханова Р. Я.

СЕКЦИЯ «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа»

Методы улавливания углекислого газа

Агапов А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефтегазопереработка – это процесс преобразования нефти и газа в различные продукты, такие как бензин, дизельное топливо и пропан. Однако при этом процессе выделяется большое количество углекислого газа, который является одним из основных газов, вызывающих изменение климата. Поэтому, улавливание углекислого газа становится все более важным, чтобы минимизировать выбросы от нефтегазопереработки.

Улавливание углекислого газа – это процесс сбора и хранения углекислого газа из промышленных и энергетических процессов, перед тем как он попадет в атмосферу. Этот процесс может быть использован в различных отраслях, включая нефтегазовую промышленность, для снижения выбросов газа и уменьшения негативного воздействия на окружающую среду [1].

Один из методов улавливания углекислого газа – это использование абсорбера. Абсорберы позволяют улавливать углекислый газ из выбросов и перенаправлять его в отдельный контейнер для дальнейшей переработки. Этот метод является эффективным и может быть применен на различных типах установок нефтегазовой промышленности.

Другой метод улавливания углекислого газа – это использование криогенной технологии. Криогенные технологии используют экстремально низкие температуры для конденсации углекислого газа из выбросов. Этот метод может быть эффективным, однако требует больших затрат на энергию и инфраструктуру, что делает его менее практичным для многих нефтегазовых установок.

Третий метод улавливания углекислого газа – это использование мембранных технологий. Мембранные технологии позволяют улавливать углекислый газ из выбросов путем прохождения его через специальную мембрану. Этот метод является менее затратным на энергию, чем криогенные технологии, и может быть применен на различных типах установок [2].

Кроме перечисленных выше методов улавливания углекислого газа, существуют и другие технологии, которые могут использоваться для минимизации выбросов от нефтегазопереработки.

Одним из таких методов является использование вакуумных установок. Вакуумные установки позволяют удалять углекислый газ из выбросов путем создания вакуума в установке. Этот метод также может быть эффективным и может использоваться на различных типах нефтегазовых установок.

Еще одним методом является использование газовых сепараторов. Газовые сепараторы используются для разделения углекислого газа от дру-

гих газов в выбросах. Этот метод может быть более эффективным, чем другие методы, если необходимо собрать только углекислый газ.

Также существуют методы использования биотехнологий для улавливания углекислого газа. Эти методы используют микроорганизмы, которые могут поглощать углекислый газ и превращать его в другие продукты, такие как метан или масла. Этот метод является экологически чистым и может иметь большой потенциал в будущем.

Наконец, одним из наиболее эффективных методов улавливания углекислого газа является использование современных технологий захвата и хранения углекислого газа (CCS). Этот метод включает в себя улавливание углекислого газа из выбросов и его хранение в подземных хранилищах. CCS уже используется на нескольких установках по всему миру, и этот метод имеет потенциал стать одним из наиболее эффективных способов снижения выбросов углекислого газа от нефтегазопереработки.

В целом, улавливание углекислого газа является важным шагом для минимизации выбросов от нефтегазопереработки. Существует множество технологий, которые могут быть использованы для этой цели, и каждый метод имеет свои преимущества и недостатки. В будущем, развитие новых технологий будет играть важную роль в борьбе с изменением климата [3].

Библиографический список

1. Воздействие на атмосферный воздух при переработке и хранении нефти. – Текст : электронный // Области экологии : [сайт]. – URL: <https://oblasti-ekologii.ru/ecology/vidy-vozdejstvia-na-prirodnuyu-sredu/pri-pererabotke-i-hranenii-nefti> (дата обращения: 05.03.2023).
2. Ахметова, В. Р. Улавливание и хранение диоксида углерода – проблемы и перспективы / В. Р. Ахметова, О. В. Смирнов. – DOI 10.17122/bcj-2020-3-103-115. – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2020. – Т. 27, № 3. – С. 103-115.
3. Хвостик, Е. Поймай его, если сможешь / Е. Хвостик. – Текст : электронный // Коммерсантъ : сайт. – 2022. – 20 ноя. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5678850> (дата обращения: 05.03.2023).

Научный руководитель: Савченков А. Л., кандидат технических наук, доцент.

Применение высших жирных спиртов

Борзенко А. О., Янкова А. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Высшие жирные спирты (ВЖС) широко используются в промышленном органическом синтезе и приобретают все большее значение в разных сферах жизни.

ВЖС это одноатомные насыщенные и ненасыщенные спирты C₆-C₂₀, получаемые из природных жиров, масел и восков либо химическим путем –

алюминийорганическим синтезом и оксосинтезом. Переход на нефтегазовое сырье способствовало росту потребления ВЖС. Применяются такого рода спирты в качестве растворителей, реагентов флотации, экстракции, в парфюмерном и фармацевтическом производстве. Подавляющее большинство высших жирных спиртов используется для дальнейшей химической переработки с целью получения таких производных как пластификаторы, смазочные масла и присадки, поверхностно-активные вещества и синтетические моющие средства [1]. Однако существуют и другие области применения ВЖС.

Высшие жирные спирты можно использовать в качестве альтернативного источника электроэнергии за счет их термоэлектрических свойств. При температурах фазовых переходов отмечается скачкообразный рост разности потенциалов, достигающий десятков милливольт. Не исключено, что величина напряжения может быть больше и обнаруживаться в более широком диапазоне температур [2].

Электрические свойства ВЖС позволяют их использовать в качестве активаторов процессов депарафинизации нефтяных продуктов, в частности для депарафинизации дизельных топлив. Депарафинизация нефтепродуктов проводится в электрическом поле в присутствии депрессорных присадок (ДП) и называется электродепарафинизацией. Этот способ основан на выделении из сырья на электродах парафиновых углеводородов за счет эффекта электрофореза. Депрессорные присадки при температуре проведения процесса снижают структурную вязкость парафина содержащего сырья и, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, придают им электрический заряд. Дополнительное введение ВЖС в депарафинируемые нефтепродукты за счет синергетического эффекта при взаимодействии ВЖС с депрессорными присадками приводит к повышению электрического заряда кристаллов парафина и соответственно к повышению выхода дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными свойствами.

Электродепарафинизация дизельного топлива показывает несколько лучшие результаты при использовании смеси ДП и фракции ВЖС С₁₀₋₁₈. Таким образом, удается снизить температуру помутнения летнего дизельного до значений, соответствующих требованиям для зимних дизельных топлив [3].

Библиографический список

1. Высшие жирные спирты (области применения, методы производства, физико-химические свойства) : монография / С. М. Локтев, В. Л. Клименко, В. В. Камзолкин [и др.] ; Издательство «Химия». – Москва, 1970. – 328 с. – Текст : непосредственный.
2. Агаев, В. Г. Термоэлектрические эффекты в высших жирных спиртах / В. Г. Агаев, А. А. Столбов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 2. – С. 70-79.

3. Агаев, С. Г. Влияние высших жирных спиртов на показатели процесса электродепарафинизации летнего дизельного топлива / С. Г. Агаев, Н. С. Яковлев, А. А. Столбов. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения. – 2012. – № 6. – С. 22-25.

Научный руководитель: Агаев В. Г., д. т. н., профессор.

Изучение полисульфидных отложений

Житков Н. В., Романов К. Ю.

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

В настоящий момент остро стоит проблема образования твердых аморфных отложений на нефтеперерабатывающих заводах. Отложения от светло-серого до темно-бурого цвета фиксируются на установках первичной переработки нефти, преимущественно на стенках трубопроводов, рефлюксных емкостях и аппаратах воздушного охлаждения.

Осадая на оборудовании нефтеперерабатывающих производств, отложения закупоривают отверстия аппаратов и приводят к повышенному коррозионному износу конструкционных материалов [1]. Так, скорость коррозии углеродистых сталей ректификационных колонн на некоторых предприятиях увеличилась более чем в 5 раз [2].

Современные исследования показывают, что структура данных отложений представляет собой длинные сероуглеродные цепочки, потому такие отложения получили название «полисульфиды», а причина их образования – побочное действие поглотителей сероводорода, применяемых в настоящее время нефтегазодобывающими компаниями.

Основная сложность при изучении таких отложений – невозможность их растворения практически ни в одном из применяемых растворителей.

Целью данной работы является определение возможных методов инструментального анализа полисульфидных отложений, установление их точной структуры и элементного состава.

Произведены исследования растворимости отложений в различных растворителях и их смесях, представлен метод получения спирто-толуольного экстракта отложений, пригодного для дальнейшего анализа.

В результате произведенных исследований была выявлена частичная растворимость отложений в растворе этилового спирта и диметилформамида, однако наибольшую растворимость показывает смесь полярных и неполярных растворителей, например, смесь спирта и толуола (1:3).

Проба отложений была проэкстрагирована данной смесью с последующим выпариванием растворителя методом атмосферной перегонки и получением небольшого объема спирто-толуольного экстракта отложений, направленного на последующие анализы.

В качестве таких методов анализа представлены: ИК-спектроскопических, хромато-масс-спектрометрический, рентгенофлуоресцентный, общего углерода и прочие виды анализов.

По результатам ИК-спектроскопического анализа, представленного на рисунке 1, было выявлено присутствие следующих функциональных групп: C-S, R-CH₂-(S-S), -CH₂-S-, S-H, R-CH₂-SH, R-CH₂-(S-C), а также S-S.

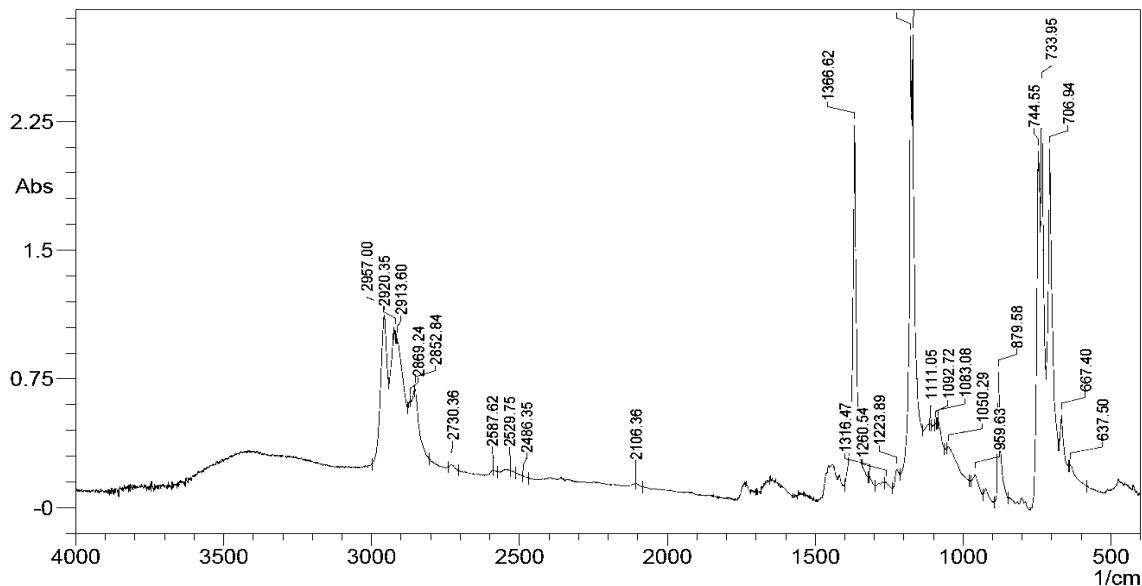


Рисунок 1. ИК-спектр полисульфидных отложений

По результатам рентгенофлуоресцентного анализа были обнаружены следующие элементы, содержащиеся в пробе отложений (в относительных процентах): S – 95,69 %, Fe – 2,67 %, Cu – 1,06 %, Zn – 0,30 % и другие (0,28 %).

Для установления процентного содержания механических примесей был произведен анализ зольности представленных отложений. Для этого пробу отложений последовательно прокаливали до температур 110 °C, 200 °C и 300 °C и взвешивали.

Анализ общего содержания углерода показал следующее содержание углерода в пробах отложений: 26,54 % масс. для отложений до просушки и 21,45 % масс. для отложений после просушки при 110 °C в течение 1 часа.

Из анализа результатов проведенных исследований были сделаны выводы, что полисульфидные отложения представляют собой хорошо озоляемое вещество с высоким содержанием серы (до 78,55 % масс.), структура которых характеризуется наличием длинных полимерных цепочек вида -(CH₂-S)_n.

Библиографический список

1. Хуторянский, Ф. М. Современное состояние химико-технологической защиты от коррозии установок первичной переработ-

ки нефти. Проблемы, пути совершенствования / Ф. М. Хуторянский, А. Л. Цветков, Ю. Ю. Кляцкий. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 4. – С. 56-59.

2. Бурлов, В. В. Современные подходы к решению проблем защиты от коррозии оборудования на НПЗ / В. В. Бурлов. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – № 3. – С. 64-68.

Научный руководитель: Рудко В. А., к. т. н., исп. дир. НЦ «Проблем переработки минеральных и техногенных ресурсов».

Анализ влияния граничных давлений на качество работы азотной мембранный установки

Кузнецов А. В., Гильманов А. Я.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Газовая промышленность является одной из крупнейших сырьевых сфер в наше время. Газ используют в огромных количествах и в различных сферах, поэтому повышение его качества является немаловажной задачей на сегодняшний день.

Для очистки промышленных газов используют ряд методов, которые имеют различную эффективность, зависящую от выбранного вещества. Из всех способов очистки можно выделить адсорбционный, абсорбционный и мембранный, так как они являются наиболее применяемыми [1].

В данной работе рассматривается модель селективного половолоконного мембранного модуля (рисунок 1). Цель: оценка его эффективности при изменении внешних давлений на краях модуля. Данная конфигурация установки имеет большую площадь фильтрации, за счет множества волокон, и может работать при больших давлениях, что существенно выделяет ее среди других видов мембранных установок [2]. Суть метода состоит в том, что механизм разделения смеси газов основан на различной проводимости мембранны для одного газа и меньшей для другого. Чистый газ, отделяясь от окружающего воздуха, отбирается из патрубка, а другая его компонента – на выходе модуля.

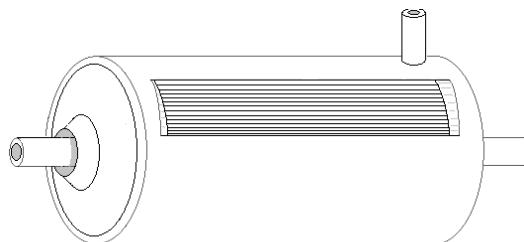


Рисунок 1. Схематичный вид половолоконной конфигурации мембранного модуля

При решении задачи рассматривается протекание потоков газа как внутри волокон, так и снаружи [3]. Математическая модель основана законах сохранения массы, а также законе Дарси. Модель имеет ряд допущений: газ является идеальным, процесс изотермический, волокна имеют одинаковую проницаемость во всех направлениях и начальное давление распределено линейно по всей длине модуля.

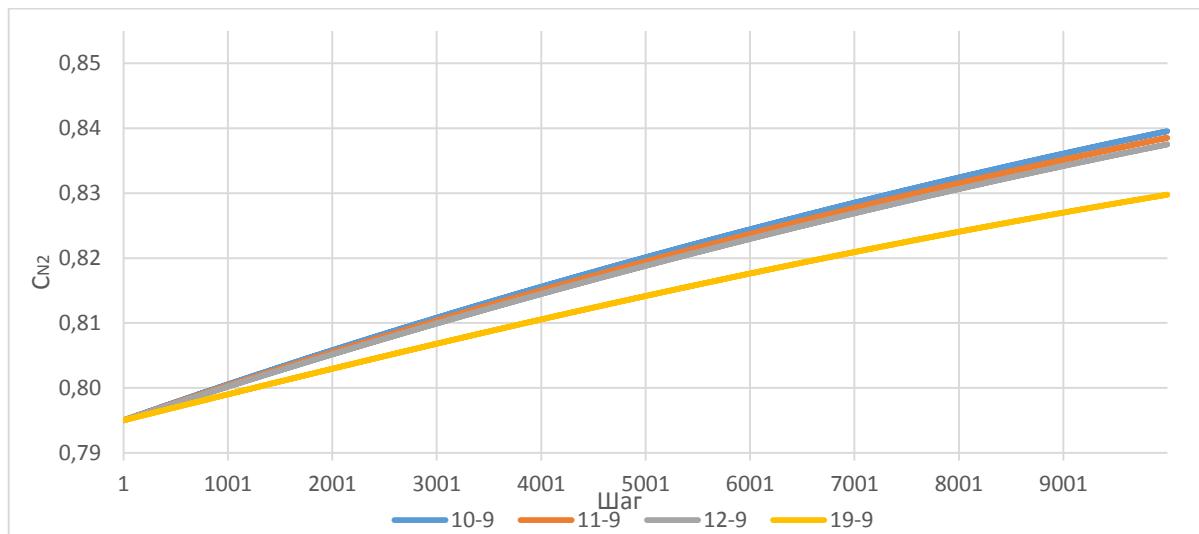


Рисунок 2. Концентрация отбираемого газа при различных давлениях на границах модуля

На рисунке 2 представлен результат вычисления концентрации отбираемого газа при различных давлениях на границах. Перепад давления ΔP составил от 1 до 10 атмосфер соответственно. У патрубка отбора давление фиксируется на 9 атмосферах, а на левой границе изменяется от 10 до 19. Как видно из графика, качество отбираемого газа падает при увеличении разницы давлений, а следовательно, и скорости протекания смеси по волокнам. Следовательно, можно сделать вывод о том, что чем больше разница давлений на границах модуля, тем сложнее смеси фильтроваться сквозь волокна. Также можно отметить, что изменение давлений не влияет на время достижения стационарного режима работы модуля.

Библиографический список

- Smith, A. R. A review of air separation technologies and their integration with energy conversion processes / A. R. Smith, J. Klosek. – DOI 10.1016/S0378-3820(01)00131-X. – Direct text // Fuel Processing Technology. – 2001. – Vol. 70, Issue 2. – P. 115-134.
- Loeb, S. The Loeb-Sourirajan membrane : how it came about / S. Loeb. – DOI 10.1021/bk-1981-0153.ch001. – Direct text // ACS Symposium Series. – 1981. – Vol. 153. – P. 1-9.
- Гильманов, А. Я. Определение параметров установки с селективными мембранными / А. Я. Гильманов, М. А. Деменчук, А. П. Шевелев. –

Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7, № 3 (27). – С. 71-88.

Научный руководитель: Шевелёв А. П., кандидат физико-математических наук, профессор.

Совершенствование процессов глубокой переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков

Кузнецова А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Запасы высококачественной легкой нефти во всем мире истощаются, а стоимость ее добычи растет. В будущем приоритетным будет использование тяжелых нефтей. Тяжелая нефть отличается от обычной сырой нефти низким соотношением водорода и углерода, высоким содержанием гетероатомов (азота, кислорода и серы) и концентрацией металлов в асфальтеновой фракции. В результате переработка тяжелой нефти и нефтяных фракций с помощью традиционных технологий зачастую затруднена.

Перед учеными всего мира стоит необходимость синтезировать более эффективные и стабильные катализаторы, найти более дешевые и доступные источники водорода, экспериментировать с различными комбинациями температуры, давления, соотношения и гидродинамических режимов, а также совершенствовать реакторы, чтобы получать нефтепродукты с высокой рыночной ценой, соизмеримой с затратами на их производство [1].

Разработан способ переработки тяжелой нефти с высоким содержанием асфальтенов в бензиновые и дизельные фракции методом каталитического крекинга с использованием катализатора – соли нитрата шестивалентного никеля или раствора этой соли в этиловом спирте или ацетоне в соотношении 1:1. Производят ее перерасчет на NiO с образованием оксида никеля *in situ*. Количество составляет 0,15–0,50 % масс. по отношению к исходной тяжелой нефти и данный процесс проводят при температуре 450 °C. Техническим результатом является увеличение выхода бензиновой (НК-200 °C) и дизельной (200-360 °C) фракций [2].

Традиционные методы термокatalитической обработки тяжелых углеводородов сложны и громоздки. Радиационный пиролиз нефти может снизить стоимость производства 1 кг моторного топлива на 60-65% и уменьшить затраты на строительство необходимого для этого нефтеперерабатывающего завода в 50-100 раз. С использованием этих технологий строятся заводы мощностью 1000 баррелей в день. В России существуют научные школы в области радиационного пиролиза нефти и битума.

В НИИЯФ МГУ совместно с ФГУП «НПП Торий» разработан ускоритель электронов, который может эффективно работать в этой области.

Его параметры: энергия 5–10 МэВ, мощность пучка 200–5000 кВт, КПД не менее 50 %, диапазон частоты клистронов 1 ГГц [3].

Сейчас нет универсального метода улучшения реологических свойств нефти. Но один из самых перспективных методов – физическое воздействие на сырье это ультразвук. Он позволяет разрушить длинные молекулы парафина. При данном методе период релаксации (восстановления) свойств исследуемого сырья составляет около 2-4 часов. При добавлении к сырью воды период релаксации увеличивается до 10-20 дней, вязкость сырья снижается на 58-60 % [4].

Еще один из методов переработки тяжелых нефтяных остатков включает в себя вакуумную перегонку мазута с выделением прямогонного вакуумного дистиллята и гудрона, с разделением прямогонного вакуумного дистиллята на фракцию, выкипающую в диапазоне 360-390 °C, вакуумную газойлевую фракцию, выкипающую в диапазоне 380-540 °C, и тяжелую вакуумную газойлевую фракцию. Фракцию 380-540 °C направляют на стадию гидрокрекинга, а тяжелую вакуумную газойлевую фракцию – на установку каталитического крекинга для выделения из продукта углеводородного газа, бензина и дизельного топлива. Физико-химические свойства этих фракций приведены в таблице 1.

Технические результаты – оптимизация сырья для процесса гидрогенолиза, увеличение выхода светлых нефтепродуктов, таких как углеводородный газ, бензин и дизельное топливо, снижение потребления энергоносителей в процессе гидрогенолиза вакуумных дистиллятов [5].

Фракцию 360-390 °C используют как отличный разбавитель при получении котельного и моторного топлива.

Таблица 1
Физико-химические свойства выделенных фракций

Показатели	Вакуумный дистиллят по прототипу	Фракция 360–390°C	Фракция вакуумного газоля	Фракция тяжелого вакуумного газоля
Температура выкипания, °C	320–530	360–390	380–540	420–594
Плотность, кг/м ³	914–925	875–880	900–907	935–940
Содержание серы, % масс.	0,8–2,2	1,2–1,4	1,4–1,6	1,6–2,2
Коксуемость по Кондрадсону, % масс.	0,2–0,3	-	0,1–0,2	2,0
Содержание тяжелых металлов, г/т	5–7	-	2–5	8–9
Выход на мазут, % масс.	45,0–50,0	4,4–4,6	35,0–40,0	8,0–11,0

Сегодня наука предлагает промышленности различные пути решения проблемы рационального использования и глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков. Практически для каждого случая (мазут, гудрон, битум, тяжелый мазут и т. д.) можно подобрать, внедрить и оптимизировать технические решения, масштабируя их в зависимости от объема сырья и спроса на продукты переработки, мощности и загрузки НПЗ в данном конкретном регионе.

Библиографический список

1. Хисмиев, Р. Р. Современное состояние и потенциал переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов / Р. Р. Хисмиев, С. М. Петров, Н. Ю. Башкирцева. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 21. – С. 312-315.
2. Патент № 2773141 Российской Федерации. МПК C10G11/02 B01J23/755. Способ переработки тяжелой нефти в присутствии *in situ* катализатора : № 2021119271/03 : заявл. 30.06.2021 : опубл. 30.05.2022 / Свириденко Н. Н., Уразов Х. Х. : патентообладатель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН). – Текст : непосредственный.
3. Черняев, А. П. Радиационные технологии. Наука. Народное хозяйство. Медицина / А. П. Черняев. – Москва : Издательство Московского университета, 2019. – 231 с. – Текст : непосредственный.
4. Рахматуллина, Ю. А. Технологические перспективы переработки тяжелой нефти / Ю. А. Рахматуллина. – Текст : электронный // StudNet. – 2022. – № 6. – С. 5629–5636. – URL: <https://stud.net.ru/tekhnologicheskie-perspektivy-regererabotki-tyazheloy-nefti/>.
5. Патент № 2774177 Российской Федерации. МПК C10G7/06 C07C4/06 C10G47/00. Способ переработки нефтяных остатков : № 2021127636/03 : заявл. 20.09.2021 : опубл. 15.06.2022 / Карпов Н. В., Вахромов Н. Н., Дутлов Э. В., Гудкевич И. В., Бубов М. А., Борисанов Д. В. : патентообладатель Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез», (ПАО «Славнефть-ЯНОС»). – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Дерюгина О. П., канд. техн. наук, доцент.

Нефтяные парафины и их применение при производстве термодатчиков

Марков Н. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефть является одним из самых наиболее востребованных источников сырья для энергетической и нефтехимической промышленностей. Она

состоит из различных углеводородных соединений: парафины, асфальтены, ароматические углеводороды и др. Наиболее простыми соединениями являются нефтяные парафины.

Нефтяные парафины – это углеводороды, образующие основную составляющую нефти и природного газа. Они являются насыщенными углеводородами, т. е. содержат только одинарные связи между атомами углерода [1].

Физико-химические свойства нефтяных парафинов зависят от их молекулярной структуры, которая в свою очередь зависит от количества атомов углерода в молекуле и их расположения. В общем случае, парафины обладают следующими свойствами [2]:

1) Точка плавления: у парафинов высокая точка плавления, которая зависит от длины цепи углеродных атомов. Для короткоцепочечных парафинов (до 6 углеродных атомов) она находится в диапазоне от – 150 до -100 градусов Цельсия, для среднцепочечных (от 7 до 12 углеродных атомов) – от -40 до +20 градусов Цельсия, для длинноцепочечных (более 13 углеродных атомов) – от +30 до +60 градусов Цельсия.

2) Точка кипения: у парафинов высокая температура кипения, которая также зависит от длины цепи углеродных атомов.

3) Плотность: парафины имеют относительно высокую плотность, которая также зависит от длины цепи углеродных атомов. Для короткоцепочечных парафинов она составляет около 700 кг/м³, для среднцепочечных – от 770 до 790 кг/м³, для длинноцепочечных – около 800 кг/м³.

4) Растворимость: парафины плохо растворяются в воде и полностью нерастворимы в некоторых органических растворителях, таких как этанол или метанол.

5) Химическая устойчивость: парафины обладают хорошей химической устойчивостью, они не реагируют с кислотами и щелочами при обычных условиях. Однако, при высоких температурах и в присутствии катализаторов могут происходить процессы гидрогенирования, изомеризации и крекинга, которые изменяют молекулярную структуру парафинов и приводят к образованию других углеводородов.

6) Инертность: парафины являются инертными веществами, то есть не обладают электрофильностью и не вступают в реакции с другими веществами без использования катализаторов или высоких температур.

7) Свойства смазок: парафины являются хорошими смазочными материалами благодаря своей высокой вязкости и устойчивости к высоким температурам. Они часто используются в производстве смазочных масел и восков.

8) Токсичность: парафины не являются токсичными веществами, однако при нагревании могут выделяться пары, которые могут вызывать раздражение глаз и дыхательных путей.

9) Огнестойкость: парафины являются горючими веществами, однако они имеют высокую температуру воспламенения и не поддерживают горение без постороннего источника огня.

Общие физико-химические свойства парафинов могут различаться в зависимости от их происхождения и методов очистки, поэтому важно учитывать специфические особенности конкретных типов парафинов [3].

Нефтяные парафины широко используются для производства термодатчиков, которые являются устройствами, предназначенными для измерения температуры. Они используются в различных отраслях промышленности, включая нефтегазовую, химическую, пищевую, медицинскую, электронную и другие.

Нефтяные парафины обладают хорошей термической стабильностью и низкой теплопроводностью, что делает их идеальным материалом для термодатчиков [4]. Они также обладают хорошей устойчивостью к различным химическим реагентам и высокой механической прочностью, что позволяет использовать их в условиях высоких температур и давления.

Термодатчики, изготовленные из нефтяных парафинов, имеют множество преимуществ, включая низкую стоимость, хорошую термическую стабильность, устойчивость к различным химическим реагентам и высокую механическую прочность. Они широко используются в различных областях промышленности, где требуется точное измерение температуры.

Термодатчики из нефтяных парафинов также обладают высокой чувствительностью, точностью и долговечностью. Они могут работать в широком диапазоне температур, от -50 до +300 градусов Цельсия. Кроме того, они могут быть изготовлены в различных формах и размерах, что делает их удобными для использования в различных условиях. Однако недостатками термодатчиков из нефтяных парафинов являются низкая теплопроводность при работе в условиях высокой температуры и давления, а также не могут быть использованы в условиях, где требуется высокая точность измерения температуры.

Таким образом, применение нефтяных парафинов для производства термодатчиков имеет множество преимуществ и может быть использовано в различных отраслях промышленности. Однако, необходимо учитывать их ограничения и выбирать наиболее подходящий материал в зависимости от условий эксплуатации.

Библиографический список

1. Черножуков, Н. И. Технология переработки нефти и газа. Часть 3. Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов. – Москва : Химия. – 1967. – 360 с. – Текст : непосредственный.
2. Переверзев, А. Н. Производство парафинов : учебное пособие для вузов / А. Н. Переверзев, Н. Ф. Богданов, Ю. Н. Рошин. – Москва : Химия, 1973. – 224 с. – Текст : непосредственный.
3. ГОСТ 23683-2021. Парафины нефтяные твердые. Технические условия : межгосударственный стандарт : издание официальное : утв. и введ. в действие Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии

и сертификации от 14 июля 2021 г. № 59 : введен взамен ГОСТ 23683-89 : дата введения 2022-01-01 / разработан АО «ВНИИ НП». – Москва : Российский институт стандартизации, 2021. – Текст : непосредственный.

4. Патент № 2736484 Российской Федерации, МПК C10/G 73/36 C10/G 73/36. Способ получения компонента парафиновых восков с повышенным содержанием н-алканов фракции C₂₀₋₂₄ : № 2019134351 : заявл. 25.10.19 : опубл. 17.11.20 / Агаев С. Г., Байда А. А., Майорова О. О., Байда В. С. : патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ). – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Яковлев Н. С., канд. техн. наук.

Сравнительный анализ кислородсодержащих (оксигенаты) добавок к бензинам

Петракова Я. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Постоянно происходит повышение экологических стандартов (Евро-5, Евро-6) и требований (экономических, эксплуатационных) к качеству автобензинов.

Одной из основных причин загрязнения воздуха, почв и водных объектов являются выхлопные газы автотранспорта. Снижение вредного воздействия отработанных газов было снижено после запрета на использование свинецсодержащих присадок.

Добавление высокооктановых присадок к прямогонным бензиновым фракциям более рентабельно, чем использование сырья вторичной переработки (кatalитический крекинг, термический крекинг и т.п.)

Преимущественное распространение получили присадки на основе оксигенатов (спирты и эфиры). Это соединения, имеющие в составе кислород, которые способствуют:

- повышению октанового числа бензинов;
- увеличению полноты сгорания топлива и снижению его расхода;
- снижению выхода негативно влияющих углеводородных выбросов (обеспечивает снижение содержания оксида углерода и углеводородов в выбросах на 32,5 % и 14,5 % соответственно) [1].

В большей степени в качестве оксигенатов выступают: метanol, этанол, метил-трет-бутиловый эфир, этил-трет-бутиловый эфир.

Концентрация оксигенатов добавок не должна превышать 2,7 % по содержанию кислорода в топливе. Принцип их действия состоит в повышении содержания кислорода в бензинах, за счет чего происходит снижение теплоты сгорания автомобильного топлива, вследствие этого происхо-

дит более стремительное отведение тепла из камеры сгорания и снижение температуры горения [2].

Добавление метанола и этанола в качестве присадки более доступно и дешево.

Метанол способствует улучшению детонационной стойкости и сгоранию автомобильных бензинов, однако он не нашел широкого распространения. Это связано с расслоением топлива, агрессивности к металлам, затруднительным пуском двигателя, высокой токсичностью и летучестью. Большинством зарубежных производителей не рекомендуется содержание метанола в топливе.

Среди спиртов более востребованный этанол. Он обладает низкой токсичностью, высоким октановым числом, удовлетворительно стабилен в составе бензинов. Однако этанол характеризуется низким теплосодержанием и слабо совместим с топливным комплексом [1].

Этанол получил массовое распространение в Бразилии и США.

Использование простых эфиров в качестве присадки имеет преимущество по сравнению со спиртами. Эфиры в полном объеме смешиваются с бензинами, коррозионно-неактивны, имеют более высокую теплоту сгорания, благоприятно влияют на мощность двигателя, поэтому их активно добавляют в качестве октаноповышающих присадок.

МТБЭ в России распространен в большей степени. Синтез МТБЭ происходит в одну стадию – взаимодействием метанола с изобутиленом на кислых катализаторах. Его содержание в бензинах в количестве 10-15 % повышает детонационную стойкость приблизительно на 6-12 единиц. Данная добавка гарантирует более полное сгорание топлива без образования отложений на деталях ДВС, предупреждает образование коррозии [2].

При хранении МТБЭ при относительно высоких температурах происходит снижение октанового числа эфира из-за высоких показаний давления насыщенных паров. В большинстве стран (Канада, Испания, Португалия, Франция, США, Финляндия) синтез МТБЭ запрещен из-за возможной угрозы накопления МТБЭ (в случае его утечки) в грунтовых водах, где эфир почти не испаряется.

Объемы потребления МТБЭ снижаются, особенно в Европейских странах несмотря на его достоинства.

Альтернативой метил-трет-бутилового эфира служит этил-трет-бутиловый эфир.

Высокое октановое число и возможность получения ЭТБЭ из возобновляемого растительного сырья (биоэтанол), возможность биоразложения в биологической среде являются главными преимуществами по сравнению с МТБЭ [2].

В таблице 1 приведена сравнительная характеристика физико-химических свойств рассматриваемых кислородсодержащих присадок [3].

Таблица 1

Физико-химические свойства оксигенатов

Показатель	Метанол	Этанол	МТБЭ	ЭТБЭ
Октановое число (ОЧИ/ОЧМ)	111/94	108/92	110/102	118/105
Теплота сгорания, МДж/кг	22,3	26,9	38,2	23,5
Температура кипения, °C	64,5	78,4	55,2	72,8
Температура застывания, °C	-93,9	-114,1	-108,6	-94
Массовая доля кислорода, %	50	34,8	18,2	15,7
Допускаемое содержание в бензинах, не более, %	-	-	15	17

Производство ЭТБЭ быстрыми темпами развивается в США и Европейских странах. Строятся новые установки или же модернизируются уже существующие установки производства МТБЭ. Самые большие объемы ЭТБЭ синтезируют во Франции.

В мире осуществляют новые разработки по повышению октанового числа бензинов, соответствующие повышающимся экологическим стандартам с целью улучшения качества продукции, стратегии устойчивого развития предприятий нефтехимического и нефтеперерабатывающего сектора.

Библиографический список

1. Егоров, В. Н. Применение оксигенатов в моторных топливах для ДВС с искровым зажиганием / В. Н. Егоров, Е. В. Василевкин, А. В. Апелинский. – Текст : непосредственный // Известия МГТУ. – 2013. – № 1. – С. 78-82.

2. О механизме действия оксигенатов на процесс сгорания автомобильных топлив / С. А. Карпов, М. А. Брыкин, А. В. Царев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2011. – № 11. – С. 36-43.

3. Сундуров А. В. Применение оксигенатов для повышения октанового числа / А. В. Сундуров, Э. Ю. Георгиева. – Текст : непосредственный // World Science : Problems and Innovations : XX международно-практическая конференция, Пенза, 30 апреля 2018 г. – Пенза, 2018. – С. 55-58. – Текст : электронный.

Научный руководитель: Дерюгина О. П., канд. техн. наук, доцент.

Периодическая система Д. И. Менделеева: проблематика восприятия открытия англоязычными странами

Печерских М. Ю., Умеренкова Е. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Научно-исследовательская работа становится неотъемлемой частью современного Российского образования. Межпредметные связи являются основой научной парадигмы и дальнейшего развития данного тандема, способствуют новым исследованиям и гипотезам. Теме исследования межпредметности и приоритетности химических исследований уделялось значительное внимание как нашими исследователями О. М. Нефёдовым [1], Н. М. Хлыновой [2], А. А. Исаковой [3], так и зарубежными учеными Э. Ф. Холлом [4], Б. Шринивасаном [5] и т.д. Данные вопросы рассматриваются как в научной, так и в образовательной среде.

Целью нашего исследования стал сопоставительный анализ русских и английских определений одного из важнейших атрибутов современной прикладной и фундаментальной химии – Периодической системы Д. И. Менделеева.

Нами были проанализированы 5 английских и 5 русских словарей и энциклопедий. С английской стороны основным источником рассмотрения понятия Периодической системы был выбран словарь Оксфордского университета (*Oxford Dictionary*), в силу того что именно университет Оксфорда является законодателем английского академического языкоznания, со стороны русских источников выбрана Химическая энциклопедия. Такой выбор обусловлен тем, что в таких русских словарях как Толковый словарь В. Даля или Толковый словарь русского языка С. Ожегова нет определений «Периодическая система». Определения из основных словарей представлены в таблице 1.

Таблица 1

Различные дефиниции периодической системы, даваемые в словарях

<i>Oxford Dictionary</i>	Химическая энциклопедия
<i>The periodic table – a list of all the chemical elements, arranged according to their atomic number.</i>	Периодическая система химических элементов – упорядоченное множество химических элементов, их естественная классификация, являющаяся табличным выражением периодического закона Менделеева.
<i>Cambridge Dictionary</i>	Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефона
<i>The periodic table – an arrangement of the symbols of chemical elements in rows and columns, showing similarities in chemical behavior, especially between elements in the same columns.</i>	Периодическая система химических элементов – естественная система химических элементов, разработанная Д. И. Менделеевым на основе открытого им периодического закона.

Кроме того, для иллюстрации различного восприятия открытия Периодической системы элементов в России и англоговорящих странах были взяты определения из пользующегося спросом, открытого источника – Wik-ipedia (таблица 2). Безусловно, данный ресурс предоставляет описания исключительно на бытовом уровне восприятия, но именно подобные информационные порталы и отражают общественное восприятие к популяризованным открытиям в разных странах.

Таким образом, мы смеем предположить, что данные словарей различаются, более того, имя нашего знаменитого соотечественника Д. И. Менделеева практически не упоминается ни в одном из английских толковых словарей, Wikipedia на русском языке и английском языке также имеет определенные различия и ограничения.

На данном этапе нашего исследования мы не готовы объяснить данное различие, поскольку считаем, что поднятый вопрос требует более детальной разработки и анализа в будущем.

Таблица 2

Определения Периодической системы с ресурса Wikipedia

<i>English Wikipedia</i>	Русская Википедия
<i>The periodic table, also known as the periodic table of the (chemical) elements, is a rows and columns arrangement of the chemical elements. It is widely used in chemistry, physics, and other sciences, and is generally seen as an icon of chemistry.</i>	Периодическая система химических элементов (таблица Менделеева) – классификация химических элементов, устанавливающая зависимость различных свойств элементов от заряда их атомного ядра. Система является графическим выражением периодического закона, открытого русским ученым Д. И. Менделеевым в 1869 году и установившего зависимость свойств элементов от их атомного веса.

Библиографический список

1. Нефёдов, О. М. Химия карбонов / О. М. Нефёдов, А. И. Иоффе, Л. Г. Мечников. – Москва : Химия, 1990. – 303 с. – Текст : непосредственный.
2. Хлынова, Н. М. Химия (избранные главы) : учебное пособие на английском языке / Н. М. Хлынова. – Тюмень, 2019. – 80 с. – Текст : непосредственный.
3. Исакова, А. А. Элективный курс «Транспортные номинации в экологии языковой коммуникации» как фактор развития коммуникационных навыков магистрантов в инженерном вузе / А. А. Исакова, Ш. М. Мерданов. – Текст : непосредственный // Педагогический журнал. – 2021. – Т. 11, № 6А. – С. 508–516.
4. Холл, Э. Ф. Подотчетность и академия: получение знаний о человеческих измерениях изменения климата / Э. Ф. Холл, Т. Сандерс. – DOI

10.1111/1467-9655.12162. – Текст : непосредственный // Журнал Королевского антропологического института. – 2015. – №2 1 (2). – С. 438–461.

5. Шринивасан, Б. Слова совета : преподавание кинетики ферментов / Б. Шринивасан. – DOI 10.1111/febs.15537. ISSN 1742-464X. – Текст : непосредственный // Журнал ФЕБС. – 2020. – № 288 (7). – С. 2068-2083.

Научный руководитель: Исакова А. А., канд. филол. наук, доцент.

Требования и особенности производства авиационных топлив

Причина Р. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день в мире наблюдается тенденция развития сферы гражданской авиации в сторону роста высоты полетов, возрастания скорости самолетов, снижения возникающих затрат, а также увеличение безопасности полетов. Важнейшим параметром, определяющим стабильность и производительность двигателя самолета, является качество используемого топлива. К современным топливам предъявляется ряд требований, включающий в себя критерии, такие как: экономичность, надежность и долговечность техники.

Так как топливо является неотъемлемой частью современной жизни людей, его качество имеет первостепенное значение для безопасности пассажиров, охраны окружающей среды и пригодности двигателей к использованию. Авиационное топливо проходит множество стадий от его производства до камеры сгорания двигателя. Существуют факторы, оказывающие свое влияние на топливо на этих стадиях. Эти рабочие параметры определяют спецификации топлива, называемые стандартами, которые составляют множество организаций по всему миру [1].

Одним из ключевых параметров, входящих в летно-технические характеристики авиационной техники, можно назвать расход топлива [2]. Его снижение повышает эффективность использования двигателей самолетов, а также снижает денежные затраты, идущие на обслуживание техники. Во время подбора авиационного топлива важно учесть требования, предъявляемые ему, так как их нарушение способно ускорить износ деталей двигателя и даже увеличить вероятность авиакатастрофы. Помимо этого, стоит обратить внимание на то, что у многих самолетов имеются особенности, в связи с которыми необходимо более внимательно отнестись к подбору топлива для них. Основные требования, которым должно удовлетворять авиационное топливо представлены на рисунке 1 [3].



Рисунок 1. Требования к авиационному топливу

Вид топлива, потребляемого авиационной техникой, определяется его характеристиками. В большинстве случаев используются следующие виды: авиакеросин и авиационный бензин. Из них чаще применяют первый, который также имеет название «реактивное топливо» [4].

Реактивное топливо представляет собой жидкые фракции нефти, добываемые с помощью ректификации из сернистой и малосернистой нефти. Помимо этого, в составе может находиться некоторое количество бензиновых фракций. Второй вид топлива для авиационной техники – авиационный бензин. Применяется он в легкомоторных самолетах. Среди основных характеристик авиационного бензина можно отметить детонационную стойкость, химическую стабильность и фракционный состав.

Для повышения качества топлив применяют присадки. Варианты присадок и их воздействие на топливо представлены на рисунке 2 [5].



Рисунок 2. Варианты присадок для авиационных топлив

Библиографический список

1. Khandelwal, B. Aviation Fuels / B. Khandelwal. – Tuscaloosa : Academic Press, 2021. – 322 p. – Direct text.
2. Петрова, Т. В. Влияние качества авиационного топлива на надежность авиационной техники / Т. В. Петрова. – Текст : непосредственный // Вестник Санкт-Петербургского государственного университета гражданской авиации : труды СПбГУГА. – Санкт-Петербург, 2021. – С. 95-98.

3. Топлива химических ракетных двигателей : учебное пособие / СГАУ ; сост.: В. С. Егорычев [и др.]. – Самара : СГАУ, 2007. – 72 с. – Текст : непосредственный.

4. Реактивные двигатели : учебно-методическое пособие / МГВАК ; сост.: А. И. Рипинский [и др.]. – Минск : МГВАК, 2011. – 88 с. – Текст : непосредственный.

5. Топливо и смазочные материалы : учебное пособие / ТПУ ; сост.: А. П. Сырбаков [и др.]. – Томск : ТПУ, 2015. – 159 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Яковлев Н. С., канд. техн. наук, доцент.

Разрушение нефтяной эмульсии методами химической деэмульсации
Сальников П. А.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Рассмотрены проблемы нефтедобычи и эксплуатации объектов нефтяного промысла на территории Пермского края. Представлена результаты исследований по подбору рецептуры эффективного низкотемпературного деэмульгатора для водонефтяной эмульсии.

Образование водно-нефтяной эмульсии (ВНЭ) – острая проблема в нефтедобыче. Нефть перекачивается насосами с нефтяных промыслов, перемешивается с пластовой водой, содержащей растворенные соли. Вследствие образуются нефтяные эмульсии, затрудняющие перекачку и вызывающие коррозию оборудования [1]. Проблема образования эмульсии актуальна для эксплуатационных объектов Пермского края, особенно в холодное время года.

На промыслах используют метод внутритрубной деэмульсации, которую проводят посредством добавления в нефтяную эмульсию деэмульгаторов. Интенсивно перемешиваясь с реагентом при движении по трубопроводу, эмульсия разрушается [2]. В качестве деэмульгаторов используют поверхностно-активные вещества, которые вводят в эмульсию расходом 10-150 г на 1 т нефти [3]. Выбор деэмульгатора зависит от характеристик нефти и условий отстаивания. Идеальный деэмульгатор должен быть доступным, высокоэффективным при низком расходе, не способствовать коррозии оборудования и не изменять свойства нефти.

Целью работы была разработка рецептуры деэмульгатора, эффективно разделяющего ВНЭ при низких температурах.

Оценка разделяющей способности действующих деэмульгаторов была проведена в ходе разделения ВНЭ с Дороховского месторождения. Данные о характеристиках нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1

Описание эксплуатационных характеристик и свойств нефти

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение параметра
Месторождение		Дороховское
Залежь		Тл- Бб + Т
Дебит скважины	м ³ /сут	40,4
Обводненность	%	53,9
Плотность воды	кг/м ³	1070
Плотность нефти	кг/м ³	851

В качестве компонентов деэмульгатора были взяты ПАВ различной природы: алкилзамещенные окиси этилена и пропилена, ПАВ с аминогруппой, сульфатные ПАВ и др. Для удобства всем ПАВ был присвоен номер. Также к испытанию в качестве образцов сравнения были приняты промышленные деэмульгаторы, которые также включены в нумерацию.

Испытание проводилось по стандартному методу (так называемый "Bottle Test"). Фиксирование процента расслоения эмульсии производилось в заданные интервалы времени: 30, 60, 90, 120 минут. Результаты первичного скрининга образцов при температуре 18 °С приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2

Результаты первичного скрининга образцов при температуре 18 °С

№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Чистота сосуда*	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	-	-	-	-

*Примечание: «+» - чистые стенки, «-» - грязные стенки



Рисунок 1. Результаты первичного скрининга образцов при температуре 18 °С

В связи с эффективностью образцов № 7 и № 9 для дальнейших опытов было решено сделать их смесь. Предполагалось, что полученная смесь не только качественно разделяет эмульсию, но и обладает моющим эффектом. Для определения оптимального соотношения была поставлена серия опытов, результаты которой подтвердили эффективность смеси ПАВ (далее ЭМ) в соотношении 50/50.

Эффективность смеси ЭМ была сравнена с эффективными промышленными деэмульгаторами (образцы № 2 и № 4). В ходе опытов оценивалось влияние расхода реагента и температуры деэмульсации. Процент расслоения эмульсии фиксировали в заданные интервалы времени: 30, 60, 90, 120 минут; при различных температурах: 18, 12, 5 °C. Результаты опытов приведены на рисунке 2.

На третьей диаграмме видно, что кривые образцов № 2 и № 4 фактически лежат на оси абсцисс при эффективности, равной нулю. Исходя из данных, образцы № 2 и № 4 не проявили никаких разделяющих свойств при температуре 5 °C, в отличие от смеси ЭМ.

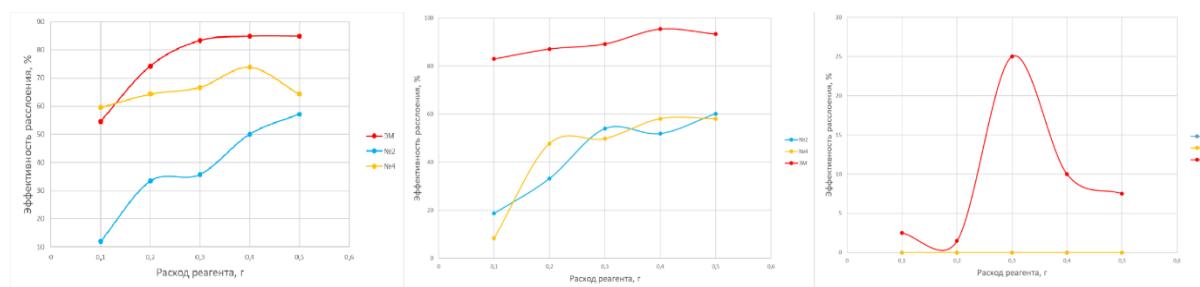


Рисунок 2. Графики зависимости эффективности расслоения от расхода образцов при температурах 18 °C, 12 °C, 5 °C

В ходе работы был установлен наилучший состав деэмульгатора, подходящий для деэмульсации при пониженных температурах, в состав которого входили этоксилированные алкилсульфаты и алкилзамещенные окиси пропилена и этилена. Образец деэмульгатора проявил высокую эффективность в разделении нефтяной эмульсии при различных температурах, что говорит о его применимости для различных температур. Преимуществами этого деэмульгатора являются доступность, высокая разделяющая способность и низкая цена.

Внедрение разработки позволит снизить капитальные затраты на теплообменное оборудование на нефтяных промыслах и снизить расход деэмульгатора, следовательно, уменьшить затраты на его приобретение.

Библиографический список

- Елдинский, А. А. Реагент комплексного действия для нефтепромыслов / А. А. Елдинский. – Текст : непосредственный // Записки горного института. – 2004. – Т. 159, № 2. – С. 49-51.

2. Тронов, В. П. Разрушение эмульсий при добыче нефти / В. П. Тронов. – Москва : Недра, 1974. – 271 с.

3. Левченко, Д. Н. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях / Д. Н. Левченко, Н. В. Бергштейн, Н. М. Николаева. – Москва : Химия, 1985. – 168 с.

Научный руководитель: Рожкова Ю. А., канд. техн. наук, доцент.

Перспективы использования деэмульгаторов при подготовке нефти

Сем С. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день содержание воды в нефтях крупнейших месторождениях Западной Сибири достигает 80-98 % [1]. С учетом этого промывловая подготовка сырых нефтей к транспорту и переработке требует удаления больших объемов подтоварной воды для удовлетворения требований к товарным нефтям согласно ГОСТ Р 51858. Процесс, как известно, осложняется образованием стойких водонефтяных эмульсий (ВНЭ) в связи с присутствием в составе нефти природных эмульгаторов и требует создания условий для разрушения ВНЭ использованием термоэлектрохимических методов воздействия. Процессы разделения эмульсий осложняются также в случае работы с тяжелыми и вязкими нефтями при разработке глубокозалегающих нефтеносных горизонтов.

Весьма существенная роль при подготовке нефтяного сырья отводится химическим реагентам – деэмульгаторам (ДЭ), как веществам, способствующим разрушению нефтяных эмульсий, благодаря своей поверхностной активности. Важной задачей при этом является рациональный выбор эффективных ДЭ при подготовке нефтей разных типов с учетом различных осложняющих факторов применительно к конкретным объектам нефтеподготовки. Задача достаточно сложна и требует изучение механизма действия ДЭ различных типов при разрушении ВНЭ и разработке на этой основе новых более совершенных и эффективных типов реагентов и их композиций и научно обоснованных подходов к их выбору с учетом особенностей состава и свойств пластовых флюидов.

В настоящей работе изучены базовые разновидности деэмульгаторов и их композиций, обладающих синергетическим эффектом, и некоторые классификационные подходы; рассмотрены также новые виды ДЭ.

Классификация деэмульгаторов предусматривает прежде всего их деление на ионогенные и неионогенные [2] с последующим их делением на разновидности, приведенные на рисунке 1. На данный момент более качественное разделение нефтяных эмульсий обеспечивает применение композиционных деэмульгаторов, однако приходится эмпирически подбирать поверхностно-активные вещества (ПАВ) под конкретную нефть.

Известны также перспективные разработки универсальных нанодеэмульгаторов (НДЭ) с использованием жидкокристаллической нанотехнологии [3]. Технология основана на способности молекул деэмульгатора находиться в своих растворах в виде наночастиц. Эффективность деэмульгаторов в этом случае существенно повышается за счет дополнительного наномеханизма деэмульгирования.

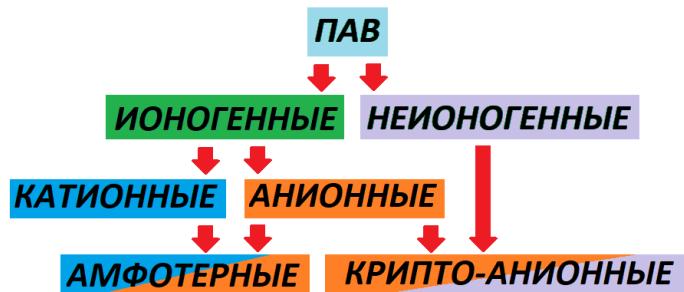


Рисунок 1. Классификация деэмульгаторов

Сравнительная характеристика НДЭ и традиционного деэмульгатора (ТДЭ) приведена в таблице 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика деэмульгаторов

Параметр		НДЭ	ТДЭ
Выход воды за 1 час, %	Дозировка – 10 грамм ПАВ на тонну нефти	70	10
	Дозировка – 40 грамм ПАВ на тонну нефти	100	30
Выход воды, %	Температура – 45 °C, время – 60 минут	-	95
	Температура – 23 °C, время – 120 минут	100	3

На основании приведенных выше данных можно сделать следующие выводы:

- предлагаемый нанодеэмульгатор может обеспечить полное разделения водонефтяной эмульсии при расходе 40 г/т, и существенно более высокую эффективность по сравнению с традиционным базовым ДЭ при минимальных расходах на уровне 10 г/т;
- использование НДЭ позволяет сократить энергопотребление за счет снижения температуры проведения процесса; при этом естественного тепла эмульсии достаточно для качественного ее разделения.

Библиографический список

1. ОЗНА : [сайт]. – URL: <https://ozna.ru> (дата обращения: 11.03.2023). – Текст : электронный.
2. Савченков, А. Л. Химическая технология промысловой подготовки нефти : учебное пособие / А. Л. Савченков. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – 180 с. – Текст : непосредственный.

3. ТЭК : сайт. – URL: <http://energo116.ru/contacts> (дата обращения: 12.03.2023). – Текст : электронный.

Научный руководитель: Таранова Л. В., канд. техн. наук, доцент.

Комплексы палладия и никеля (II), содержащие оксадитиоэфирные лиганды: синтез и катализитические свойства

Сучкова А. В., Абрамов З. Д., Еришукова К. Н.

Иркутский государственный университет, Иркутск

Традиционно считается, что серосодержащие соединения являются катализитическими ядами для катализаторов на основе переходных металлов. В литературе имеются сведения о комплексах переходных металлов с оксадитиоэфирными лигандами, однако число сообщений об их применении в катализе [1–3] весьма ограничено. Например, было показано, что различные органические лиганды SOS-типа могут быть использованы в катализитических системах олигомеризации этилена на основе комплексов хрома [3].

В данном докладе представлены результаты по синтезу ряда комплексов палладия и никеля с оксадитиоэфирными лигандами, имеющих состав: транс-[PdCl₂(μ-L)]₂ и [NiBr₂L], где L = R-C₂H₄SOC₂H₄S-R, R = Me, Et, ⁿPr, ⁱPr, ⁿBu, ⁱBu, *n*-гексил, бензил. Синтез был осуществлен по схеме, представленной на рисунке 1. Структурные особенности полученных соединений были подтверждены следующими методами: элементный анализ, ЯМР-, ИК- спектроскопия, PCA, ESI-MS, DFT расчеты. Для комплексов Pd было подтверждено образование 16-членных биядерных структур. Спектроскопические исследования ЯМР при переменной температуре и расчеты DFT подтвердили наличие нескольких изомеров в растворе. Исследования особенностей строения комплексов Ni методами ESI-MS и ИК-спектроскопии позволили установить образование моноядерных хелатных структур с тридентатно координированными к атому Ni (II) оксадитиоэфирными лигандами через атомы S и O.

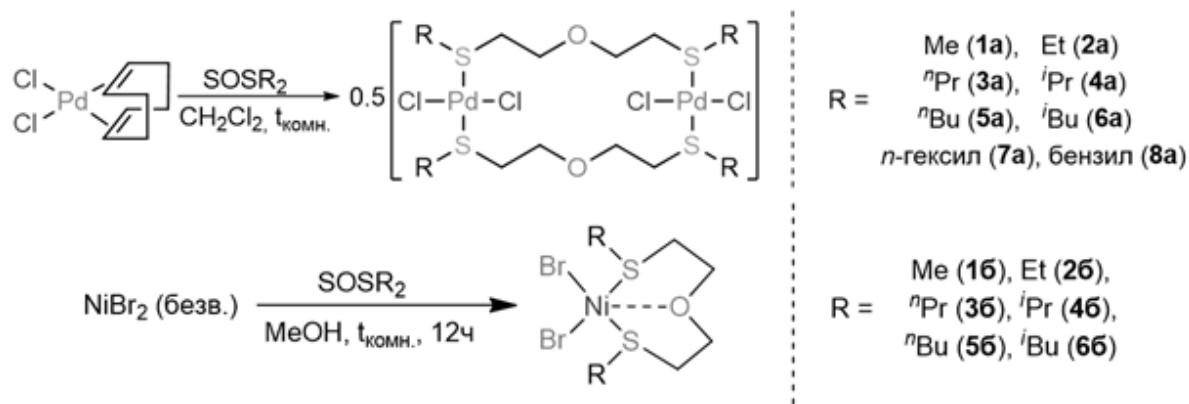


Рисунок 1. Схема синтеза комплексов Pd и Ni (II) с оксадитиоэфирными лигандами

В последние десятилетия соединения палладия и никеля (II) привлекают значительное внимание в качестве катализаторов (ко)полимеризации олефинов. Согласно литературным данным каталитические системы на основе комплексов Pd и Ni в различных степенях окисления проявляют высокую активность в аддитивной полимеризации НБ. Получаемые при этом полимеры перспективны для применения в электронной промышленности, оптике и для мембранных газоразделения [4–7]. Однако о применении оксидитоэфир-хелатных комплексов палладия и никеля в этой реакции до сих пор не сообщалось. В данном докладе показано, что в присутствии сокатализатора $\text{Al}^i\text{Bu}_2\text{Cl}$ комплексы состава транс-[$\text{PdCl}_2(\mu\text{-L})_2$] активны в аддитивной полимеризации норборнена. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Производительность каталитических систем состава
 $\text{Pd}(\text{SOS-R}_2)\text{Cl}_2 / n\text{Al}^i\text{Bu}_2\text{Cl}$ в реакции полимеризации норборнена (НБ)

№ п/п	Комплекс (R) ^a	n_{Pd} , мкмоль	$[\text{НБ}]_0/[\text{Pd}]_0$	$[\text{Al}]_0/[\text{Pd}]_0$	Выход ПНБ, %	TON ^b	A ^c
1	1a (Me)	4.9	5 000	75	27	1400	260
2	2a (Et)	4.9	5 000	75	16	800	150
3	3a (n-Pr)	4.9	5 000	75	62	3100	580
4	4a (i-Pr)	4.9	5 000	75	48	2400	450
5	5a (n-Bu)	4.9	5 000	75	62	3100	590
6	6a (i-Bu)	4.9	5 000	75	73	3700	690
7	7a (Hex)	4.9	5 000	75	17	800	160
8	8a (Bn)	4.9	5 000	75	20	1000	190
9	6a (i-Bu)	0.49	50 000	250	22	11 200	2110
10	6a (i-Bu)	0.05	500 000	2500	5	26 800	5060
11 ^d	6a (i-Bu)	0.05	500 000	2500	15	75 900	14 290

^aУсловия реакции: растворитель дихлорметан (9 мл), T = 25°C, $\tau_{\text{р-ции}} = 0.5$ часа.

^bT = 75°C

^cЧисло оборотов каталитической системы, [моль_{НБ}/моль_{Pd}]

^dСредняя активность катализатора [кг_{НБ}/моль_{Pd}·ч]

Кроме того, на сегодняшний день на территории Иркутской области не решаются проблемы переработки природного газа, сопровождающего при нефтедобыче. Основными компонентами природного газа являются этан и пропан, из которых при помощи пиролиза можно в одну стадию получать этилен и пропилен. Современные каталитические технологии олигомеризации позволяют получать из низших олефинов более тяжелые разветвленные ненасыщенные углеводороды. Получаемые таким образом жидкие продукты могут быть закачены в нефтепровод с целью их транспортировки, либо после дальнейшего гидрирования могут быть использованы в качестве добавок к моторному топливу. В данном докладе представлены результаты исследования синтезированных бромидных ком-

плексов никеля $[NiBr_2L]$ в реакции низкомолекулярной олигомеризации пропилена в присутствии сокатализатора Циглера-Натта.

Исследование проведено при финансовой поддержке гранта Иркутского государственного университета для молодых ученых № 091-22-314 «Низкомолекулярная олигомеризация пропилена в присутствии никелевых катализаторов».

Библиографический список

1. Palladium (II)-(E,N,E) pincer ligand (E=S/Se/Te) complex catalyzed Suzuki coupling reactions in water via in situ generated palladium quantum dots / S. Kumar, G. K. Rao, A. Kumar [et al]. – Direct text // Dalton Transactions. – 2013. – Vol. 42, Issue 48. – P. 16939-16948.
2. Chiral thioether ligands : coordination chemistry and asymmetric catalysis / A. M. Masdeu-Bulto, M. Dieguez, E. Martin, M. Gomez. – Direct text // Coordination Chemistry Reviews. – 2003. – Vol. 242, Issue 1–2. – P. 159-201.
3. Synthesis, single crystal X-ray diffraction studies and application of novel chromium (III) complexes with 2,2'-bis(sulfanylethyl)-and 2,2'-bis(selanylethyl) ethers / V. Bezborodov, I. Babenko, I. Rozentsveig [at al]. – Direct text // Polyhedron. – 2018. – Vol. 151. – P. 287-291.
4. Blank, F. Metal catalysts for the vinyl/addition polymerization of norbornene / F. Blank, C. Janiak – Direct text // Coordination Chemistry Reviews. – 2009. – Vol. 253, Issue 7–8. – C. 827-861.
5. Bermeshev, M. V. Addition polymerization of functionalized norbornenes as a powerful tool for assembling molecular moieties of new polymers with versatile properties / M. V. Bermeshev, P. P. Chapala. – Direct text // Progress in Polymer Science. – 2018. – Vol. 84. – P. 1-46.
6. Norbornene, norbornadiene and their derivatives : promising semi-products for organic synthesis and production of polymeric materials / V. R. Flid, M. L. Gringolts, R. S. Shamsiev, E. S. Finkelshtein. – Direct text // Russian Chemical Reviews. – 2018. – Vol. 87, Issue 12. – P. 1169.
7. Suslov, D. S. Norbornene addition polymerization with catalysts based on transition metal compounds : 2008–2018 / D. S. Suslov, M. V. Bykov, O. V. Kravchenko. – Direct text // Polymer Science, Series C. – 2019. – Vol. 61, Issue 1. – P. 145-73.

Научный руководитель: Суслов Д. С. д-р хим. наук, доц.

Оптимизация установки изомеризации Изомалк-2.

Моделирование процесса изомеризации пентан-гексановой фракции

Шейдаев А. Ф.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Самой распространенной в России технологией изомеризации пентан-гексановой фракции является процесс Изомалк-2. Наиболее близким промышленным аналогом служит технология Par-Isom, однако в ее аппаратурном оформлении не предусмотрена установка печи нагрева газосырьевой смеси.

Наличие печи на установках Изомалк-2 является одним из недостатков, описанных в работе [1], затрагивающих вопрос экологии и ресурсо-сбережения.

Для решения этой проблемы, в данной работе, предложено оптимизировать материальные потоки. В частности, рециркуляция малораветвленных гексанов из колонны деизогексанизации направить в зону между первым и вторым реакторами, а не на смешение с сырьевым потоком перед печью, как это реализуется в настоящее время.

Предпосылками к такой идеи являются те факты, что рециркуляция не содержит бензола, а первый реактор, объемная скорость в котором выше чем во втором, в первую очередь предназначен для его гидрирования; температура малораветвленных гексанов не более 50 °C, что позволяет охладить поток продукта из первого реактора и теоретически исключить из аппаратурного оформления один теплообменник.

Для проведения исследования была смоделирована установка изомеризации в программной среде Aspen Hysys с термодинамическим пакетом Пенга-Робинсона. Технологическая схема представлена на рисунке 1.

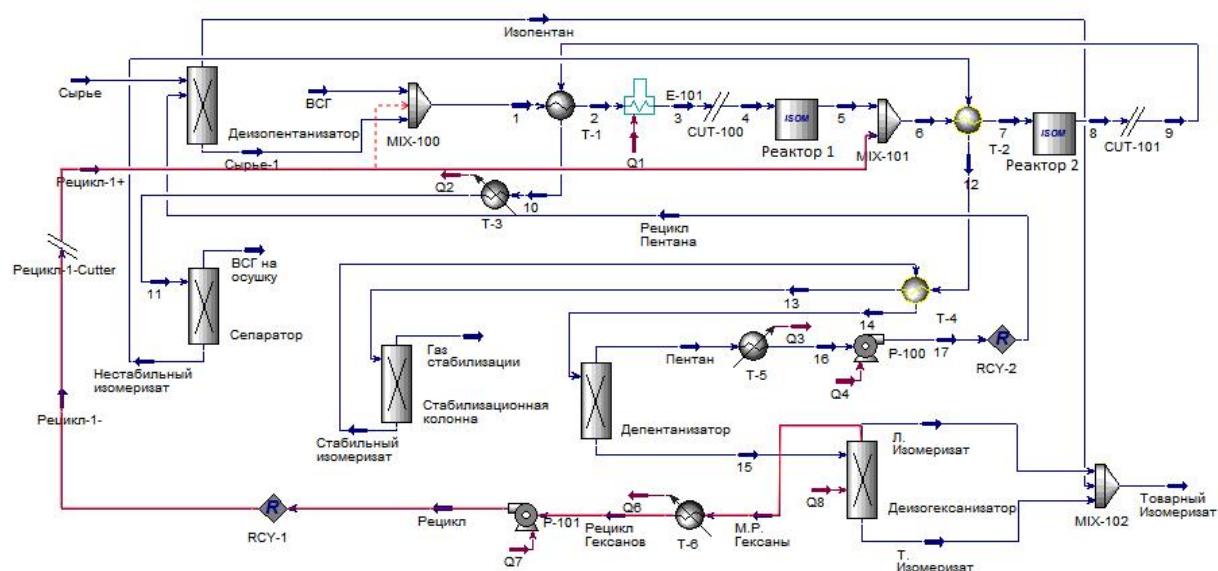


Рисунок 1. Технологическая схема

Представленная модель является упрощенной, но максимально приближенной к реальной установке по технологическому режиму.

Краткая характеристика реакторов указана в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика реакторов

Параметр	Реактор 1	Реактор 2
Диаметр, м	3,0	3,4
Длина, м	3,4	9,3
Насыпная плотность катализатора кг/м ³	1500	1500

Выбор оптимальной температуры показан на рисунке 2.

Зависимость конверсии н-парафинов от температурного режима

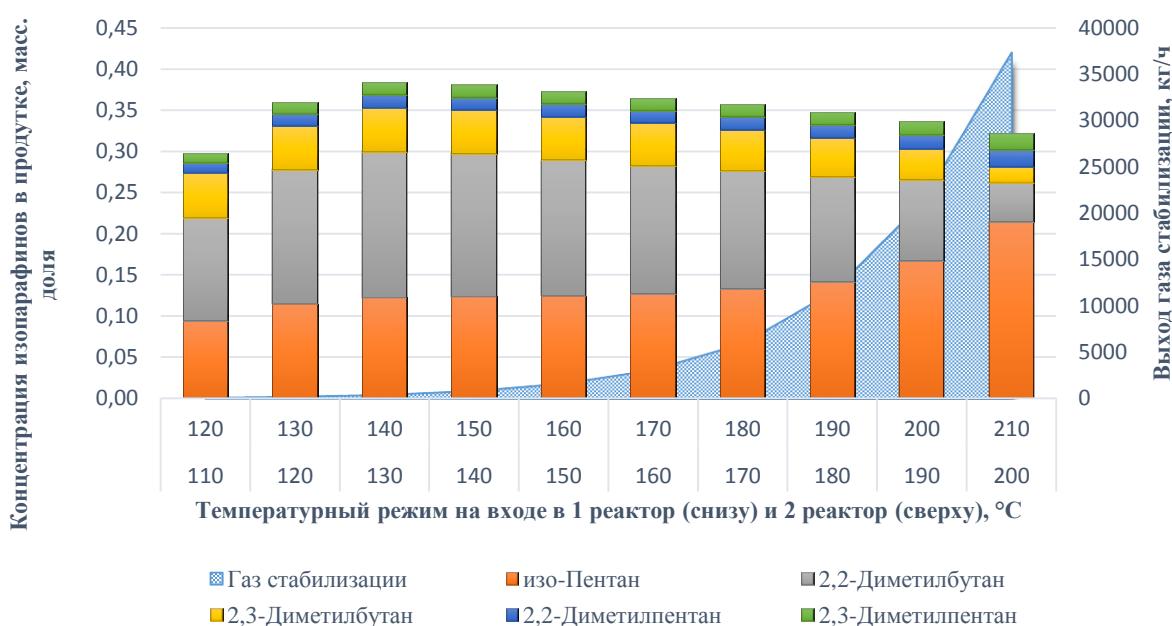


Рисунок 2. Зависимость конверсии н-парафинов от температурного режима

Реакция изомеризации является экзотермической и с понижением температуры равновесный выход изопарафинов увеличивается. Однако, снижение температуры ограничивается низкой скоростью реакции (кинетическое ограничение) [2].

На диаграмме отчетливо виден переход от кинетического ограничения к термодинамическому. Таким образом оптимальный режим работы реакторов равен 130 и 140 °С для первого и второго реактора соответственно.

Сравнения характеристик процесса до и после оптимизации представлены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнительная характеристика

Характеристика	До оптимизации	После оптимизации
Выход товарного изомеризата, кг/ч	93247,3	92813,5
Концентрация изопарафинов в потоке № 9, масс. доля	0,394	0,384
Газ стабилизации, кг/ч	382,9	406,6
Температура в конце цикла первого реактора, °C	162	168
Температура потока № 6, °C	162	118
Рецикл малоразветвленных гексанов, кмоль/ч	644	686
Октановое число товарного изомеризата	92	92
Мощность печи, кВт	14102	8429
Мощность насоса Р-101, кВт	89	95

На основании полученных экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

- Снижение мощности сырьевой печи более чем на 40 %.
- Температура в потоке № 6 позволяет исключить теплообменник Т-2 из аппаратурного оформления.
- Увеличение температурного градиента в первом реакторе приводит к усилению термодеструктивных процессов и незначительному увеличению выхода легких углеводородов.
- Производительность установки уменьшается на 1 %.
- Оптимизация технологической схемы, путем исключения теплообменного оборудования, позволит сократить капитальные затраты и повысить экономическую эффективность процесса изомеризации без потери качественных составляющих на выходе из установки.

Библиографический список

1. Бадёра, Е. В. Выявление «узких мест» установки «Изомалк-2», отрицательно влияющих на экологию производства / Е. В. Бадёра, В. А. Игуминова, А. Е. Карючина. – Текст : непосредственный // Безопасность городской среды : VIII международная научно-практической конференции, Омск, 18–20 ноября 2020 г. – Омск, 2020. – С. 18-22.
2. Капустин, В. М. Технология переработки нефти : учебное пособие для высших учебных заведений / В. М. Капустин, А. А. Гуреев ; редактор Г. А. Луцкая. – Москва : Коллесс, 2007. – 334 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Дерюгина О. П., канд. техн. наук, доцент.

Обезмасливание и применение парафинов

Янкова А. О., Борзенко А. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кристаллические парафины, извлекаемые из сырой нефти, в настоящее время являются востребованными продуктами переработки нефти. Парафины получают при депарафинизации промежуточных продуктов производства базовых масел, так называемых масляных рафинатов. Параллельно с депарафинированными маслами при депарафинизации рафинатов получают гачи (концентраты парафинов), обезмасливание которых дает парафин-сырец и слоп-вокс. Фракционирование парафина-сырца и последующая его гидроочистка позволяют получать технические и пищевые парафины. Слоп-вокс используют для получения высококачественных восков, мировое производство которых превышает 3 миллиона тонн в год.

Парафины и воски на парафиновой основе должны соответствовать предъявляемым к ним требованиям. Содержание масла в парафинах и восках оказывает значительное влияние на прочность, твердость, эластичность, стойкость к соскабливанию, коэффициент трения, коэффициент объемного расширения, точку плавления и образование масляных пятен. В зависимости от происхождения парафины могут содержать до 20 % маслообразных, соответственно легкоплавких компонентов, которые удаляются путем процесса обезмасливания. Как правило, для конечного продукта содержание масла ограничивается 0,5-3,0 мас. % [1].

Известны и используются для производства высококачественных парафинов два принципиально различных способа обезмасливания: старый метод выпотевания и новый, более эффективный процесс обезмасливания избирательными растворителями.

Производство парафинов и восков без применения растворителей (фильтр-прессование и потение) имеет ряд недостатков: ограниченная область применения, исключающая возможность выделения высокоплавких парафинов и церезинов; периодичность; малая производительность; высокая трудоемкость.

Проблемы, возникающие при использовании избирательных растворителей в процессах депарафинизации масел и обезмасливания парафинов, связаны с их высокотоксичными, пожаро- и взрывоопасными свойствами. Нарушение технологического регламента (режима) и возможные аварии на установках депарафинизации и обезмасливания нефтепродуктов могут приводить к авариям, утечкам растворителей, взрывам, пожарам, отравлениям обслуживающего персонала и человеческим жертвам. Использование растворителей в больших количествах, необходимость их регенерации, проведение процессов депарафинизации и обезмасливания при низких температурах требуют сложного и громоздкого оборудования. Поэтому

установки депарафинизации и обезмасливания нефтепродуктов относятся к самым дорогим в нефтепереработке по капитальным и эксплуатационным затратам.

В настоящее время все большее распространение получают методы термического обезмасливания, не требующие растворителей. Внедрение таких методов активизировалось в 2000-е годы в связи с ужесточением требований к экологически чистым продуктам и производствам. Например, компания Sulzer Chemtech запатентовала технологию, называемую статической кристаллизацией, которая включает кристаллизацию парафина в виде крупных кристаллов при медленном охлаждении расплавленного парафинового гача при температуре ниже его точки плавления на 10-20°C. Таким образом, масло, содержащееся в исходном материале, распределяется в объеме и на поверхности парафина. Жидкая фаза дренируется силами гравитации при последующих стадиях нагрева и выдержки. Этим методом можно получать не только парафины с низким содержанием масла, но и фракционировать их по температурам плавления при определенном температурном режиме. Метод статической кристаллизации имеет значительные преимущества перед обезмасливанием кетон-ароматическими растворителями, включая более низкие производственные затраты (процесс осуществляется в интервале температур 20-80 °C, не требуются установки для кристаллизации и создания вакуума), низкое воздействие на окружающую среду (отсутствие токсичных растворителей, замкнутая циркуляция теплоносителя), а также отсутствие зависимости от импортных растворителей [2].

Обезмасленные парафины являются незаменимыми в производстве продуктов в различных отраслях промышленности, например, для защиты резиновых изделий от преждевременного старения, для производства и пропитки бумаги и картона. Парафины входят в состав многочисленных косметических средств, используются в качестве средства защиты от коррозии. Парафины узкого фракционного состава используются в качестве актиuatorов, компонентов восковых композиций в термосиловых датчиках, для автоматического регулирования температуры в двигателях внутреннего сгорания, системах кондиционирования воздуха, а также в качестве самостоятельных силовых термоэлементов различных объектов и систем [3].

Библиографический список

1. Stepanski, M. Wax deoiling technology for the future : Crystallization of paraffin wax / M. Stepanski. – Direct text // Sulzer Tech. Rev. – 2014. – № 1. – P. 12-15.
2. Slack Wax Deoiling by Static Crystallization / I. A. Pronchenkov, S. A. Antonov, A. I. Matveeva [et al.]. – Direct text // Chem Technol Fuels Oils. – 2022. – № 58. – P. 479-483.
3. Агаев, С. Г. Фракционирование пищевого парафина П-2 / С. Г. Агаев, А. А. Байда, М. А. Тюльков. – Текст : непосредственный // ЖПХ. – 2022. – Т. 95, № 5. – С. 636-645.

Научный руководитель: Агаев С. Г., док. техн. наук, профессор.

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11
----------------	---

Научное издание

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ

Материалы

*Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

В 2 томах

Том I

Составитель О. С. Булдакова

В авторской редакции

Подписано в печать 19.05.2023. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 15,25.
Тираж 500 экз. Заказ № 2626.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.