



НЕФТЯНАЯ СМЕНА ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО!

**Материалы IX Всероссийской
научно-практической конференции**

Красноярск, 6 мая 2023 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

НЕФТЯНАЯ СМЕНА ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО!

Материалы IX Всероссийской научно-практической
конференции

Красноярск, 6 мая 2023 г.

Красноярск
СФУ
2023

УДК 622.323/.324(08)
ББК 33.361я43
Н584

Н584 **Нефтяная смена. Энергия будущего!** : материалы IX Всеросс. науч.-
практ. конф. Красноярск, 6 мая 2023 г. / отв. за вып. А. А. Рябинин, А. И. Кур-
кина. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2023. – 180 с.

ISBN 978-5-7638-4913-4

Представлены тезисы работ по следующим направлениям: экологические проблемы нефтяной и химической промышленности, альтернативные источники энергии; технологии добычи, транспортировки и переработки нефти и газа; экология, промышленная и пожарная безопасность, ресурсосбережение и энергоэффективность; социальные проекты, история и география развития нефтегазового комплекса. Рассмотрены существующие проблемы, предложены возможные решения, а также выдвинуты новые гипотезы.

Будут интересны студентам всех специальностей нефтегазовой отрасли и преподавателям профильных вузов, а также всем тем, кто интересуется проблемами отрасли.

Конференция проводится при финансовой поддержке АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания».

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 622.323/.324(08)
ББК 33.361я43

ISBN 978-5-7638-4913-4

© Сибирский федеральный университет, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЯНОЙ И ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ	7
Василевская В. В., Ваганов Р. А.	
Исследование низкотемпературных свойств смесей нефтяного дизельного топлива и биотоплива	8
Скобина Е. А., Васильев Е. А.	
Методы снижения углеродного следа в нефтяной и газовой промышленности	11
Ляхов Л. А., Дерягина Н. В.	
Сравнительный анализ бурых углей и угольного брикета	13
Уфимцев Р. Р., Фалалеев Т. А., Протасов Т. Н.	
Рельсовый ускоритель массы	16
Федорович Е. А., Лесик Е. И.	
Получение и исследование биодизельного топлива из растительного сырья	19
Митрофанов Е. Д., Дерягина Н. В.	
Выбор сорбента для устранения разлива нефтепродуктов в бытовых условиях	22
Секция 2. ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	25
Звягинцева А. П., Дмитриев В. А.	
Нержавеющая труба.....	26
Бершанская Д. А., Дмитриев В. А.	
Труба без трубы.....	29
Киселёва А. Р., Прохоров В. А.	
Ремонт газопровода в экстремальных условиях	31
Лапко Г. Е., Прохоров В. А.	
Новый экологический способ отделения газа от нефти путём центрифугирования.....	35
Сизых Е. Н., Татаурова Н. В., Дерягина Н. В.	
Апробация экспресс-метода для определения углеводородного состава нефтяных систем	39
Секция 3. СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ, ИСТОРИЯ И ГЕОГРАФИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	47
Колосков С. В., Шагиахметова Е. М.	
Интерактивная игра «Чудеса Роснефти»	48
Фоменко Д. А., Бурмакин А. А., Лемешко Т. С.	
Интеллектуальное развитие учащихся Богучанской школы № 2 с помощью развивающих игр и головоломок	50
Секция 4. ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	55
Готфрид Д. С., Мустафаев Р. М. Битнер А. К.	
Взаимосвязь сейсмических типов клиноформ с их емкостными свойствами	56
Кудрявцев А. М., Останин Д. И.	
Использование компьютерного зрения для автоматизированного определения длины НКТ при проведении спуско-подъемных операций ТКРС	58
Орлова У. В., Уржумов В. Д.	
Картирование рифогенных построек с применением алгоритмов искусственного интеллекта	60

Ятченко В. В., Петров Д. А.

Математическое моделирование как инструмент оптимизации процессов обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ..... 64

Гришко В. Д., Козяев А. А.

Автоматизация процесса интерпретации данных сейсморазведки с применением глубоких нейронных сетей..... 68

Шилов Е. Е., Тяжевкина М. С., Уржумов В. Д.

Применение различных методик спектральной декомпозиции в по geoteric для решения задач интерпретации сейсмических данных..... 72

Секция 5. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... 77

Аксёнова Ю. Э., Кобылинский С. А., Морозов Т. И., Капустин В. В.

Применение технологий регулирования и мониторинга притока скважин в условиях карбонатных коллекторов..... 78

Быкова А. А., Королёв М. С.

Исследование интервалов для проведения гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора..... 81

Волчек Р. В., Квеско Н. Г.

Технологии добычи метана из газовых гидратов 83

Готфрид Д. С., Мустафаев Р. М., Битнер А. К.

Использование нейросетей в нефтегазовой отрасли 86

Ермолаева А. С., Трусов А. В.

Оптимизация капитальных затрат за счет применения модульных подстанций 35/6 кв на шасси 89

Колесень Н. А., Никитин О. А.

Оценка перспектив извлечения ценных элементов из гидроминерального сырья в Восточной Сибири..... 92

Секция 6. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА..... 95

Лушин А. Е., Павлова П. Л.

Модернизация героторного механизма винтового забойного двигателя путём разбиения ротора на смещенные относительно оси статора модули, соединенные шарнирным механизмом 96

Кравец Н. С., Мозолев А. В., Павлова П. Л.

Двухсекционный двигатель винтового типа 99

Новоженков А. С., Лесик Е. И.

Разработка технологии получения биодизеля из отработанных растительных масел..... 101

Секция 7. ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ, ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА..... 105

Вильдяйкин С. Н., Истомин Ю. А., Косицына С. С.

Исследование депрессорного действия продуктов пиролиза вторичных полиолефинов на тяжелое дизельное топливо 106

Дроздов И. О., Сафин В. А.

Использование центробежной сепарации для переработки избыточного промысла на объектах подготовки нефти ЮТМ 109

Дымарь В. С., Сокольников А. Н., Трусов А. В.

Исключение пробкового режима работы трубопроводов..... 111

Мишина Д. В., Кадычегова В. В., Бен Ахмед Х. Синтез и исследование наночастиц оксида кальция, полученных золь-гель-технологией из яичной скорлупы.....	121
Костяшина Е. Е., Кравцов С. Б. Применение ультразвукового диспергатора в целях повышения эффективности разделения водонефтяных эмульсий в процессе подготовки нефти.....	123
Ленских А. В., Шрам В. Г. Сравнительный анализ международного рынка внутритрубных сепараторов и перспективы развития отечественного производства в контексте импортозамещения	125
Пивцов Е. А., Шрам В. Г. Оценка эффективности подготовки пластовой воды с помощью гидроциклонов	128
Рахимов М. М., Мурадханов М. М. Развитие газового бизнеса с помощью переработки попутного нефтяного газа на GTL-установке	131
Ротарь Е. Н., Косицына С. С. Получение и исследование углеродных сорбентов из растительного сырья.....	134
Сидоренко С. А., Вьюшков А. В. Способ полезного использования попутного нефтяного газа. К стратегии «Роснефть-2030»	136
Соснина В. А., Пономарева Е. Е., Мусин А. И., Верхотуров А. В. Анализ экономической эффективности различных вариантов использования попутного нефтяного газа: ВПХГ и GTL	145
Терентьев Е. С., Латковский В. В. Разработка внутритрубного очистного устройства для повышения эффективности борьбы с твердыми парафиновыми отложениями.....	149
Тимофеев Д. Ю., Салманов Р. Б. Повышение бесперебойной работы полупогружных насосов в условиях установки подготовки нефти Юрубчено-Тохомского месторождения.....	153
Шанин В. В., Бурюкин Ф. А. Разработка рецептуры для производства полимерно-битумного вяжущего.....	157
Шанина А. А., Агровиченко Д. В., Бурюкин Ф. А. Современное состояние производства битумных мастик.....	159
Шиколов А. Е., Веденеев В. В. Разработка подхода к регламентированию скорости ГЖС в нефтегазосборных трубопроводах для месторождений с высоким газовым фактором как путь к сокращению металлоемкости проекта	162
Секция 8. ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ	
Марупов К. Р., Кузьмина М. В. Способ повышения энергоэффективности технологической системы нефтегазового месторождения.....	168
Маслов А. А., Кайзер Ю. Ф. Беспилотный аэродромный топливозаправщик.....	171
Сивухина Е. С., Трифонов И. Г. Автоматизация процесса учета огнетушителей на базе информационной системы 1С «Производственная безопасность».....	175

Секция 1

Экологические проблемы нефтяной и химической промышленности, альтернативные источники энергии

ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ СМЕСЕЙ НЕФТЯНОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА И БИОТОПЛИВА

В. В. Василевская^{1}*

Научный руководитель: Р. А. Ваганов²

¹МАОУ «Лицей № 7», Красноярск

²Сибирский федеральный университет, Красноярск

Данный проект помогает уменьшить влияние глобальных проблем (экологической, экономической, энергетической, сырьевой) на нашу планету благодаря смешиванию нефтяного дизельного топлива с биотопливом в разных соотношениях, сохраняя при этом их свойства.

Дизельное топливо – вид жидкого топлива, использующийся как топливо в дизельном двигателе. В данной работе будет использоваться нефтяное дизельное топливо марки Дизель Euro (ГОСТ 32511–2013), которое активно используется для двигателей внутреннего сгорания с воспламенением от сжатия.

Биотопливо – топливо из растительного или животного сырья, из продуктов жизнедеятельности или органических промышленных отходов. Основным способом получения биотоплива является переэтерификация растительных масел с метанолом, этанолом, изопропанолом. Наряду с переэтерификацией используют термические методы разложения жиров и создание компаундных композиций масел с дизельным топливом. В данной работе в роли биотоплива будет использоваться рапсовое масло.

Требования к разным видам топлива приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические требования

Показатель	Дизель	Рапсовое масло	Биобутанол	Биоэтанол
Плотность	820–845 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	917 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	810 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	793 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Температура вспышки	55 °C	100 °C	35 °C	79 °C
Цетановое число	51	40	25	117
Температура застывания	–32 °C	–12 °C	–115 °C	–114 °C
Вязкость	2000–4500 $\frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$	76 $\frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$	2,63 $\frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$	1,096 $\frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$

Взяв дизельное топливо и биотопливо (это мы будем проводить и с другими видами топлива), мы смешаем эти два продукта, в результате получим несколько видов смесей с разным процентным содержанием топлива (рис. 1). С помощью специальных приборов выявим максимально подходящую смесь, которая будет подходить под технические требования.



Рис. 1. Объекты исследования

Ниже представлена работа с дизельным нефтяным топливом и рапсовым маслом/биоэтанолом/биобутанолом для сравнения (табл. 2–4, рис. 2–4).

Таблица 2

Характеристика смесей

Проба	Содержание ДТ, %	Содержание РМ, %	Плотность при 15 °С, $\frac{\text{г}}{\text{см}^3}$
ДТ	100	0	0,839
РМ	0	100	0,918
№ 1	70	30	0,854
№ 2	80	20	0,845
№ 3	90	10	0,841

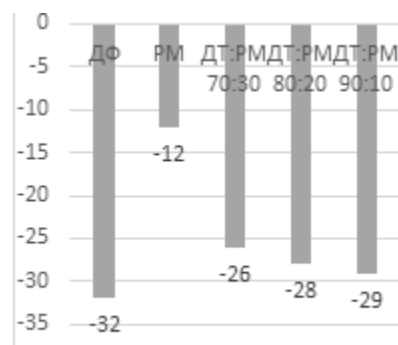


Рис. 2. Температура застывания

Таблица 3

Характеристика смесей

Проба	Содержание ДТ, %	Содержание БЭ, %	Плотность при 15 °С, $\frac{\text{г}}{\text{см}^3}$
ДТ	100	0	0,839
БЭ	0	100	0,79
№ 1	70	30	0,824
№ 2	80	20	0,834
№ 3	90	10	0,837

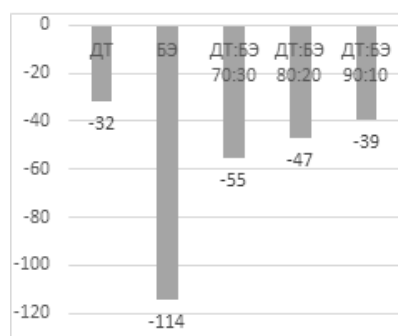


Рис. 3. Температура застывания

В результате работы исследованы свойства смесей разных видов биотоплива и дизельного топлива, показана возможность использования смесей в разных соотношениях с определением максимально подходящей пропорции для использования.

Наглядно видно, что биоэтанол максимально положительно сказывается на смесях, при этом не причиняя вред двигателю, однако зная то, что биобутанол практически приближен к свойствам биоэтанола, и содержит в себе больше энергии, низкую летучесть, можно сказать, что биобутанол более эффективен.

Таблица 4

Характеристика смесей

Проба	Содержание ДТ, %	Содержание ББ, %	Плотность при 15 °С, $\frac{г}{см^3}$
ДТ	100	0	0,839
ББ	0	100	0,810
№ 1	70	30	0,830
№ 2	80	20	0,833
№ 3	90	10	0,836

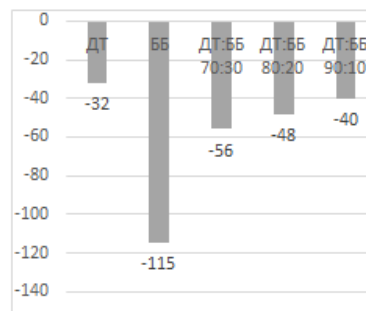


Рис. 4. Температура застывания

Таким образом, мы решаем частично экологическую проблему с наименьшим выбросом углекислого газа в атмосферу, что способствует улучшению климата, воздуха, всей окружающей среде, здоровья жителей промышленных и не только городов, а также увеличит количество растительности из-за потребления растений в биотопливе.

Решаем частично сырьевую проблему, ведь потребление сырья снизится в несколько раз, никак не разрушая экономику и экологию, а это топливо будет столь же эффективным, как и топливо, которое никак не решало ни одну из данных проблем.

Четверть всей суши получит возможность улучшить экологию, замедлить глобальное потепление. Такой вид топлива оценят жители любых точек мира, ведь ему нипочем низкая температура, так оно ещё и экологично с невысокой стоимостью, а также он будет оценён компанией: меньшие траты топлива, но такой же высокий заработок.

Список источников

1. Биотопливо. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146148>.
2. Биобутанол. – URL: <http://mmmm.by/pdf/ru/2021/02/09.pdf>.
3. Биоэтанол. – URL: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.13daabbe-6450d6a7-2169841a-74722d776562/https/en.wikipedia.org/wiki/Common_ethanol_fuel_mixtures
4. Биоэтанол. – URL: <https://infourok.ru/referat-po-teme-bioetanol-kak-alternativniy-istochnik-energii-2239546.html>.
5. ГОСТ 32511–2013 Дизель Euro. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108413>.
6. Проект Роснефти. – URL: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/212119>.

МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Е. А. Скобина¹, Е. А. Васильев²

^{1,2}МАОУ «Лицей № 7», Красноярск

Введение. Проблема: ежегодно в атмосферу выбрасывается примерно 37 млрд т CO₂, который негативно влияет на окружающий мир, разрушает экологию нашей планеты.

Решение. Одним из способов решения этой проблемы является внедрение методов снижения углеродного следа в нефтегазовую промышленность за счёт полезного использования CO₂ и ПНГ.

Основная часть. Метод Huff & Puff. Этапы применения технологии: обработка призабойной зоны пласта состоит из трех этапов: закачка углекислого газа в пласт, выдержка во времени и добыча нефти.

1-й этап. Закачка углекислоты в пласт. CO₂ непрерывно закачивается в добывающую скважину с помощью мобильного криогенного насосного агрегата. Диоксид углерода вытесняет часть подвижной нефти в глубь залежи, одновременно приводя к сокращению водонасыщения в призабойной зоне скважины, в результате чего увеличивается фазовая проницаемость по нефти. Высокая скорость закачки (порядка 4–5 т в час) позволяет на данном этапе очистить призабойную зону от АСПО. Оставшаяся часть нефти подвергается воздействию нагнетаемого углекислого газа. При этом процесс диффузии CO₂ на этапе закачки незначителен, поскольку диоксид углерода закачивается с высокой скоростью. По завершении этапа закачки давление в призабойной зоне будет намного выше, чем в начале.

2-й этап. Выдержка скважины (10–28 дней). На этом этапе скважина закрывается на время реакции. Происходит диффузия CO₂ и обеспечиваются ключевые механизмы процесса закачки углекислого газа, связанные с увеличением объема нефти и снижением ее вязкости, уменьшением фильтрационных сопротивлений.

3-й этап. Освоение и добыча. На этом этапе незначительная часть CO₂, которая не растворилась в нефти, извлекается как газообразная фаза, после чего осуществляется отбор нефти. В итоге увеличивается дебит скважины за счет целого ряда положительных факторов от закачки диоксида углерода.

К основным механизмам повышения добычи нефти при воздействии на залежь углекислым газом относятся:

- 1) очистка призабойной зоны от АСПО;
- 2) снижение вязкости пластовой нефти;
- 3) увеличение нефти в объеме из-за растворения CO₂ (эффект набухания);
- 4) вовлечение в разработку недренируемой или слабодренируемой нефти из низко проницаемых поропластов за счет увеличения газонасыщенности порового пространства;
- 5) снижение межфазного натяжения на границе раздела сред;
- 6) режим гравитационного дренирования.

Применение CO₂ в сельском хозяйстве. В сельском хозяйстве используют CO₂ в теплицах зимой, им «дышат» растения, поэтому атмосферу теплиц насыщают углекислотой искусственно.

Низкое содержание углекислого газа сейчас является фактором, ограничивающим урожайность. При сильном солнцестоянии содержание CO₂ в теплицах в результате его интенсивного поглощения растениями может упасть ниже 0,01 % и фотосинтез практически прекращается. Для её повышения применяют специальные газовые станции, работающие на привозном CO₂. Такие комплексы способны производить централизованную подачу, контролируя концентрацию, газовое давление и температуру в помещении. При повышении содержания диоксида углерода в помещении до 0,2–0,6 % существенно ускоряется процесс фотосинтеза, что сокращает сроки созревания растений на 7–12 дней и увеличивает урожайность в среднем на 28 % и качество продукции на 25 %.

Установка по разделению ПНГ. Установка позволяет нефтепромышленным компаниям отказаться от сжигания сырого попутного газа, пустив его в максимальную переработку непосредственно на месторождении. Охлажденный и очищенный от механических примесей и водяных паров газ делится на полезные фракции – газовый бензин и метан.

Применение только одной установки позволяет извлекать из попутного нефтяного газа до 5,2 тыс. т стабильного газового конденсата ежегодно, а также на 7 % сокращает выбросы углекислого газа на объектах подготовки нефти и газа.

Данный метод позволяет не только приносить компании дополнительную прибыль, но и помогает повышать экологическую безопасность, сокращая углеродный след. Мы сможем, благодаря новой установке, получать ценные продукты из попутного нефтяного газа прямо на месторождении, одновременно обеспечивая наши электростанции экологичным топливом.

Заключение. Декарбонизация: 1) повысит экологическую безопасность и уменьшит риски глобального потепления; 2) позволит получить компаниям дополнительный доход. Увеличение затрат на декарбонизацию может привести к уменьшению затрат на электроэнергию.

Список источников

1. Байков Н. М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO₂ // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11.
2. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти. – М.: Недра, 1977 г.
3. Томас Г. Эй., Монгер-Макклур Т. Дж. Техничко-экономическое обоснование циклического закачивания углекислого газа для добычи легкой нефти. Работа SPE 20208. – 1991.
4. Мухаммед-Сингх Л., Петротрин А., Сингхал К., Сим С. Исследовательский совет Альберты. Критерий применимости циклической стимуляции нефтяных пластов углекислым газом. SPE 100044. – 2006.
5. Макаревич В. Н., Искрицкая Н. И., Богословский С. А. Ресурсный потенциал месторождений тяжелой нефти европейской части Российской Федерации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3.
6. Сян Чжоуа, Цинванг Юаньа, Сяолун Пенга, Фанхуа Зенга, Лихуй Чжанг. Критический обзор процесса циклической закачки CO₂ для увеличения добычи тяжелой нефти. – 2017.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БУРЫХ УГЛЕЙ И УГОЛЬНОГО БРИКЕТА

Л. А. Ляхов¹

Научный руководитель: Н. В. Дерягина²

¹МОУ «Лицей № 1», Ачинск

²Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. На сегодняшний день в нашем регионе и городе остро стоит проблема загрязнения воздуха твердыми частицами, особенно в зимний период в безветренную погоду. Только с февраля в нашем городе 10 дней действовал режим неблагоприятных метеоусловий – так называемый «режим черного неба». Одним из источников загрязнения воздуха являются продукты сгорания различных видов топлива. Основным топливом в нашем регионе является бурый и каменный уголь. Уголь – это распространённый и относительно дешёвый вид твёрдого топлива с высокой теплоемкостью.

Среди отходов угольной промышленности выделяют такие токсичные и парниковые газы, как CO_2 , CH_4 , CO , N_2O , SO_2 , а также около двадцати токсичных химических веществ, среди которых: мышьяк, свинец, ртуть, никель, ванадий, бериллий, кадмий, барий, хром, медь, молибден, цинк, селен и радий – все они опасны при попадании в окружающую среду. Примеси этих веществ и их выделение – основная причина, почему отопление домашних помещений этим топливом небезопасно, даже если учесть, что уголь сгорает не в полном объёме. Альтернативу для владельцев котлов создала компания АО «СУЭК-Красноярск». Исходя из описания на их официальном сайте, недавно появившийся продукт глубокой переработки «сибирский брикет» является экологически чистым и превосходящим по своим теплотворным свойствам бурые и каменные угли.

Действительно ли использование угольных брикетов выгоднее использования каменного и бурого угля, так как позволяет уменьшить загрязнение окружающей среды продуктами горения и обладает большей теплоотдачей? Ответить на эти вопросы поможет технический анализ твердого топлива и очаговых остатков.

Цель: экспериментально определить преимущества использования в качестве топлива бездымного «сибирского брикета» в сравнении с бурым углем по выбранным показателям.

Задачи: 1) ознакомиться с методикой для теплотехнического анализа; 2) определить влажность двух проб; 3) определить зольность топлив; 4) определить выход летучих веществ и охарактеризовать коксовые остатки двух проб; 5) сделать вывод на основании полученных результатов.

Методы и методики исследования: анализ, эксперимент, сравнение. Экспериментальную часть выполняли на базе лаборатории Института нефти и газа Сибирского федерального университета. Эксперимент по определению влажности, зольности и выхода летучих веществ проводили по методике, описанной в пособии Томского политехнического университета [1].

Основная часть. Для твердых минеральных видов топлива, в соответствии с ГОСТ 27313–2015 [2], можно выделить три основные характеристики – составляющие топлива: влага, минеральные компоненты (минеральная масса) и органические вещества (органиче-

ская масса). Результаты определения теплотехнических характеристик представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты определения теплотехнических характеристик образцов

Теплотехническая характеристика	Бурый уголь	«Сибирский брикет»
Влажность	9,54 %	2,93 %
Зольность	8,95 %	3,09 %
Летучесть веществ	44,63 %	18,9 %

1. Определение влажности двух проб. Определение влажности топлива регламентируется ГОСТ Р 52911–2013 [3]. Все виды твердого топлива содержат влагу, которая является важной теплотехнической характеристикой. Влажность влияет на процесс окисления топлив при хранении, является причиной смерзаемости углей. Таким образом, содержание влаги в буром угле почти в три раза больше, чем в угольном брикете, а повышенная влажность снижает теплотворную способность топлива.

2. Определение зольности топлив. Определение зольности топлива регламентируется требованием ГОСТ Р 55661–2013 [4]. Золой называется твердый неорганический остаток, образующийся в результате полного сжигания топлива при свободном доступе кислорода, представляющий собой продукт полного окисления и термического превращения минеральных компонентов углей. Минеральные вещества при сжигании твердого топлива не только снижают теплоту сгорания топлива, но и вызывают необходимость расхода тепла на нагрев, разложение и ошлакование этих примесей.

Зольность бурого угля почти в три раза превышает данный показатель угольного брикета. Зола является балластом, замедляющим процесс горения и осложняющим технологию сжигания и обслуживания топок.

3. Определение содержания летучих веществ. Выход летучих веществ является одним из классификационных параметров каменных углей и регламентируется ГОСТ Р 55660–2013 [5]. На основании значений выхода летучих веществ и характеристики нелетучего остатка можно ориентировочно оценить спекаемость углей, а также поведение углей в процессах технологической переработки и сжигания.

Содержание летучих веществ в буром угле более чем в два раза больше, чем в угольном брикете. Это говорит о том, что большая часть летучего угольного брикета уходит ещё в процессе производства при прокаливании.

Коксовые остатки имеют различие в цвете: порошкообразный остаток второго образца сохранил свой темный оттенок, в то время как порошкообразный остаток первого образца стал серого цвета. Это свидетельствует о том, что минеральная часть бурого угля больше.

В ходе выполнения исследования мы изучили требования ГОСТ к твердому топливу, познакомились с методикой определения влажности, зольности, летучести веществ. В соответствии с требованиями ГОСТ определили влажность, зольность и выход летучих веществ двух проб бурого угля и угольного брикета.

На основе результатов проделанных опытов сравнили качественные характеристики анализируемых проб бурого угля и угольного брикета (рис. 1).

Несомненно, «сибирский брикет» является доступной и экологичной альтернативой бурому углю благодаря своим теплотехническим характеристикам.

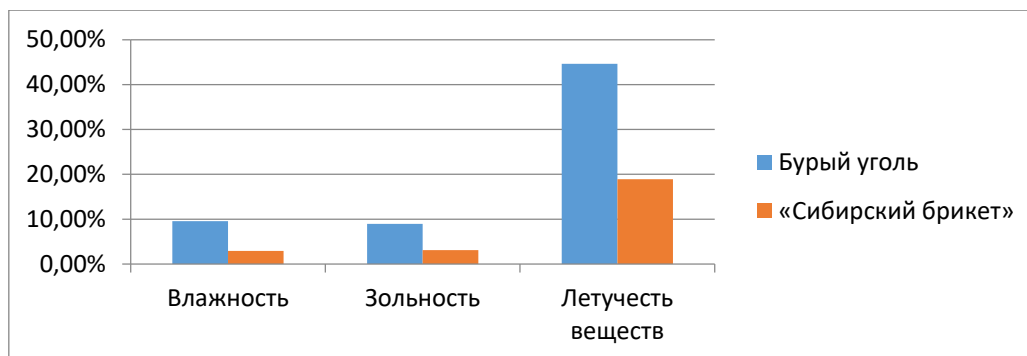


Рис. 1. Сравнительные результаты качества анализируемых проб

Выводы. Проведенное исследование позволяет сделать следующие выводы:

1. Содержание минеральных веществ и воды в буром угле в три раза больше, чем в брикетах, что аналогичным образом сказывается и на его теплотворной способности, а также снижает экономическую целесообразность использования из-за более высокого содержания балластных веществ, что важно не только при эксплуатации, но и при транспортировке.

2. Повышенное содержание в буром угле летучих веществ, которые представлены газами CO, CO₂, H₂, углеводородами, сернистым газом и т. п., негативно сказывается на его экологических свойствах. А это значит, что переход с бурого угля на брикеты позволил бы снизить вредное воздействие на окружающую среду и здоровье человека практически в два раза.

3. Анализ основных показателей продемонстрировал, что действительно новый продукт «сибирский брикет» превосходит по своим эксплуатационным качествам бурый уголь (традиционное сырье) как по теплотворной способности, так и по экологическим показателям. Поэтому выбор домохозяйств в пользу вида топлива «сибирский брикет» обоснован, особенно для городов Сибири, где преобладает суровый климат и остро стоит вопрос качества воздуха.

В продолжение исследования планируем определить другие характеристики: элементный состав, расчет теплоты сгорания. Провести сравнение с другими видами углей различных месторождений.

Результаты исследования полезны для жителей края, использующих уголь в качестве основного топлива.

Список источников

1. Технический анализ твердого топлива и очаговых остатков : метод. указания для выполнения лабораторных работ / сост.: В. И. Николаева, А. Ю. Долгих, К. В. Буваков; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 41 с.

2. ГОСТ 27313–2015. Топливо твердое минеральное. Обозначение показателей качества и формулы пересчета результатов анализа на различные состояния топлива. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200133444>.

3. ГОСТ Р 52911–2013. Топливо твердое минеральное. Определение общей влаги. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107159>.

4. ГОСТ Р 55661–2013. Топливо твердое минеральное. Определение зольности. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200105477>.

5. ГОСТ Р 55660–2013. Определение выхода летучих веществ. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200106276>.

РЕЛЬСОВЫЙ УСКОРИТЕЛЬ МАССЫ

Р. Р. Уфимцев¹, Т. А. Фалалеев²
Научный руководитель: Т. Н. Протасов³

^{1, 2, 3}МОУ «Лицей № 1», Ачинск

До начала XIX в. электричество и магнетизм считались явлениями, не связанными друг с другом, и рассматривались в разных разделах физики. В 1819 г. датский физик Х. Эрстед обнаружил, что проводник, по которому течёт электрический ток, вызывает отклонение стрелки магнитного компаса, расположенного вблизи этого проводника, из чего следовало, что электрические и магнитные явления взаимосвязаны. Французский физик и математик А. Ампер в 1824 г. дал математическое описание взаимодействия проводника тока с магнитным полем. В 1831 г. английский физик М. Фарадей экспериментально обнаружил и дал математическое описание явления электромагнитной индукции – возникновения электродвижущей силы в проводнике, находящемся под действием изменяющегося магнитного поля.

В данной работе рассмотрен процесс создания действующей модели рельсового ускорителя массы – рельсотрона.

Рельсотрон был изобретён французским изобретателем Андре Вильпле в 1917 г. во время Первой мировой войны. В русском языке термин рельсотрон был предложен в конце 1950-х гг. советским академиком Львом Арцимовичем для замены существовавшего громоздкого названия «электродинамический ускоритель массы». Причиной разработки подобных устройств, являющихся перспективным оружием, стало то, что, по оценкам экспертов, использование порохов для стрельб достигло своего предела – скорость выпущенного с их помощью заряда была ограничена 2,5 км/с.

В 1970-х гг. рельсотрон был спроектирован и построен Джоном П. Барбером из Канады и его научным руководителем Ричардом А. Маршаллом из Новой Зеландии в Исследовательской школе физических наук Австралийского национального университета.

Рельсотрон состоит из двух параллельных электродов, называемых рельсами, подключённых к мощному источнику постоянного тока. Разгоняемая электропроводная масса располагается между рельсами, замыкая электрическую цепь, и приобретает ускорение вследствие силы Ампера, действующей на проводник с током в его собственном магнитном поле. Сила Ампера действует и на рельсы, приводя их к взаимному отталкиванию.

Из медного прутка диаметром 9 мм были сделаны заготовки по 240 мм каждая. Каждую заготовку с одной из сторон подвергли фрезерованию, чтобы вывести плоскость. Из куска стеклотекстолита были изготовлены две пластины, в них просверлены сквозные отверстия диаметром 8,2 мм для возможности скрепления их между собой с помощью шпилек.

При помощи шпилек, гаек, шайб и гроверов детали из стеклотекстолита были соединены. Между ними были размещены медные стержни. Расстояние между плоскими частями медных стержней составило 6 мм, что вполне достаточно для прохождения между ними токопроводящего снаряда. К медным стержням, выполняющим роль

направляющих рельс, были припаяны силовые провода для подключения к конденсаторной батарее (рис. 1).



Рис. 1

При размещении снаряда между рельсами и подаче кратковременного высоковольтного импульса высокой мощности снаряд начинает двигаться вдоль рельс под действием магнитного поля, возникающего в цепи, и магнитного поля, создаваемого магнитной системой. В результате протекания токов высокой плотности и движения снаряда вдоль рельс, снаряд начинает испаряться и частично превращается в плазму. Так как рельсы закреплены жёстко, то единственным подвижным элементом системы окажется снаряд, который под действием силы Ампера быстро перемещается вдоль рельс и вылетает из ствола.

В качестве высоковольтного источника тока использовался блок питания на 2,5 кВ, с двухполупериодным выпрямителем. Для накопления электрической энергии применялась конденсаторная батарея К41И-7 ($5 \text{ кВ} \times 100 \text{ мкФ}$). Соединив все узлы экспериментальной установки воедино, был произведён первый запуск. Запуск производился в присутствии учителя физики, с соблюдением всех необходимых норм и правил электробезопасности.

Произведя замеры рельсового ускорителя, мы приступили к расчётам и изготовлению магнитной системы. В первую очередь была намотана катушка на каркас из ПВХ-трубы диаметром 110 мм, длина намотки составила 21,5 см в два слоя, общее количество витков – 110, сопротивление катушки – 0,6 Ом. Катушка была намотана проводом ПуГВ-1 $\times$ 2,5 мм². После намотки катушка была покрыта диэлектрическим лаком (рис. 2).



Рис. 2

В лаборатории физики не оказалось блока питания постоянного тока достаточной мощности, поэтому было решено сделать его самостоятельно. Силовой трансформатор для блока питания был изготовлен из трансформатора от микроволновой печи. У трансформатора была удалена вторичная обмотка и вместо неё были намотаны медным проводом с сечением $2,5 \text{ мм}^2$ две обмотки, каждая по 25 витков. Напряжение на каждой обмотке составило 13,3 В, максимальный рабочий ток каждой обмотки составил 30 А. Для размещения рельсового ускорителя в магнитной системе были изготовлены две подставки из ПВХ-заглушки. Из куска ДСП были выпилены детали для изготовления опоры. В ходе работы была собрана действующая модель рельсового ускорителя масс с соответствующей для него магнитной системой (рис. 3).

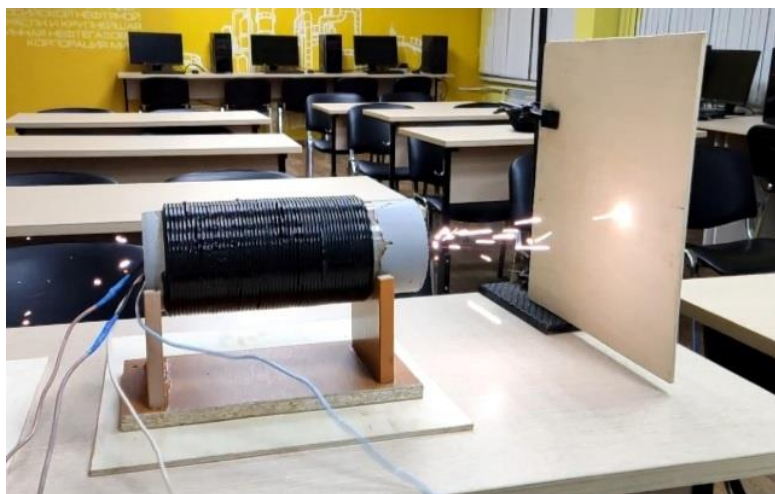


Рис. 3

Перспективы использования полученных в ходе исследования результатов:

- космическая сфера (мгновенная высокая скорость космического аппарата);
- материаловедение (испаренный материал снаряда после выстрела пригоден для изучения);
- микроэлектроника (плазменная очистка кислородной плазмой устраняет природные и технические масла и жир в наномасштабе и уменьшает загрязнение до 6 раз по сравнению с традиционными влажными методами очистки);
- возможность применения в нефтегазовой отрасли (переработка нефтепродуктов, геологоразведка, бурение скважин и т. д.);
- физика высоких плотностей и энергий (плазма – является материалом высокой плотности, при выстреле выделяется большое количество энергии).

Список источников

1. Дробышевский Э. М., Жуков Б. Г., Назаров Е. В. и др. Электродинамический разгон диэлектрических тел в рельсотроне в режиме постоянного тока // ЖТФ. – 1991. – Т. 61, вып. 4. – С. 170–179.
2. Жуков Б. Г., Куракин Р. О., Сахаров В. А. и др. Малогабаритный рельсовый ускоритель диэлектрических твердых тел mm-размера // ЖТФ. – 2013. – Т. 39, вып. 12.
3. Сухачёв К. И., Сёмкин Н. Д., Пияков А. В. Ускорители твёрдых тел // Физика волновых процессов и радиотехнические системы. – 2014. – Т. 17, № 2. – С. 49–58.

ПОЛУЧЕНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ИЗ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ

Е. А. Федорович¹

Научный руководитель: Е. И. Лесик²

¹МАОУ СШ № 154, Красноярск

²Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. Высокий экономический рост, продолжающийся на протяжении нескольких десятилетий в большинстве развивающихся стран, привел к высокому спросу на различные источники энергии. Растущая потребность в мобильности и стремление людей к улучшению условий жизни стали основной движущей силой увеличения спроса на нефть. Использование ненефтяного сырья расширяет ресурсы топлив и улучшает экологические характеристики топлив. В этой работе исследовалась возможность улучшения эксплуатационных характеристик биодизельного топлива из растительных масел.

Цель. Исследование технологии улучшения и стабилизации биодизельного топлива на основе растительного масла подсолнечника путем введения стабилизирующей антиоксидантной добавки – витамина Е.

Задачи: 1) провести литературный обзор способов получения биодизельного топлива; 2) выполнить выбор стабилизирующей антиоксидантной добавки к биодизельному топливу; 3) выполнить анализ полученного биодизельного топлива по показателю окисляемости (ГОСТ Р ЕН 14104–2009 Производные жиров и масел. Метилловые эфиры жирных кислот. Определение кислотного числа.)

Актуальность работы: снижение загрязнений окружающей среды; уменьшение потребления нефтяных ресурсов; улучшение эксплуатационных и экологических характеристик биодизельного топлива; широкая возможность модификации; биовозобновляемость и регенерируемость.

Ход работы. Из литературного обзора выяснилось, что биодизельные топлива делятся на три поколения:

– биодизель 1-го поколения – это биотопливо, созданное из растительных масел (кукурузы, рапс, подсолнечник);

– биодизель 2-го поколения – это биодизель, созданный из биологических отходов, т. е. отработанных масел заведений быстрого питания;

– биодизель 3-го поколения – это биодизель, созданный из одноклеточных морских водорослей, микроскопических грибов и бактерий.

В своей исследовательской работе для получения биодизельного топлива мы использовали следующую технологию:

1. Готовили реакционную смесь из гидроксида металла, спирта и отработанного растительного масла подсолнечника.

2. Перемешивали смесь ингредиентов на магнитной мешалке для создания однородной эмульсии.

3. Проводили обработку ультразвуком на ультразвуковом аппарате УЗТА 0,4/22 Ом в течение определенного времени.

4. Полученный продукт переносили в делительную воронку для отстаивания и отделения двух фаз друг от друга.

5. Светлую верхнюю фазу из делительной воронки отобрали для испытания – это полученное биодизельное топливо.

Исследование биодизельного топлива. Из литературного обзора выяснилось, что биодизельное топливо не устойчиво к хранению. При хранении более трех месяцев показатели качества биодизельного топлива ухудшаются. Одним из показателей качества биодизеля является устойчивость топлива к окислению – кислотное число.

Кислотное число – это количество миллиграмм гидроксида калия (KOH), необходимое для нейтрализации всех кислых компонентов, содержащихся в 1 г исследуемого вещества.

Было решено проверить воздействие видимого и ультрафиолетового излучения (наиболее активная часть излучения – является ультрафиолетовая) и добавки – стабилизатора антиоксиданта (далее витамин Е) на скорость окисления полученного биодизельного топлива.

Подготовили четыре образца для испытания из полученного биодизельного топлива:

образец 1 – биодизель чистый без добавок хранится на свету под воздействием УФ-излучения;

образец 2 – биодизель с добавкой (витамин Е) хранится на свету под воздействием УФ-излучения;

образец 3 – биодизель чистый без добавок хранится в темном месте, исключено воздействие УФ-излучения;

образец 4 – биодизель с добавкой (витамин Е) хранится в темном месте, исключено воздействие УФ-излучения.

Испытания на кислотное число полученных образцов проводились с интервалом в один месяц. Результаты исследования биодизельного топлива (среднее арифметическое двух параллелей) представлены в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1

**Значения фактических результатов испытаний образцов
биодизельного топлива на кислотное число**

Дата проведения испытания	Кислотное число, мгKOH на 1 г образца			
	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
17 февраля 2023 г.	0,13	0,13	0,13	0,13
10 марта 2023 г.	0,347	0,25	0,19	0,18
21 апреля 2023 г.	0,55	0,30	0,25	0,22

График зависимости кислотного числа биодизельного топлива (далее – биодизеля) от воздействия УФ-излучения и стабилизирующей антиоксидантной добавки.

В ходе анализа полученных фактических результатов исследования выяснилось, что образец биодизеля 1 (на свету и без стабилизирующих антиоксидантных добавок) окисляется быстрее остальных образцов, а образец 4 (в темном месте и в присутствии стабилизирующей антиоксидантной добавки – витамина Е) окисляется меньше остальных.

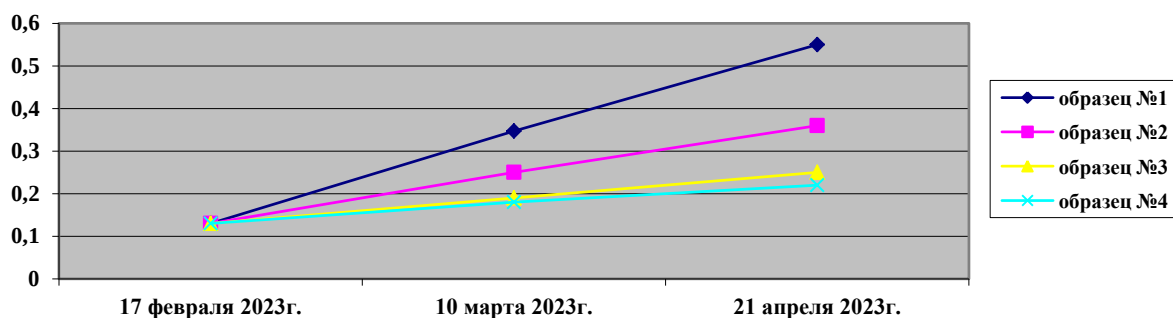


Рис. 1. Кривые изменения кислотного числа образцов биодизельного топлива в зависимости от условий хранения (воздействия УФ-излучения) и присутствия стабилизирующей антиоксидантной добавки

Выводы. Установлено:

- добавление витамина Е в качестве стабилизатора-антиоксиданта способствует снижению скорости окисления биодизельного топлива, что благоприятно сказывается на эксплуатационных характеристиках полученного топлива;
- выбор витамина Е в качестве стабилизирующей антиоксидантной добавки является эффективным;
- хранение биодизельного топлива без воздействия УФ-излучения благоприятно сказывается на эксплуатационных характеристиках биодизеля.

Список источников

1. Солодова Н. Л., Терентьева Н. А. Немного о биотопливах // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 11. – С. 348–357.
2. Кучкина А. Ю., Сущи Н. Н. Источники сырья, методы и перспективы получения био-дизельного топлива // Журнал Сибирского федерального университета. Биология. – 2014. – № 1. – С. 14–42.
3. ГОСТ Р 53605–2009. Топливо для двигателей внутреннего сгорания. Метилловые эфиры жирных кислот для дизельных двигателей.
4. ГОСТ Р ЕН 14104–2009. Производные жиров и масел. Метилловые эфиры жирных кислот. Определение кислотного числа.

ВЫБОР СОРБЕНТА ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ РАЗЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ В БЫТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Е. Д. Митрофанов¹

Научный руководитель: Н. В. Дерягина²

¹МОУ «Лицей № 1», Ачинск

²Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. На сегодняшний день невозможно представить нашу жизнь без использования продуктов нефтепереработки. Это, прежде всего, различные современные виды топлива: бензин, керосин, дизельное топливо, различные виды масел. Использование нефтепродуктов всегда сопровождается возможным риском: возгорание, разлив, пролив, отравление парами и т. д. В средствах массовой информации мы встречаем сведения о экологических катастрофах, которые возникают вследствие разлива, утечки нефтепродуктов.

Но в данной ситуации может оказаться любой человек, использующий автомобиль, так как вероятна ситуация, связанная с разливом бензина, дизельного топлива или смазочного масла. Опасно не обращать на это внимание, необходимо провести сбор разлившихся нефтепродуктов, так как пары непосредственно вредны для человека, а с осадками возможно распространение на большую площадь, попадание в растения, овощи, а также нефтепродукты легко воспламеняются, что может привести к возгоранию. В промышленности для устранения последствий утечки нефтепродуктов используют специально предназначенные адсорбенты. Однако как в условиях локального разлива устранить последствия и с помощью чего?

Актуальность. Поиск подручных адсорбентов, способных собрать разлившиеся нефтепродукты в бытовых условиях: на дачном участке, личном подворье, природе. Поиск информации показал, что данная тема актуальна, но все исследования направлены на устранение последствий в промышленных масштабах, когда это связано с профессиональной деятельностью, на предприятиях.

Цель. Определение возможности использования различных материалов для устранения локального разлива нефтепродуктов в бытовых условиях.

Задачи: 1) изучить теоретический материал о способах устранения разливов нефтепродуктов и определить виды материалов, которые можно использовать для сбора разлившихся нефтепродуктов; 2) экспериментально проверить эффективность выбранных сорбентов для сбора нефтепродуктов; 3) сравнить эффективность используемых средств в эксперименте.

Гипотеза: для сбора разлившихся нефтепродуктов можно использовать подручные материалы, обладающие сорбционными свойствами.

Методы и методики: анализ литературных источников, результатов эксперимента; наблюдение, эксперимент.

Эксперимент заключался в сравнительном анализе сорбционной способности почвы и выбранных мною подручных материалов. Для этого одинаковые навески каждого сорбента добавляли к предварительно взвешенной порции нефтепродукта и выдерживали в течение 30 минут. После чего отфильтровывали твердые частицы и снова производили взвешивание оставшегося нефтепродукта. Разницу между массами между

до и после эксперимента сравнивали с данными для почвы, чтобы выявить наиболее эффективные конкурирующие сорбенты.

В бытовых условиях мы встречаемся с большим перечнем веществ, обладающих сорбционными свойствами. Для эксперимента нами взяты следующие вещества: 1 – перлит, 2 – вермикулит, 3 – древесные опилки, 4 – песок, 5 – почва (земля), 6 – наполнитель на основе бентонитовой глины, 7 – кокосовый торф, 8 – торф, 9 – наполнитель на древесной основе.

Использование земли в эксперименте является «точкой отсчёта», на основе которой будут производиться расчёты по другим сорбентам. Адсорбенты, которые имеют поглощающие свойства больше, чем земля, можно считать пригодными для использования удаления разлившихся нефтепродуктов. В качестве нефтепродукта взяли дизельное топливо, как широко используемый продукт в качестве топлива для автомобилей, сельскохозяйственной техники, а также для промывки автодеталей.

Ход эксперимента

1. Разлили в 9 сосудов дизельное топливо, по $50 \pm 0,01$ г, пронумеровали.
2. Просушили землю в сушильном шкафу при температуре 105°C в течение трех часов.
3. Взвесили каждый сорбент по $3 \pm 0,03$ г (рис. 1).
4. Поместили сорбенты в сосуды с дизельным топливом и оставили на 30 минут.
5. Процедили смесь через сито и взвесили дизельное топливо на весах, затем сравниваем массу до эксперимента с массой после эксперимента (рис. 2).



Рис. 1. Подготовленные образцы сорбентов

Таким образом, сорбенты, обладающие большей сорбционной способностью, чем почва это: вермикулит, опилки, перлит, торф (гистограмма на рис. 2). Данные вещества можно использовать для ликвидации разлива нефтепродуктов в бытовых условиях, они все являются доступными веществами.

Изучили теоретический материал о способах устранения разливов нефтепродуктов и определили виды материалов, которые можно использовать для сбора разлившихся нефтепродуктов. Этими материалами являются: перлит, вермикулит, опилки, песок, земля, наполнитель на основе бентонитовой глины, кокосовый торф, торф, наполнитель на древесной основе.

Экспериментально проверили эффективность выбранных сорбентов для сбора нефтепродуктов. Для этого использовали дизельное топливо и лабораторное оборудование в ИНиГ СФУ.

Сравнили эффективность используемых средств в эксперименте, в результате чего выявили наиболее эффективные сорбенты: вермикулит, опилки, перлит, торф.

Новизна работы заключается в оценке возможности использования доступных материалов в бытовых условиях для ликвидации разливов нефтепродуктов.

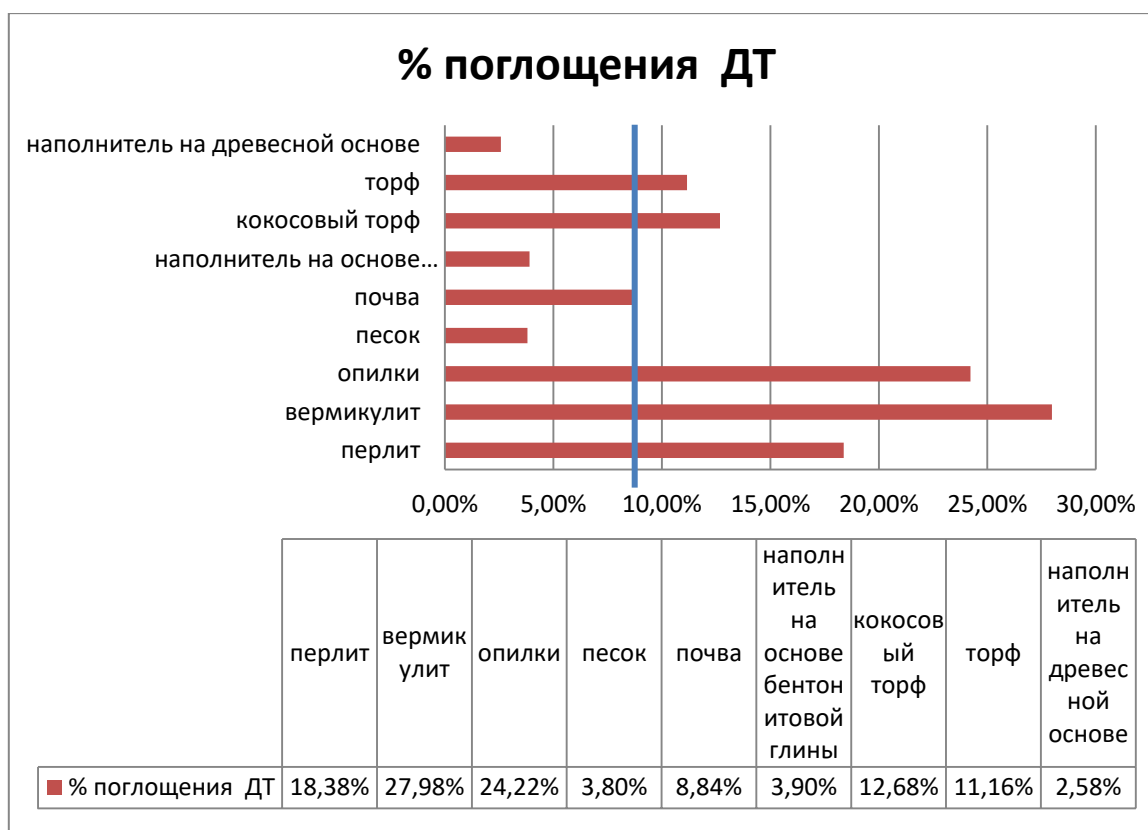


Рис. 2. Процент поглощения дизельного топлива

Список источников

1. Пат. 2627415C1 Российская Федерация, МПК B01J20/16 B01J20/24 B01J20/28. Гранулированный сорбент на древесной основе для гигиены и экологии мест обитания. № 2016128096: заявл. 12.07.2016: опубл. 08.08.2017 Бюл. № 22 / Клёнов М. В., Попов Д. А., Кленова О. М., Ситников П. А.; патентообладатель Клёнов М. В. – URL: <https://patenton.ru/patent/RU2627415C1> (дата обращения: 06.04.2023).
2. Возможность применения модифицированного перлита для решения проблем технологической безопасности Арктического региона / И. С. Окунев, А. В. Башаричев, В. Я. Сиротюк. – URL: <http://www.crism-prometey.ru/conferences/Arctech-2021/MTA-21-PIYAF.pdf> (дата обращения: 06.04.2023).
3. Использование кокосового торфа (койра). – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Койр#Использование> (дата обращения: 06.04.2023).
4. Разлив нефтепродуктов: последствия и методы устранения. – URL: <https://businessman.ru/razliv-nefteproduktov-posledstviya-i-metodyi-ustraneniya.html> (дата обращения: 06.04.2023).
5. Хрестенко Р. В., Азаров В. Н. Материалы для сбора нефтепродуктов для ликвидации разливов и проливов в городской среде // Инженерный вестник Дона. – 2019. – № 5. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/materialy-dlya-sbora-nefteproduktov-pri-likvidatsii-razlivov-i-prolivov-v-gorodskoy-srede/viewer> (дата обращения: 06.04.2023).
6. Шамханов М. Ч. Адсорбенты на основе природного бентонита // Вестник магистратуры. – 2021. – № 5-5 (116). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/adsorbenty-na-osnove-prirodnogo-bentonita/viewer> (дата обращения: 06.04.2023).

Секция 2

**Технологии добычи,
транспортировки,
хранения и переработки
нефти и газа**

НЕРЖАВЕЮЩАЯ ТРУБА

А. П. Звягинцева¹

Научный руководитель: В. А. Дмитриев²

¹МАОУ «Лицей № 7», Красноярск

²Сибирский федеральный университет, Красноярск

На сегодняшний день существует проблема быстрого износа труб из-за повреждения внутреннего покрытия трубопровода и стирания самой трубы в процессе эксплуатации. Для предотвращения этого трубы изнутри покрывают различными материалами. К сожалению, срок службы таких труб около 33 лет, но первые протечки появляются уже через 15 лет использования. Что же делать для продления срока службы таких трубопроводов? Решить эту проблему можно различными способами.

Главный объект этой задачи – трубопровод. Рабочий орган – внутренний слой трубы. Рабочий орган «конфликтует» с потоком, создавая трение и стираясь, из-за чего происходит отложение солей, выпадение свободной воды, ведущее к ржавлению и ускоренному износу (рис. 1).

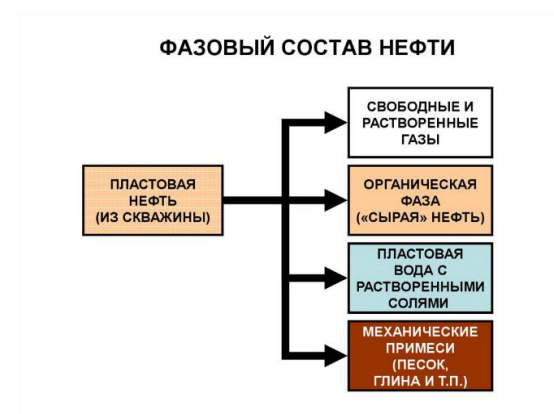


Рис. 1. Фазовый состав нефти

На данный момент эту проблему решают различными методами: технологическими; химическими; электрохимической защиты (ЭХЗ); использованием коррозионно-стойких труб; нанесением защитных покрытий.

К технологическим методам защиты от коррозии относятся:

- поддержание в системе нефтесбора гидродинамического режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока;
- сброс избыточного количества свободной воды на кустах
- очистка трубопроводов от механических примесей (в т. ч. продуктов коррозии).

Наша цель – предотвратить этот износ и создать условия, в которых почти никогда не придется ничего чинить.

Инструментом в данном случае является труба, изделием – поток. Поток состоит из самой нефти, газа, воды и различных примесей, к примеру солей (основные из них представлены на рис. 2).

Отложения	Формула	Источник катиона солевых отложений	Источник аниона солевых отложений	Основная кристаллическая форма
Карбонат кальция	CaCO_3	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Кальцит, арагонит, ватерит
Сульфат кальция	$\text{CaSO}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода	Гипс, ангидрит, бассанит
Сульфат стронция	SrSO_4	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода	Целестин
Карбонат железа	FeCO_3	Продукты коррозии, порода пласта	Пластовая минерализованная вода, вода водоносных горизонтов	Сидерит
Оксиды, гидроксиды железа	$\text{Fe}(\text{OH})_3$, Fe_2O_3 , Fe_3O_4	Продукты коррозии, порода пласта	Кислородсодержащая нагнетаемая вода	Магнетит, гематит
Сульфид железа	FeS , FeS_2	Продукты коррозии, порода пласта	Биогенный сероводород (биоценоз СВБ), первично-реликтовый сероводород	Пирит
Хлорид натрия	NaCl	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода	Галит

Рис. 2. Некоторые свободные соли, содержащиеся в сырой нефти

Положительным качеством труб является способность удерживать и направить поток, но поток стирает трубу из-за трения как об этом уже говорилось ранее.

По статистике очень часто трубы портятся из-за большого давления и ржавчины в местах их стыка, на продольных стыках и из-за коррозии (рис. 3).

№	Наименование причин аварий (отказов)	Аварии		Отказы	
		Кол-во	%	Кол-во	%
1	2	3	4	5	6
1	Продольные стыки	12	30,77	18	20,45
2	Коррозия	1	2,56	7	7,95
3	Механические повреждения	2	5,13	5	5,68
4	Повреждение сторонними лицами	7	17,95	13	14,77
5	Кольцевые стыки ручные	11	28,21	23	26,14
6	Ошибки персонала	3	7,69	7	7,95
7	Прочие повреждения	3	7,69	15	17,05
	ВСЕГО:	39	100,00	88	100,00

Рис. 3. Анализ причин аварий (отказов) на линейной части магистральных нефтепроводов

В идеальном конечном результате у нас будет почти отсутствовать трение, а значит поток, находящийся у стенок трубы, должен быть неподвижен, но сейчас он по-

движен, и для решения этого противоречия в качестве х-элемента я выбираю стенку трубы и парафины, содержащиеся в нефтепродукте.

Мною выбран способ разрешения за счет изменения геометрической формы труб для создания перепадов скорости нефтепродукта.

Как х-элемент я выбрала стенку трубопровода.

Согласно закону Бернулли, если вдоль линии тока давление жидкости повышается, то скорость течения убывает, и наоборот. Одним из примеров данного явления можно назвать трубку Вентери, использующуюся для определения давления жидкости, к примеру, в двигателе. Если сделать трубу гофрированной, то будут появляться завихрения, скорость в которых очень низкая, а значит и почти отсутствует трение, но в середине трубы скорость будет значительно выше.

Пример такого явления – река, она намывает песок на мель, создавая разницу скоростей (рис. 4).

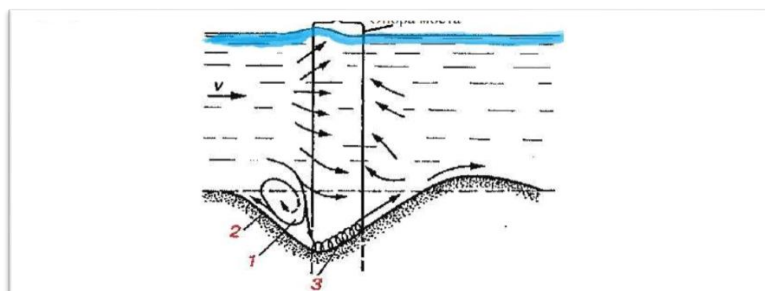


Рис. 4. Схема обтекания опоры: 1 – валец перед опорой; 2 – составляющая скорости вальца U_v , касательная к порежности воронки; 3 – вихревой шарнир

Конечно, будут появляться и негативные эффекты, в частности, по моему мнению, будет повышение рабочего давления, высокое солеотложение в местах впадин, но возможны и другие. К сожалению, на данный момент ещё не было проведено испытаний для выявления каких-либо негативных последствий и определения срока службы таких трубопроводов.

Список источников

1. Металлические гофрированные трубы и сферы их использования. – URL: <https://www.dortec.ru/statji/corrugate-pipes.html>.
2. Тепляков А. А. Проведение капитального ремонта магистрального нефтепровода с заменой участка трубопровода). – URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/25295>.
3. Антонов К. П. Повышение экономической эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин. – URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/27734>.
4. Глушко М. М. Ремонт магистрального нефтепровода методом замены катушки, муфты. – URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/28337>.
5. Массуангане Эуклидеш Каэтану Жоау, Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях повышенного солеотложения на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/61791>.

ТРУБА БЕЗ ТРУБЫ

Д. А. Бершанская¹

Научный руководитель: В. А. Дмитриев²

¹МАОУ «Лицей № 7», Красноярск

²Сибирский федеральный университет, Красноярск

Проблемой современных нефтепроводов в период эксплуатации являются их систематические кражи, доходящие до 100 тыс. т, из-за чего общие потери банков и государственного бюджета составляют более 12 млн долл., потери нефти по ходу транспортировки естественным путем вследствие нарушения целостности трубы, износ поверхности труб и их неприглядный вид.

На сегодняшний день существует ряд решений, направленных на минимизацию потерь нефти и снижение износа трубопроводов. Наиболее распространенным методом предотвращения краж является систематическое патрулирование трассы нефтепровода. Для снижения потерь нефти вследствие износа и нарушения целостности трубы проводится подготовка места закладки трубы, регулярное техническое обслуживание в процессе эксплуатации, а также замена труб каждые 33 года.

Вместе с тем выполняемые мероприятия имеют ряд недостатков и не могут решить проблемы в полной мере. Большая протяженность трубопровода не позволяет патрулю осуществлять постоянный всеобъемлющий контроль за его сохранностью, а поддержание работоспособного состояния трубопровода требует больших капиталовложений.

Визуально-эстетической составляющей при проектировании, строительстве и эксплуатации трубопроводов, как правило, не уделяется особого внимания, в связи с чем внешний вид коммуникаций не улучшается.

Решением обозначенных вопросов может стать полная замена существующей системы нефтепроводов модернизированными трубами.

Идея заключается в использовании ресурсов на месте прокладки трубы без вскрытия земной коры. Устройство труб осуществляется методом огневого бурения, выполняемого с помощью подземного снаряда. В основу метода легла разработка академика Циферова, так называемая «ракета Циферова», усовершенствованная механикой передвижения кольчатого червя под землей.

«Ракета Циферова» представляет собой реактивный снаряд с буровой головкой. Внизу и по бокам снаряда располагаются сопла, через которые вырываются струи раскаленных газов, разрушающие породу под снарядами расширяющие скважину по бокам. Разрушенная порода выносятся газами на поверхность, а снаряд под собственным весом опускается в глубь скважины. Из-за газов снаряд никогда не касается грунта, что снижает износ до минимума. При этом газ по мере передвижения охлаждается и не плавит снаряд [1].

Разработка Циферова позволяет за считанные секунды пробурить скважины в несколько десятков метров. По утверждению профессора, доктора технических наук Л. Дербенева и кандидата технических наук А. Боголюбова, «устройство буровое реактивное» – обладает в 17 раз меньшим весом по сравнению с буровой установкой ЛБУ-50Г, требует меньшего почти в три раза расхода горючего, и имеет в 6–9 раз большую

производительность, а экономический эффект от применения одного снаряда составлял 42 тыс. руб. в ценах 1984 г. Стоимость проходки одного метра скважины реактивным снарядом в 10–20 раз ниже, чем при бурении обычным методом [2].

Недостатком этой системы является ограниченное время работы снаряда, зависящее от вида используемого топлива, а также ее слабая управляемость.

Мое предложение заключается в усовершенствовании системы бурения Циферова путем оснащения ее плазматроном и нитиноловыми пластинами, обладающими эффектом памяти первоначальной формы. Для обеспечения контролируемого движения по горизонтали, не надеясь на собственный вес оборудования и не давая ракете выйти в начальную точку, необходимо обеспечить кольчатую систему движения по принципу передвижения червя. Это возможно осуществить за счет механического искривления нитиноловых пластин и использования температуры плазматрона для возвращения в состояние, которое металл «запомнил» в момент его создания в условиях завода. Кроме того, плазматрон позволит осуществить плавку породы и герметизировать скважину.

В настоящее время замена и обслуживание нефтепровода из расчета на 100 км труб составляет более 15 млн долл. без учета таких экстренных ситуаций, как сейсмические движения или незаконное хищение труб. Стоимость устройства трубопровода с использованием предложенной системы бурения значительно ниже (табл. 1).

Таблица 1

Стоимость основных составляющих буровой системы

Наименование	Единица изменения	Стоимость за единицу, руб.
Боеголовка Р-36М, 36МУ	шт.	11 870 000
Боеголовка Р-36М2	шт.	11 180 000
Плазматрон	шт.	40 000–10 000
Нитиноловые пластины (без учета выплавки необходимой формы)	10 грамм	от 100

Увеличить время работы снаряда и одновременно снизить стоимость работ позволит использование промышленного подобия боеголовок с дистанционным управлением расхода энергии или атомной энергии.

Подводя итоги, можно сказать, что проекты прошлого являются черновиками перспективных проектов будущего. Дорабатывая и совмещая их с современными технологиями, можно значительно упростить процесс транспортировки нефти, сократить расходы на строительство и содержание трубопроводов.

Список источников

1. Циферов М. И. Патент SU522759A1. Способ М. И. Циферова образования выработок в земной поверхности. – Харьков, 1977. – URL: https://yandex.ru/patents/doc/SU79119A1_19640923 (дата обращения: 05.04.2023).

2. Материал из Википедии – свободной энциклопедии: Подземный реактивный снаряд. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Подземный_реактивный_снаряд (дата обращения: 13.01.2023).

РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДА В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

А. Р. Киселёва¹

Научный руководитель: В. А. Прохоров²

^{1,2}ТМК ОУ «Дудинская средняя школа № 7», Дудинка

Транспортировка газа осуществляется по сети трубопроводов, которые доставляют газ от месторождений до конечных потребителей. Магистральный газопровод распространен по всей России, но в нашей стране много мест, где климат является суровым. Трубы в местах аномально низких температур изнашиваются быстрее, поэтому людям пришлось искать пути быстрой ликвидации утечек газа [1].

Актуальность выбранной мной темы заключается в том, что газодобыча в наши дни является одной из основных отраслей топливной промышленности, и очень важно обеспечивать безопасность и надежность всех сооружений.

Как и нефть, природный газ является популярным топливом и основным источником энергии для многих потребителей. В структуре мирового потребления энергоносителей природный газ находится на третьем месте после нефти и угля.

Рост геополитической напряженности и борьба санкций сильно повлияли на мировую экономику. Вероятнее всего, больше всех пострадает именно газовая отрасль.

В связи с диверсией на газопроводах «Северный поток» и «Северный поток – 2» «Газпром» лишился газа примерно на 300 млн долл. и потерял треть всего своего потенциального экспорта в дальнее зарубежье. По заявлению заместителя председателя правительства РФ Александра Новака, Россия имеет технические возможности для ремонта трубопроводов, но для этого потребуются время и средства [2].

Расчет износа газопровода – обязательная процедура перед проведением ремонтных работ или в случае аварии. Его определение позволяет:

- предусмотреть необходимые для восстановления рабочего состояния поврежденного участка объемы финансовых вложений;
- выявить участки системы, наиболее пострадавшие во время аварии;
- предусмотреть замену наиболее отдельных элементов.

Прежде чем приступить к расчету износа, специалисты выполняют следующие операции:

- изучают проектную и другую документацию, позволяющую получить наиболее исчерпывающую информацию об объекте и проведении контроля его состояния;
- анализируют ее соответствие требованиям нормативно-правовой базы;
- проводят визуальный осмотр участков с целью установления явных дефектов и повреждений;
- организуют инструментальный контроль, выявляющий скрытые недостатки с помощью инструментария, традиционного и современного оборудования, в т. ч. специальных видеокамер, позволяющих выявить скрытые дефекты.

Виды износа оборудования

- 1) износ газового оборудования в ходе плановой эксплуатации с соблюдением всех норм и правил, установленных изготовителем;
- 2) возникающий из-за неправильной эксплуатации газопровода или факторами непреодолимой силы;

3) аварийный, который возникает как результат скрытого изменения свойств и характеристик продуктопровода, что может привести к внезапному аварийному выходу из строя.

Основное внимание работников газовых служб должно быть сосредоточено на предупреждении аварий и поддержании газопроводов и оборудования в исправном состоянии. Это достигается с помощью системы планово-предупредительного ремонта, который представляет собой комплекс периодически осуществляемых организационно-технических мероприятий по надзору и уходу за сооружениями, по проверкам оборудования и производству всех видов ремонта.

Капитальный ремонт выполняют специализированные ремонтные организации на основании дефектной ведомости, составленной в процессе межремонтного обслуживания и по результатам проведенных текущих ремонтов [3].

Распространение многолетнемерзлых грунтов. Строение многолетнемерзлых толщ сложное. Мощность многолетнемерзлых толщ составляет от нескольких метров у южной границы их распространения до полутора километров в северо-восточных регионах.

Таликовые зоны с отрицательной температурой, а также слой летнего оттаивания и глубина зимнего промерзания в районах многолетнемерзлых пород являются важными характеристиками многолетнемерзлой толщи. Это важные определяющие факторы при строительстве сооружений, а также выборе технологий для освоения северных регионов.

Основными задачами инженерного мерзлотоведения являются прогноз негативных явлений и оценка устойчивости и долговечности существующих сооружений, разработка мероприятий и технологий закрепления грунтов оснований, а также рекомендации, которые необходимо учитывать при перспективном строительстве и хозяйственном освоении северных регионов. Эти работы не могут быть выполнены без учета закономерностей, раскрывающих физико-механические свойства мерзлых грунтов, которые позволяют выполнять прогнозы формирования напряженно-деформированного состояния в широком диапазоне тепловых и механических нагрузок и времени их воздействия.

В процессе строительства и эксплуатации трубопроводных геотехнических систем происходит вживание их техногенных элементов в естественную природную среду. Часто это происходит с нарушением динамического равновесия и сопровождается активизацией опасных природных процессов, оказывающих существенное негативное влияние на техническое состояние трубопроводов и приводящих нередко к аварийным ситуациям.

На сегодняшний день в России в существующих нормативных документах отсутствуют расчетные методики по определению сил пучения, действующих на «холодный» газопровод подземной прокладки при промерзании талых грунтов в его основании. Поэтому применяемые на практике мероприятия по обеспечению проектного положения газопроводов, разработанные на основе регламентированных в нормативной литературе расчетных методик, которые учитывают только воздействие на трубопроводы выталкивающих сил, обуславливающих их всплытие, малоэффективны. Известно много случаев, когда балластировка газо- и конденсатопроводов кольцевыми утяжелителями, рассчитанная в соответствии с нормативными источниками, была вытолкнута на поверхность за счет сил пучения, действующих на трубопровод [4].

Способы устранения закупорок на газопроводах. Устранение закупорок газопровода должно проводиться при давлении газа в газопроводе не более 0,005 МПа с использованием следующих способов их ликвидации:

– заливка в газопровод органических спиртов-растворителей;

– шуровка газопровода.

При устранении закупорок полиэтиленовых газопроводов следует применять растворители, к которым полиэтилен химически стоек (этанол, бутанол). Устранение закупорок газопровода может проводиться также путем обогрева мест закупорки горячим паром, гибкими нагревательными элементами или (через слой песка) инфракрасными горелками. Применение открытого огня для обогрева газопровода запрещается.

Вечномерзлые грунты занимают 65 % территории Российской Федерации, что составляет около 11 млн км². К ним относятся грунты, занимающие Арктику, часть Архангельской области, Республику Коми и большую часть Сибири. Средняя температура за год на этих территориях имеет значения ниже нуля, а грунт содержит в своём составе лёд. В таких условиях выбор способа прокладки трубопровода представляет собой сложную задачу и требует комплексного подхода, учитывающего структуру грунта, особенности методов строительства, температурные характеристики грунта и транспортируемой воды.

В российской практике с проблемой строительства трубопроводных систем в суровых климатических условиях столкнулись уже при строительстве Транссибирской железнодорожной магистрали. Это привело к разработке специальных конструкций трубопроводов, даже не считаясь с дороговизной сооружений и последующей их эксплуатации, так как не было опыта строительства таких систем ни в России, ни за рубежом.

Современный строительный рынок предлагает широкий ассортимент полимерных и композиционных материалов защитных покрытий (облицовок, изоляции и т. д.) с малыми гидравлическими сопротивлениями. Оперативное нанесение на внутреннюю поверхность ветхих трубопроводов подобных покрытий с помощью бестраншейных методов ремонта позволяет содействовать решению задач эффективного транспортирования вод, содержащих инородные включения, без их осаждения в лотковых частях труб.

Главным фактором, определяющим особенности мерзлых грунтов как природных образований, при использовании их в качестве оснований зданий и сооружений, является наличие в них льда. Термодинамические процессы, происходящие в период эксплуатации трубопроводов, оказывают влияние на грунты. Присутствующая в порах грунта вода при понижении температур превращает грунт в твёрдую субстанцию, в которой образующийся лёд выполняет функцию связующего. В результате вспучивания грунта (морозного пучения) может наблюдаться неравномерный подъём грунтового массива вдоль трассы трубопровода.

Наиболее существенные геологические изменения происходят при подземной прокладке, где практически полностью уничтожается растительный покров в пределах всей полосы трассы.

Необходимо отметить, что классические технические решения подземной прокладки трубопроводов в вечномерзлых почвах крайне расточительны с экономической точки зрения. Это обстоятельство ведёт к необходимости разработки новых технических решений с учётом контроля температурного режима грунтовых оснований, который способен компенсировать или предотвратить негативное воздействие тепла на трубопровод.

Однако недостатком данного метода является необходимость разработки грунтов. Это может повлиять на долговечность и надёжность зданий, сооружений и трубопроводных трасс: чем меньше разработано мерзлотно-грунтовое основание, тем выше надёжность и долговечность сооружаемых конструкций.

Способ наземной прокладки находит всё большее применение, однако его рекомендуют применять вне населённых мест. Основным фактором, влияющим на успех

реализации надземной прокладки трубопроводов, являются климатические условия в конкретных районах строительства. Абсолютный перепад температур составляет от -56°C зимой до $+34^{\circ}\text{C}$ летом, плюс сильные ветры со скоростью свыше 40 м/с, тундра с карликовой растительностью, болота, значительные территории с многолетнемерзлым грунтом. Вследствие этого трубопроводы надземной прокладки на сезонно оттаивающих грунтах испытывают неравномерную осадку опор, что отражается на надёжности и безопасности их эксплуатации.

Тем не менее, по заключениям специалистов, одним из лучших решений строительства трубопроводов на Крайнем Севере является именно надземный способ. При этом обязательным условием должно быть максимальное соответствие проектных и строительных работ требованиям экологической безопасности.

Памятка по эксплуатации газопровода в экстремальных условиях (сводка правил для специалистов, используемых для того, чтобы удостовериться, что их работа выполнена правильно):

- 1) плановый контроль качества материалов и инструментов;
- 2) проверка ширины и глубины траншеи, ее откосов;
- 3) проверка толщины подсыпки на дне траншеи и присыпки самого трубопровода мягким грунтом;
- 4) соблюдение определенного темпа работы, чтобы избежать осыпания грунта;
- 5) проверкой целостности металла физическими неразрушающими методами.

Список источников

1. Газовая промышленность России. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki>.
2. Газовый рынок 2023: контуры нового. – URL: <https://dprom.online/oilngas/gazovyy-rynok-2023-kontury-novogo-miroporyadka>.
3. Ремонт газопроводов. – URL: https://studopedia.su/18_155868_remont-gazoprovodov.html.
4. Технология ремонта газопроводов в условиях экстремально низких температур. – URL: <https://nashaucheba.ru/v76384/tehnologiya-remonta-gazoprovodov-v-usloviyah-ekstremaleno-nizk>.

НОВЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ СПОСОБ ОТДЕЛЕНИЯ ГАЗА ОТ НЕФТИ ПУТЁМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

Г. Е. Лапко¹

Научный руководитель: В. А. Прохоров²

^{1,2}ТМК ОУ «Дудинская средняя школа № 7», Дудинка

Экологические проблемы нефтяной промышленности наиболее актуальны для арктических регионов Российской Федерации. Основные углеводородные ресурсы России сосредоточены на севере (93 % газа и 75 % нефти). Эти ресурсы имеют стратегическое значение для Российской Федерации. В связи с этим для региона актуальны природоохранные и экологические проблемы нефтяной промышленности. Нефтяные компании вносят огромный вклад в изменение климата.

Одна из наиболее актуальных проблем сегодня, как и всегда, – образование парниковых газов. Большинство из них образуется при сжигании природного газа, который добывается из подземных месторождений вместе с сырой нефтью. Также этот природный газ есть в самой нефти. Есть несколько технологий с применением различных видов сепараторов, которые позволяют это сделать, но данные процессы сопровождаются повышенными температурами [1].

Сепарация является первым этапом переработки нефти после ее добычи из скважины. Еще до того, как подготовить добытое сырье к перегонке, его необходимо очистить от лишних частиц газа и воды и механических примесей. И только потом можно запустить процесс подготовки к первичной переработке нефтепродуктов.

Кроме того, что в добываемой сырой нефти уже содержатся углеводородные газы, в процессе ее добычи происходит образование нефтяного газа. Для уноса газа устанавливаются нефтегазовые сепараторы различных принципов действия и конструкций в зависимости от газонефтяной жидкости, требований к конечному продукту и технических возможностей на нефтеперерабатывающих предприятиях.

На некоторых производствах для повышения эффективности сепарации нефти ее нагревают, в результате чего уже на первой ступени уносится большое количество пузырьков газа [2].

Разделение нефти и газа происходит под действием гравитационных, инерционных и центробежных сил. В гравитационных сепараторах более легкие фракции (газ) поднимаются вверх, а более тяжелые (нефть с растворенными частицами воды) опускаются вниз. В инерционных сепараторах за счет разной плотности жидкости и газа, первая осаждается на стенках и днище корпуса, а газовые частицы выводятся из емкости. Центробежные сепараторы сходны с инерционными тем, что движение газожидкостного потока осуществляется благодаря вихревому эффекту по спирали, за счет чего жидкость, имея большую плотность по сравнению с газом, продолжает движение по инерции, в то время как газовые частицы отделяются и отводятся из емкости.

Вне зависимости от типа в сепараторах выделяются три секции (четыре, если предусмотрен сброс воды), в каждой из которой происходит процесс сепарации при постепенном понижении давления и повышении температуры. Сначала сырая нефть попадает в основную сепарационную секцию, где осуществляется интенсивная сепарация основного (свободного) объема газа под действием гравитационной и центробежной

силы. В осадительной секции отделяются растворенные пузырьки газа, которые не отделились от нефтяной эмульсии в первом отсеке. В остальных двух секциях осуществляются сбор и вывод нефти и улавливание взвешенной влаги в газе (секция сбора нефти и каплеуловитель соответственно).

Конструктивно сепаратор представляет собой цилиндрический корпус, который внутри разделен перегородками на отсеки (рис. 1). Вертикальные сепараторы обычно применяются при малых объемах поступающей рабочей среды. Удобны для очистки корпуса от отложений парафинов и других примесей с днища, а также отличаются минимально необходимым местом для эксплуатации. Горизонтальное размещение характерно при большом потоке жидкости. Принцип работы горизонтальных нефтегазовых сепараторов обеспечивает более высокую степень сепарации.

В днищах корпуса размещаются патрубки и штуцеры для входа газонефтяного потока, установки технологического оборудования, обеспечивающего безопасную работу и выполняющего регуляторную и контрольно-измерительную функции. Вывод очищенной нефти и газа, а также воды в трехфазных сепараторах происходит через штуцеры в разных отсеках [3].

По индивидуальному трубопроводу смесь из сырой нефти и газа, количество которой будет контролироваться программой, написанной на языке программирования Python, поступает в центрифугу сверху. Далее клапан закрывает подачу смеси, и электродвигатель мощностью примерно в 50 кВт приведет конструкцию в действие. Под действием центробежной силы смесь будет прижата к стенкам бочки, а под силой давления жидкости газ будет выдавливаться к оси вращения бочки. Далее электронасос снизу будет откачивать природный газ. После того, как газ откачан, датчик обнаружения газа, расположенный в трубопроводе, обнаружит отсутствие поступающего газа, активируется клапан второй, центрифуга не останавливаясь, снизит обороты, и нефть, очищенная от газа, стечет в отдельный трубопровод, после чего цикл повторится.

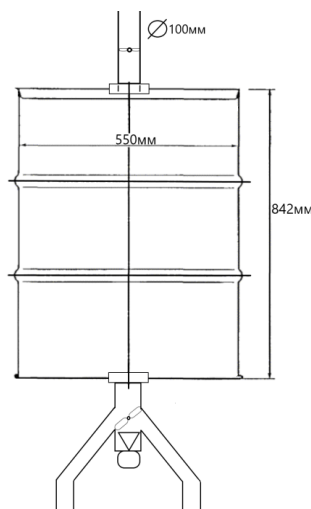


Рис. 1. Чертеж вертикальной центрифуги, выполненный в PowerPoint

Бочки могут быть изготовлены из холоднокатаной стали. Холоднокатаная сталь – низкоуглеродистая сталь, отличается превосходной прочностью и обрабатываемостью. Наиболее распространенным материалом подшипников, которые будут сверху и снизу, является сталь, а кольца обычно изготавливают из углеродистых и хромистых, хромоникелевых и хромомарганцевых сталей.

Данная конструкция позволит экологически чисто отделять газ от сырой нефти, используя относительно небольшое количество электроэнергии.

Физико-математические расчеты

1. $\Delta p = 2,5 \text{ атм}$ (250000 Па , $1 \text{ атм} = 100000 \text{ Па}$) – избыточное давление на внутреннюю поверхность центрифуги. Если превысить давление изнутри при вращении, то центрифугу разорвет при оборотах выше критических.

2. $V = 200 \text{ л} = 0,2 \text{ м}^3$ – объем центрифуги.

3. $R = 275 \text{ мм} = 0,275 \text{ м}$ – радиус центрифуги.

4. $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ – плотность смеси (сырая нефть и газ). Плотность колеблется в пределах $700\text{--}1000 \text{ кг/м}^3$. Взял средний показатель.

5. $m_{ц} = 26 \text{ кг}$ – масса центрифуги (пустая).

6. $h = 842 \text{ мм} = 0,842 \text{ м}$ – высота центрифуги.

7. $S = 2\pi Rh = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,275 \cdot 0,842 = 1,45487 \text{ м}^2$ – внутренняя площадь центрифуги, на которую будет оказывать давление смесь при вращении.

8. $\Delta p = \frac{P}{S}$ – предельное давление смеси на поверхность, где P – суммарный вес смеси и центрифуги при предельном вращении.

9. $N - mg = F_{ц}$ – II закон Ньютона в проекции на ось X . Так как $P = N$ (суммарный вес равен силе реакции опоры), то $P = mg + F_{ц} = m \left(g + \frac{v^2}{R} \right)$. Тогда $\Delta p = \frac{m \left(g + \frac{v^2}{R} \right)}{S}$, где $m = m_{ц} + m_{с}$ – суммарная масса центрифуги и смеси [1, с. 14].

10.

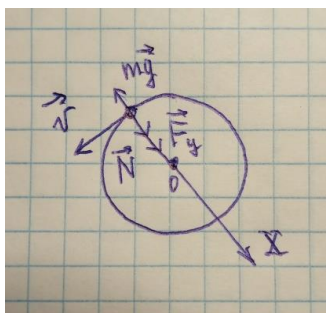


Рис. 2. Вертикальная центрифуга в разрезе (силы, действующие на сырьё)

11. Допустим, что слой смеси при вращении составит в толщине $d = 1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$ по поверхности центрифуги. Тогда $V_c = Sd = 1,45487 \cdot 0,001 = 0,00145487 \text{ м}^3$ – объем смеси.

$m_c = \rho V_c = 850 \cdot 0,00145487 = 1,237 \text{ кг}$ – масса смеси. Тогда $m = 27,237 \text{ кг}$.

12. Выражая линейную скорость вращения, получим $v = \sqrt{R \left(\frac{\Delta p S}{m} - g \right)} = \sqrt{0,275 \left(\frac{250000 \cdot 1,45487}{27,237} - 9,8 \right)} = 60,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$. Можно сделать вывод, чем больше масса смеси, тем меньшую скорость нужно задать центрифуге.

13. Теперь найдем предельную частоту вращения. $v = \omega R$, где $\omega = 2\pi \nu$ – угловая скорость вращения. Итак, $\nu = \frac{v}{2\pi R} = \frac{60,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,275} = 35 \frac{\text{об}}{\text{с}} = 2104 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$ [1, с. 8].

14. Определим механическую мощность вращательного движения. $N = \frac{A}{t} = \frac{E_k}{t}$, где E_k – кинетическая энергия вращательного движения. $E_k = \frac{I\omega^2}{2}$, где $I = mR^2$ – момент инерции центрифуги (взял формулу для кольца), $\omega = \frac{v}{R}$. В итоге, $N = \frac{mv^2}{2t} =$

$\frac{27,237 \cdot 60,6^2}{2} = 50012 \text{ Вт} \approx 50 \text{ кВт}$ [1, с. 31]. Итак, мне нужен двигатель на 50 кВт на одну центрифугу. Из формулы видно, что, если масса смеси увеличивается, то и скорость вращения будет падать. Представленный ниже двигатель рассчитан на мощность 50 кВт, напряжение – 380 В, частота вращения – от 500 до 3000 об/мин.

Финансовые расчеты

1. Электродвигатель – 150 000 рублей.
 2. Насос скважинный (750 Вт) – 13 000 рублей.
 3. Бочка металлическая (200 л) – 3 000 рублей.
 4. Трубы для подачи смеси и отвода газа – 2 400 рублей.
 5. Уголки металлические для усиления крепления бочки – 500 рублей.
 6. Трубы для каркаса – 11 000 рублей.
- Итого – 179 900 рублей.

Подводя итоги по проделанной работе, можно выделить следующие моменты. Удалось смоделировать установку по очистке сырой нефти от газа путем сдавливания нефти к поверхности центрифуги при вращении. И за счет этого давления газ выжимался из сырой нефти и оказывался в центре центрифуги. Затем происходила откачка газа. Как только она заканчивалась, обороты снижались, нефть под своим весом сливалась в резервуар. Потом снова новая подача сырья сверху и процесс повторяется.

Все полученные данные следует считать приближенными. Если взять расчет момента инерции, была применена формула для кольца. Но ведь если начать увеличивать массу подаваемого сырья, то толщина слоя будет увеличиваться. То есть полый цилиндр от момента старта заливки будет приближаться к толстостенному цилиндру, у которого формула расчета момента инерции уже не $I = mR^2$.

Список источников

1. Трофимова Т. И. Курс физики : учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1990. – 478 с.
2. Экологические проблемы нефтяной промышленности в России и их решение. – URL: <https://vyvoz.org/blog/ekologicheskie-problemy-neftyanoy-promyshlennosti-v-rossii>.
3. Инициативы «Роснефти» по достижению углеродной нейтральности признаны лучшими в России. – URL: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/210451>.
4. Сепарация нефти: как сепарируют, нефтяные сепараторы. – URL: <https://neftok.ru/oborudovanie/separatsiya-nefti>.

АПРОБАЦИЯ ЭКСПРЕСС-МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

*Е. Н. Сизых¹, Н. В. Татаурова²
Научный руководитель: Н. В. Дерягина³*

^{1, 2}МАОУ «Лицей № 7», Красноярск

³Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. Традиционные методы оценки качества бензина неэффективны, им требуется альтернативная замена.

Гипотеза: новая методика исследования качества бензина является наиболее эффективной и малозатратной по сравнению с традиционной.

Имеется несколько общеизвестных расчетных методов анализа, позволяющих приблизительно судить о групповом составе топлива, мы предполагаем, что современные методы расчёта группового углеводородного состава [2], сформированные на основе накопленного со временем опытного материала, дадут результаты, более приближенные к результатам лабораторного исследования.

Разработанность: «Имеется несколько общеизвестных расчетных методов анализа, позволяющих в первом приближении судить о структуре гибридных углеводородов, входящих в различные фракции нефти. Они основаны на изучении большого числа индивидуальных углеводородов и их смесей. Со временем накопленный опытный материал позволил найти новые закономерности между распределением углерода в различных структурных фрагментах молекулы и физическими константами углеводородов и их смесей. В связи с чем предлагаются новые методы расчёта группового углеводородного состава.

Однако в отличие традиционных расчетных методов, новые методики не прошли массовой апробации и не могут пока претендовать на высокую универсальность и адекватность, хотя потенциально же новые методики могут быть гораздо более точными и информативными.

Поэтому внедрение современных методик очень перспективно, так как может заменить дорогостоящие лабораторные методы анализа с высокой степенью сходимости результатов, но требует проведения критического анализа результатов, полученных опытным путем и разными расчетными методиками» [5]. Именно поэтому мы решили опытным путем исследовать новую методику, чтобы доказать её универсальность.

Цель исследования: сравнение расчетных и экспериментальных свойств разных образцов бензина.

Задачи исследования:

1. Изучить методику Ахметова и Гайсиной [2].
2. Определить групповой углеводородный состав исследуемых бензинов лабораторными методами: определить фракционный состав, плотность, показатель преломления бензиновых фракций.
3. Произвести расчет ГУС по новой методике? предложенной С. А. Ахметовым и А. Р. Гайсиной.
4. Сравнить по полученным показателям разные образцы бензина.

Методы:

1. Анализ литературы,
2. Метод определения показателя преломления, плотности, фракционного состава.
3. Газовая хроматография.

Основная часть. С каждым годом количество автомобилей стремительно растет, поэтому все больше автолюбителей заинтересовано в выборе качественного бензина. Но определить качество бензина наглядно невозможно, для этого нужны тщательные лабораторные исследования. Именно они дадут важную информацию об эксплуатационных свойствах товарных автобензинов. Известно несколько лабораторных методов таких исследований, однако все они громоздкие и затратные, как во временном, так и в материальном плане. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что нефтегазовая отрасль крайне нуждается в новых способах исследования топлива.

Перспективным направлением является развитие расчетных методик на основе закономерности между распределением углерода в различных структурных фрагментах молекулы и физическими константами углеводородов и их смесей. Однако в отличие от проверенных традиционных методов, новая система расчетов не была массово апробирована. Именно поэтому мы решили подвергнуть проверке данный метод расчета группового углеводородного состава, способного лишь при наличии экспериментальных данных по средней температуре кипения и показателю преломления определить многие физико-химические характеристики топлива.

Наиболее надежные результаты можно получить при комбинировании расчетных и экспериментальных методов.

Теоретическая часть

1. Традиционные методы определения группового углеводородного состава товарных автобензинов. Даже узкие фракции нефти представляют собой сложные смеси углеводородов и гетероатомных соединений. Узкие бензиновые и даже керосиновые фракции можно разделить на индивидуальные углеводороды с помощью газожидкостной хроматографии. Несмотря на относительную быстроту хроматографического анализа, расшифровка и расчет хроматограмм таких сложных смесей очень трудоемки. Для технических целей часто нет необходимости в таком детальном анализе. Достаточно знать суммарное содержание углеводородов по классам. Уже сравнительно давно в практике нефтепереработки существуют методы определения состава нефтепродуктов по содержанию в них тех или иных классов углеводородов (групповой состав для бензинов и структурно-групповой состав для масел и тяжелых остатков нефти). Эти методы можно подразделить на следующие типы: химические, физико-химические, комбинированные и физические.

2. Химические методы предусматривают взаимодействие реагента с углеводородами определенного класса (аренами или алкенами), о наличии которых судят по изменению объема или количеству образовавшихся продуктов реакции. К ним относятся, например, нитрование и сульфирование.

3. Физико-химические методы включают экстракцию (например, экстракцию аренов диоксидом серы, диметилсульфатом, анилином и т. п.) и адсорбцию (например, адсорбцию этих углеводородов на силикагеле).

4. Комбинированные методы наиболее точны и широко распространены. Они основаны на совместном использовании каких-либо двух методов: удаляют арены химическим или физико-химическим методом и измеряют физические свойства нефтепродукта (плотность, показатель преломления, изменение критических температур растворения в других жидкостях и др.) до и после удаления аренов.

5. Физические методы основаны главным образом на определении оптических свойств. Имеется несколько методов анализа, позволяющих в первом приближении судить о структуре гибридных углеводородов, входящих в средние и тяжелые фракции нефти. Они основаны на изучении большого числа индивидуальных углеводородов и их смесей. Накопленный опытный материал позволил найти закономерности между распределением углерода в различных структурных фрагментах молекулы и физическими константами углеводородов и их смесей. Основанные на эмпирических расчетах, они не могут претендовать на высокую точность. Тем не менее существующие методы служат наилучшим и самым простым способом анализа указанных фракций нефти.

6. Метод Ахметова и Гайсиной. К настоящему времени появилось большое число методов расчета ФХС, что свидетельствует, с одной стороны, о потребности заменить экспериментальное исследование расчетом, а с другой – пока нет универсального метода, позволяющего рассчитать физико-химические свойства углеводородных систем. Ценность метода определения ФХС зависит от следующих факторов: точности, простоты и универсальности [2].

Преимущество метода Ахметова и Гайсиной заключается в том, что для него требуется такое же количество измерений (показатель преломления и температура кипения), но при этом количество полученных данных существенно превышает количество результатов традиционных методов.

Главным критерием оценки качества бензина является коэффициент идентификации, рассчитываемый с помощью показателей преломления и температуры кипения. Он является достаточно чувствительным «индикатором» углеводородного состава, особенно по отношению к ароматизированности автобензинов, позволяет без проведения специальных лабораторных анализов косвенно оценить ГУС топлив и их фракций. Разумеется, по значениям коэффициента идентификации нельзя оценивать такие «гос-тируемые» показатели, как детонационная стойкость, содержание общей серы, коррозионная активность и др. Но с его помощью можно вычислить, например, элементный состав гипотетического углеводорода, а затем и такой немаловажный показатель, как теплоту сгорания автобензина.

Экспериментальная часть и методы исследования. Для выполнения поставленных задач необходимо провести экспериментальные исследования физико-химических свойств бензинов, а также определить групповой углеводородный состав образцов.

Реализации этих задач была выполнена на приборах и оборудовании Института нефти и газа. В табл. 1 приведен перечень необходимых для изучения показателей для исследуемых бензинов и методы их определения.

Таблица 1

Показатели исследуемых бензинов и методы их определения

Показатель	Метод определения и аппаратура
Определение объемной доли углеводородов	Газовый хроматограф-анализатор PE-ARNEL 4050 на базе хроматографа Clarus-600 (PerkinElmer, США) Определение объемной доли углеводородов по ГОСТ Р 52714 (метод Б)
Плотность при 20 °С, кг/м ³	Автоматический цифровой плотномер DE45 (METTLER TOLEDO, Швейцария) Определение плотности по ГОСТ 3900 (метод А), ГОСТ Р 51069, ASTM D 4052

Окончание табл. 1

Показатель	Метод определения и аппаратура
Фракционный состав, %	Аппарат ORBIS PAMSTILL (Orbis, Нидерланды) Определение фракционного состава по ГОСТ 2177
Определение показателя преломления	Автоматический рефрактометр METTLER TOLEDO RE40D (Швейцария)

Результаты эксперимента. Полученные результаты определения физико-химических свойств и суммарное содержание отдельных групп углеводородов исследуемых образцов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты эксперимента

№	V, % об.	Ткип, оС	ρ_4^{20}	n_d^{20}	Тср, оК
АИ-92 (1-й образец)					
0	н. к.	31	—	—	—
1	10	53	0,50468	1,379	317
2	20	68	0,65781	1,3748	333
3	30	85	0,68471	1,3884	345
4	40	104	0,69322	1,4089	367
5	50	120	0,69643	1,433	386
6	60	131	0,69714	1,4534	398
7	70	148	0,69753	1,4702	413
8	80	170	0,69824	1,4879	425
АИ-92 (2-й образец)					
0	н. к.	30	—	—	—
1	10	50	0,51449	1,3776	315
2	20	66	0,645	1,3761	332
3	30	84	0,698	1,3881	348
4	40	107	0,708	1,415	369
5	50	125	0,76	1,4381	391
6	60	137	0,778	1,467	404
7	70	154	0,84	1,472	419
8	80	189	0,871	1,488	435

Данные хроматографического анализа группового состава исследуемых образцов представлена в табл. 3.

Таблица 3

Групповой и элементный составы исследуемых бензинов

Тип группы	Общее содержание, Mass%	Общее содержание, Vol%	Общее содержание, Mol%
АИ-92 (1-й образец)			
Парафины	6,8408	8,0250	7,7061
Изо-парафины	26,8643	27,3728	17,8923

Тип группы	Общее содержание, Mass%	Общее содержание, Vol%	Общее содержание, Mol%
АИ-92 (1-й образец)			
Нафтенy	30,3706	31,7114	28,1215
Олефины	4,8020	4,4704	3,7940
Арены	5,2095	4,3065	3,4076
C14+	0,0000	0,0000	0,0000
Неопознанные	2,6952	2,7814	1,8181
Оксигенаты	23,2175	21,3325	–
Кислород	7,5796	–	–
Углерод	78,0486	–	–
Водород	14,3718	–	–
АИ-92 (2-й образец)			
Парафины	4,6442	5,5865	6,9797
Изо-парафины	39,7092	41,1211	35,5727
Нафтенy	36,3723	36,2377	39,0479
Олефины	3,8947	3,5388	3,0600
Арены	7,5846	6,1967	5,9321
C14+	0,0000	0,0000	0,0000
Неопознанные	2,5997	2,6286	2,5104
Оксигенаты	5,1953	4,6906	–
Кислород	1,2075	–	–
Углерод	84,2761	–	–
Водород	14,5165	–	–

Примечание. Бензины разных производителей.

Практические расчеты. В данной работе предлагается дополнить методику определения ФС одновременным измерением температуры кипения (T_k) и показателя преломления (n_D^{20}) отогнанных дистиллятов (10% по объему фракций) исследуемых топлив. В совокупности полученные экспериментальные данные по T_k и n_D^{20} являются, как показано в работах, необходимым и достаточным условием для моделирования и инженерных расчетов ММ и ряда ФХС – стандартных, критических и термодинамических констант индивидуальных и смесей (нефтяных) углеводородов, а также, что не менее важно, для качественной идентификации, оценки ГУС и элементного состава топлив.

Под молярной массой применительно к нефтяным системам, представляющим собой многокомпонентные смеси углеводородов, подразумевается ММ гипотетического углеводорода, имеющего температуру кипения и показатель преломления, равные усредненным их значениям для рассматриваемых нефтяных фракций. Расчет M_i для узких (i-х) фракций автобензина производили по разработанной авторами формуле

$$M_i = 0,00064 \cdot \tau_k \left(8,1138 + 22,4443/\tau_k + 0,1993 \cdot \tau_k - 6,9090 \cdot n_{Di}^{20} + 1,9859 \cdot (n_{Di}^{20})^2 \right),$$

где n_D^{20} – показатель преломления узкой фракции; $t_k = T_{ik} / 100$ – приведенная средняя температура кипения; T_{ik} – средняя температура кипения, К, рассчитываемая для узких нефтяных фракций с температурными пределами кипения T_n и T_k по формуле

$$T_{ik} = (T_n + T_k) / 2.$$

Расчет среднеинтегральной молярной массы (M_{cp}) автобензина производили по формуле

$$M_{cp} = n_{Dc}^{20} / \left(\left(\sum_1^k n_{Di}^{20} / M_i \right) / k \right),$$

где n_{Dc}^{20} – относительная плотность фракционируемого топлива; k – число фракций ($k = 10$).

Для расчета среднеинтегральной температуры кипения компонентов и товарных автобензинов по данным M_{cp} , n_{Dc}^{20} – авторы предлагают следующую формулу

$$T_{cp}^k = 2,4379 \cdot M_{cp} \left(0,3122 + 11,2146 / M_{cp} - 0,00025 \cdot M_{cp} + 0,8006 \cdot n_{Di}^{20} - 0,2186 \cdot (n_{Di}^{20})^2 \right).$$

По результатам определения среднеинтегральной температуры кипения гипотетического углеводорода можно вычислить критические константы и приведенные параметры исследуемых топлив.

Исходя из принципа разрабатываемого аналогового метода моделирования и инженерных расчетов ФХС углеводородных систем [1–3], в качестве критерия для оценки ГУС нефтяных фракций был принят так называемый коэффициент идентификации $K^{ид}$, рассчитываемый как отношение молярных масс нормальных алканов ($M_i^{н.а}$) и исследуемых углеводородов (M_i), имеющих одинаковые показатели преломления

$$K_i^{ид} = M_i^{н.а} / M_i, \quad (5)$$

где $M_i^{н.а} = 86,37 \cdot n_{0i}^{(-5509,5 + 2731,6/n_{0i} + 2792,8 \cdot n_{0i})}$, $n_{0i} = n_{Di}^{20} / 1,37436$; M_i определяется по формуле (1).

Здесь н-алканы рассматриваются как эталонные углеводороды, молекулы которых содержат лишь алкильные группы (CH_3 - и $-CH_2$ -) с чисто ковалентной связью. В результате расчетов $K^{ид}$ для индивидуальных углеводородов (рис. 1) установлены следующие закономерности:

- $K^{ид}$ для всех н-алканов = 1;
- $K^{ид}$ у изоалканов незначительно ниже 1;
- $K^{ид} = 1,5$ –2 для алкилцикланов;
- $K^{ид} = 13$ –45 для алкилбензолов.

Авторами расчетной методики установлено, что данные M_{cp} , n_D^{20} и $K^{ид}$ позволяют вычислить («предвидеть») и элементный состав усредненного гипотетического углеводорода C_nH_m . Вначале математической обработкой корреляционной зависимости показателя элементного состава $l = m / n$ от M , n_D^{20} и $K^{ид}$ применительно к индивидуальным углеводородам была получена следующая формула

$$\lambda = 1,0388 \cdot M \left(1,1225 - 0,0000545 \cdot M - 0,6800 \cdot n_D^{20} - 0,0045 \cdot (K^{20}/n_D^{20}) + 0,000031 \cdot (K^{20}/n_D^{20})^2 \right)$$

Ниже приведена зависимость λ от n для индивидуальных углеводородов:

алканы $\lambda = 2 + 2 / n$;

алкилцикланы $\lambda = 2$;

алкилбензолы $\lambda = 2 - 6 / n$.

Далее по формуле $n = M/(\lambda + 12)$ и $m = n \cdot \lambda$ были вычислены числа углеродных и водородных атомов в молекуле гипотетического углеводорода (табл. 4 и 5) и затем его элементный состав, % мас:

$mC = 12 \cdot n \cdot 100 / (12 \cdot n + m)$; $mH = m \cdot 100 / (12 \cdot n + m)$.

Результаты расчетов по методу Ахметова, Гайсиной для АИ-92 (1-й образец) приведены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчетов для АИ-92 (1-й образец)

№	Тк	тк	Мi	Кид	λ	n	m	mC	mH
1	317	3,17	71,6435	1,26865	2,2	5,0	11,0	84,4	15,6
2	333	3,33	81,8103	1,06078	2,3	5,7	12,9	84,0	16,0
3	345	3,45	86,9982	1,16581	2,2	6,2	13,9	84,3	15,7
4	367	3,67	96,5410	1,40278	2,1	6,9	14,2	85,3	14,7
5	386	3,86	103,173	2,12369	1,9	7,5	14,5	86,2	13,8
6	398	3,98	106,272	3,67053	1,7	7,8	13,1	87,8	12,2
7	413	4,13	111,464	6,51497	1,6	8,4	13,7	88,0	12,0
8	425	4,25	114,847	14,3822	1,4	9,0	12,7	89,4	10,6
Ср. знач.	373	4	97	4	2	7	13	86	14

Результаты расчетов по методу Ахметова, Гайсиной для АИ-92 (2-й образец) приведены в табл. 5.

Таблица 5

Результаты расчетов для АИ-92 (2-й образец)

№	Тк	тк	Мi	Кид	λ	n	m	mC	mH
1	315	3,15	70,6136	1,26728	2,2	5,0	11,1	84,4	15,6
2	332	3,32	81,0212	1,08641	2,3	5,7	13,1	84,0	16,0
3	348	3,48	88,8180	1,13774	2,2	6,1	13,6	84,4	15,6
4	369	3,69	96,6784	1,55550	2,1	6,8	14,4	85,1	14,9
5	391	3,91	105,057	2,36989	2,0	7,4	14,4	86,0	14,0
6	404	4,04	107,227	5,94886	1,8	7,7	13,8	87,0	13,0
7	419	4,19	114,362	6,84703	1,6	8,2	13,4	88,0	12,0
8	435	4,35	120,159	13,8176	1,4	8,6	12,0	89,5	10,5
Ср. знач.	377	4	98	4	2	7	13	86	14

Заключение. Из приведенных выше данных видно, что во 2-м образце бензина выше содержание циклических и ароматических углеводородов, что подтверждается также и с помощью расчетных данных.

Также можно заметить, что для разных бензинов наблюдаются схожие закономерности, если судить по усредненным показателям.

Таким образом, показатель $K^{нд}$ является достаточно чувствительным «индикатором» углеводородного состава, особенно по отношению к ароматизированности автобензинов, позволяет без проведения специальных лабораторных анализов косвенно оценить ГУС топлив и их фракций.

Список источников

1. Химия нефти и газа : учеб. пособие для вузов / А. И. Богомолов, А. А. Гайле, В. В. Громова и др.; под ред. В. А. Проскурякова, А. Е. Драбкина. – 3-е изд., доп. и испр. – СПб. : Химия, 1995. – С. 110.
2. Ахметов С. А., Гайсина А. Р. Исследование фракционного и группового углеводородного составов компонентов и товарных автобензинов по температурным пределам кипения и показателям преломления // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2009. – № 2. – С. 15–19.
3. Материалы сайта www.xumuk.ru/encyklopedia.
4. ГОСТ 2177–99 «Методы определения фракционного состава».
5. ГОСТ Р 52714 (метод Б) Определение объемной доли углеводородов.
6. ГОСТ 3900 (метод А) Определение плотности по ГОСТ Р 51069, ASTM D 4052.

Секция 3

**Социальные проекты,
история
и география развития
нефтегазового
комплекса**

ИНТЕРАКТИВНАЯ ИГРА «ЧУДЕСА РОСНЕФТИ»

С. В. Колосков¹

Научный руководитель: Е. М. Шагиахметова²

^{1,2}ТМК ОУ «Дудинская средняя школа № 7», Дудинка

Введение. Нефть – это одно из самых ценных и востребованных полезных ископаемых, значение которого в хозяйственной деятельности человека трудно переоценить. Человечество с древних времен использует это сырьё и на каждом этапе своего развития находит ему новое применение. Сегодня из нефти получают до 3 тыс. видов продукции.

В 2020 г. на севере Красноярского края ПАО «НК «Роснефть» начало реализацию мегапроекта в мировой нефтегазовой отрасли по добыче углеводородов – «Восток Ойл». Ресурсная база проекта оценивается свыше 6 млрд т премиальной малосернистой нефти.

Компания ПАО «НК «Роснефть» как никогда нуждается в регулярном пополнении кадрового резерва. Специально для этого была создана всероссийская образовательная программа «Роснефть-классов», которая готовит высококвалифицированных специалистов и дает школьникам и студентам необходимые теоретические и практические навыки для трудоустройства. Наш проект также может помочь пробудить у учащихся интерес к нефтяной отрасли и поступлению в «Роснефть-класс», который был впервые открыт в 2021 г. на Таймыре.

Интерактивная игра давно стала неотъемлемой частью нашей жизни. Игра даёт возможность каждому проявить свои интеллектуальные способности, продемонстрировать общеучебные умения и навыки, раскрывать собственные интересы. Думаю, что данная игра будет интересна и полезна для учащихся Роснефть-класса и девятиклассникам.

Цель проекта: создание условий для активного включения обучающихся в учебно-познавательную деятельность посредством интерактивной игры

Задачи проекта.

- разработать интерактивную игру с помощью программы Microsoft PowerPoint;
- формирование мотивации к учебно-познавательной и творческой деятельности;
- формирование потребности в более глубоком изучении дисциплин, которые необходимы будущим нефтяникам;
- повышение общего образовательного уровня, расширение кругозора и развитие критического мышления;
- развитие интереса к профессии нефтяника;
- умение коммуницировать и работать в команде на результат;
- создание ситуации успеха.

Правила игры. В каждом туре участвуют две команды, в составе от трех до пяти игроков. Суть интерактивной игры заключается в том, что группа учащихся, обсудив в группе вопрос, пытается отгадать ответ. На экран выводится вопрос и зашифрованное слово, задача игроков называть поочередно буквы. Каждая команда пытается разгадать слово быстрее, чем это сделают его соперники, и заработать как можно больше очков. Количество заработанных очков определяется вращением барабана и командой

«Стоп!» играющей команды. Игра проходит в девять туров. По итогам девяти туров определяются команда победителей по числу очков. В финале команде предлагается суперигра.

Ход игры. Ведущий начинает игру. Игроки делятся на две команды и выбирают своих капитанов. Ведущий представляет команды. Объясняет правила игры. Команды знакомятся с вопросом каждого из девяти раундов, поочередно крутя барабан и называя буквы, в конце тура ведется подсчет заработанных очков командами.

Описание игры. В игре представлены девять вопросов (табл. 1). «Стоимость» очков в каждом раунде команда выбирает, крутя барабан, и получает их при правильно названном ответе.

Таблица 1

№	Вопросы туров	Ответ
ТУР 1	Как в России впервые в 1744 г. рудознатец Федор Савельевич Прядунов назвал нефть?	Горное масло
ТУР 2	Как называются горные породы, содержащие нефть?	Коллекторы
ТУР 3	О баженовской свите известно с 60-х гг. прошлого века. В этом проекте участвует и компания Роснефть. Как вы думаете, что такое баженовская свита?	Месторождение
ТУР 4	Как называются вещества, которые добавляют в природный газ, чтобы он приобрел неприятный запах?	Одоранты
ТУР 5	Как называется самая большая скважина на Ванкорском месторождении?	Сузунская
ТУР 6	Кто из российских ученых в 1863 г. предложил идею использования трубопровода для перекачки нефти (нефтепровода)?	Д. И. Менделеев
ТУР 7	В ходе раскопок в 1951 г. в Крыму ученые археологи установили, что в античности появился новый способ добычи «горного масла». С помощью чего тогда добывали нефть?	Копанки (ямы)
ТУР 8	Как коренные жители Севера Красноярья называли «Мертвую землю»?	Ванхор
ТУР 9	Крупнейшее месторождение, которое эксплуатирует Роснефть	Самотлор

Вывод. Данная игра является одним из факторов мотивации к самообразованию в профессиональном самоопределении молодежи.

Игра:

- позволит включить учащихся в обучение и удерживать их внимание на протяжении всего периода обучения в Роснефть-классе;
- мотивировать учащихся к самопознанию, саморазвитию, самообучению;
- поможет привлечь внимание учащихся к осознанному выбору своего будущего профессионального пути в качестве нефтяника.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ УЧАЩИХСЯ БОГУЧАНСКОЙ ШКОЛЫ № 2 С ПОМОЩЬЮ РАЗВИВАЮЩИХ ИГР И ГОЛОВОЛОМОК

Д. А. Фоменко¹, А. А. Бурмакин^{2}
Научный руководитель: Т. С. Лемешко³*

^{1, 2}МКОУ «Богучанская школа № 2», Богучаны
³Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. Развитие исследовательского мышления у детей – одна из важных задач современного образования. Дети очень любознательны, читают книги в поисках новой интересной информации, смотрят научные телепередачи.

Исследовательская деятельность вызывает большой интерес у учащихся. Исследовательская активность – естественное состояние ребенка. Он хочет познать мир и узнать, как в нем все устроено.

В процессе обучения в 10–11-х классах по предмету «Индивидуальный проект» перед нами была поставлена задача – написать исследовательский проект и защитить его.

Поиск путей решения данной проблемы и определил выбор темы нашего исследования: «Интеллектуальное развитие учащихся МКОУ «Богучанская школа № 2» с помощью развивающих игр и головоломок».

Решение данной проблемы составляет цель нашего исследования.

Цель исследования: разработать и провести мероприятия с учащимися 5–9-х классов Богучанской школы № 2 по повышению уровня интеллектуального развития через систему развивающих игр и головоломок.

Задачи исследования:

- 1) познакомиться с информацией из психолого-педагогической литературы по проблеме развития интеллекта учащихся 5–9-х классов;
- 2) выяснить значение развивающих игр в развитии психических процессов учащихся;
- 3) выявить уровень интеллектуального развития учащихся 5–9-х классов МКОУ «Богучанская школа № 2»;
- 4) на основе анализа полученных данных сделать выводы об эффективности использования логических игр и головоломок для развития интеллектуальных способностей учащихся;
- 5) разработать мероприятия на 2020–2022 календарные годы;
- 6) совместно с одноклассниками и учащимися 10-х классов провести разработанные мероприятия;
- 7) провести систематизацию полученных данных.

Объект исследования: интеллектуальное развитие учащихся 5–9-х классов МКОУ «Богучанская школа № 2».

Предмет исследования: развивающие игры и головоломки как средство развития интеллектуальных способностей учащихся 5–9-х классов Богучанской школы № 2.

* © Фоменко Д. А., Бурмакин А. А., Лемешко Т. С., 2023

Гипотеза исследования. Развитие произвольного внимания учащихся 5–9-х классов МКОУ «Богучанская школа № 2» с помощью развивающих игр и головоломок будет способствовать ускоренному интеллектуальному развитию.

Новизна работы состоит в создании набора специально подобранных развивающих игр и головоломок для учащихся 5–9-х классов Богучанской школы № 2 и выработке методических рекомендаций по их использованию.

Методы исследования. Для решения поставленных задач и проверки гипотезы использовали совокупность методов: анализ психологической и педагогической литературы, наблюдение, беседа, анкетирование, тестирование, изучение продуктов деятельности учащихся, формирующий эксперимент, обработка (количественная и качественная) полученных результатов [1].

Практическая часть

1. «Штурм интеллектов» – первое направление работы с 5–9-классниками. Познакомились с понятием и видами интеллектов. Провели активную игру, развивая интеллект. Например: учащиеся говорили с нами, рассуждая на разные научные темы, образовалась новая нейронная связь, а чем больше нейронных связей, тем умнее человек [3].



Рис. 1

2. Эвристические задания (работа с учащимися 9-х классов). Дали прочитать утверждение-ловушку: «Если мы сомневаемся в своем решении, но подсознательно уже на самом деле приняли его, любая информация кажется нам подтверждением нашей правоты. Мы видим то, что хотим увидеть». Определите плюсы и минусы высказывания, предложите свое решение. Применяя метод символического видения, оформите заключение в виде рисунка, схемы, уравнения и т. д. Такие задания востребованы на этапе подготовки и представления исследовательской работы, а учащиеся 9-х классов начинают изучать предмет «Индивидуальный проект» [2].

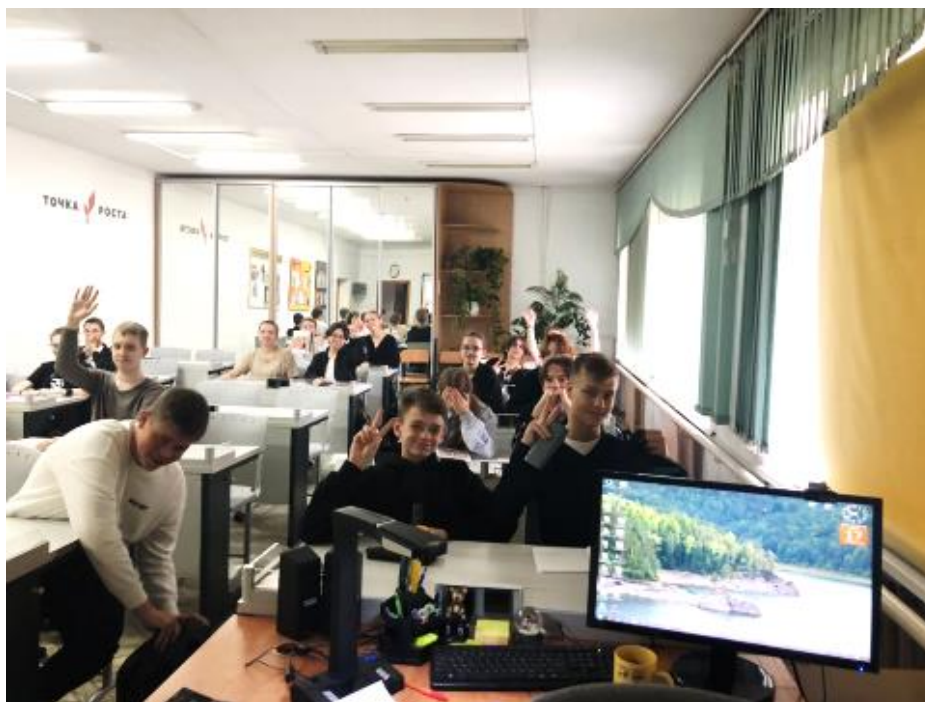


Рис. 2

3. Коммуникативное задание «Сказочная конференция». Было наиболее интересно и увлекательно для учащихся. Эти задания способствуют развитию фантазии, гибкости мышления, умения замечать противоречия, аргументировать свое мнение.

4. «Словарь парадоксов» – учащиеся 5–8-х классов проявили творческую сноровку, предложив свой вариант толкования парадокса. Участники давали оценку эффективности своей работы, делали выводы о возможностях дальнейшего самообразования по проблеме развития исследовательских компетенций средствами эвристических заданий [4].



Рис. 3

5. Исследовательская деятельность.



Рис. 4

«Эврика» –
фестиваль проектно-
исследовательских работ



Рис. 5



Рис. 6

Итоги:

– Учащийся 5 класса, Яковлев Матвей выступил на всероссийском конкурсе исследовательских работ в г. Москве и получил диплом II степени. Считаем, в этом есть и наша заслуга.

– учащиеся 9-х классов все защитили свои социальные проекты, а учащиеся 10-х классов – проектно-исследовательские работы

Заключение. После каждого мероприятия мы проводили опросы, благодаря которым выяснили, что проведенные занятия не прошли даром. Считаем, что мероприятия, проведенные нами с одноклассниками, способствовали их ускоренному интеллектуальному развитию.

Все задачи, поставленные перед нами (познакомиться с информацией из психолого-педагогической литературы по проблеме развития интеллекта учащихся 5–9-х классов; выяснить значение развивающих игр в развитии психических процессов учащихся; выявить уровень интеллектуального развития учащихся 5–9-х классов МКОУ «Богучанская школа № 2»; на основе анализа полученных данных сделать выводы об эффективности использования логических игр и головоломок для развития интеллектуальных способностей учащихся; разработать мероприятия на 2020–2022 календарные годы; совместно с одноклассниками и учащимися 10-х классов, провести разработанные мероприятия), решены.

Проведя систематизацию полученных данных, пришли к выводу, что исследовательские навыки, это:

- умение видеть проблему;
- умение задавать вопросы;
- умение выдвигать гипотезы;
- умение давать определение понятиям;

- умение классифицировать;
- умение делать выводы и умозаключения;
- умения и навыки структурирования материала;
- умение и навыки работы с текстом;
- умение доказывать и защищать идеи.

Надеемся, что наше дело будет продолжено. Цель достигнута. Гипотеза исследования, что развитие произвольного внимания учащихся 5–9-х классов МКОУ «Богучанская школа № 2» с помощью развивающих игр и головоломок будет способствовать ускоренному интеллектуальному развитию, нашла подтверждение.

Список источников

1. 4BRAIN [Электронный ресурс]. – URL: <https://4brain.ru/blog/развитие-интеллекта-способы>.
2. Король А. Д. Эвристический урок. Результаты, анализ, рефлексия (Как разработать и провести эвристический урок) : метод. пособие. – Минск : Вышэйшая школа, 2017.
3. Психологи [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.b17.ru/blog/97719>.
4. Хуторской А. В. Дидактическая эвристика: теория и технология креативного обучения. – М. : Изд-во МГУ, 2003.

Секция 4

Технологии поисков, разведки и бурения нефтяных и газовых скважин

ВЗАИМОСВЯЗЬ СЕЙСМИЧЕСКИХ ТИПОВ КЛИНОФОРМ С ИХ ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

Д. С. Готфрид¹, Р. М. Мустафаев^{2}
Научный руководитель: А. К. Битнер³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Освоение традиционных залежей углеводородов в современных условиях вступает в зрелую стадию освоения. В связи с этим зарождается потребность в увеличении ресурсной базы с помощью прогноза перспективности неантиклинальных ловушек нефти и газа. Одним из самых показательных примеров такой проблемы является изучение клиноформенных комплексов. Для поиска продуктивных отложений в подобных структурах необходимо детально изучить последовательность и условия седиментации осадочных толщ с помощью комплексов сейсмических и скважинных методов.

В пределах Западной Сибири к настоящему времени открыты залежи нефти и газа, связанные с клиноформенным строением на таких крупных месторождениях, как Гыданское, Тота-Яхинское, Утреннее, Геофизическое, Антипаютинское, Тевлинское-Русскинское, Приобское. [2, 4] При разработке ловушек в таких структурах могут возникнуть различные проблемы: отсутствие единой гидродинмической системы в пределах близкорасположенных пластов, высокая обводненность, неравномерное распределение фильтрационно-емкостных свойств и низкие дебиты [1]. Все это напрямую зависит от построения хроностратиграфической корреляции. Для этого необходимо учитывать не только близкие физические свойства, но и условия осадконакопления. При корреляции необходимо учитывать генетические особенности пород, что позволяет выделять множественные гидродинамические окна слияния пластов.

В северной части Приобского месторождения с помощью детального изучения сейсмических, каротажных данных, данных фациального анализа керна, фильтрационно-емкостных свойств было установлено два сейсмических типа клиноформ. Первый тип клиноформ – сигмовидные, с характерными границами ундаформ и фондоформ, которые формировались на этапах высокого стояния относительно уровня моря при нормальной регрессии. Второй тип – пологие, которые формировались при понижении относительно уровня моря, без характерных границ ундаформ и фондоформ. В стратиграфическом отношении объекты исследования относятся к мелу, а именно к валанжинско-барремским отложениям [1].

Подобное залегание клиноформ можно выделить в одном из месторождений Сургутского свода, а именно вблизи продуктивного горизонта $БС_{10}^{2+3}$. Данный горизонт залегает в четвертой толще сортымской свиты меловых отложений, которая представлена чередованием песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами. Сам горизонт сложен сериями клиноформенных тел, состоящих из песчаников.

Также в северной части Приобского месторождения были выделены наиболее емкостные фации разных частей клиноформ. К ним относятся отложения баров, которые предлагаются искать в бровке и ундаформе сигмовидных клиноформ, а также отложения конусов выноса, которые прогнозируются в подножиях пологих и сигмовидных клиноформ [1].

По данным каротажа 15 скважин, пробуренных в шельфе Баренцева моря, а также материалам сейсмогеологического профиля Южно-Баренцевской впадины было выделено два крупных сеймостратиграфических комплекса меловых отложений от берриасских до сеноманских, которые перекрываются современным морским дном Баренцева моря, сформированного ледниковыми эрозионными процессами. В неокомском и нижне-верхнемеловом сеймостратиграфических комплексах выделяются 7 циклитов, или секвенций. Они представляют собой согласные последовательности генетически взаимосвязанных слоев. Циклиты представлены в виде многочисленных перекрываний клиноформных тел от запада к востоку. В зависимости от режима осадконакопления наблюдаются пологие и более мощные клиноформы от кровли в центральной части до бровки. Неокомские и аптские отложения образовывались в эпоху высокого стояния относительно уровня моря, в то время как в альбе наблюдается понижение относительно уровня моря. Готервиские и барремские клиноформы образовались на внутренней части шельфа, благодаря активизации сноса обломочного материала. Аптские отложения накопились в эпоху максимальной регрессии в прибрежно-континентальных условиях на востоке региона, которые сменялись прибрежно-морскими и мелководно-морскими обстановками в западном направлении. Альбско-верхнемеловые образования отложились в морских и мелководно-морских условиях [3].

Последовательность и условия осадконакопления клиноформ Баренцеворского шельфа также отражают их сейсмический тип.

На континентальных месторождениях, в которых активно ведется разработка неантиклинальных ловушек, все чаще приходится сталкиваться с множеством проблем при добыче. Возможно уменьшить количество таких проблем. Для этого на этапе прогноза необходимо учитывать условия и последовательность накопления осадочных тел. В пределах Западной Сибири исследователи анализируют множество геологических данных для более плодотворного прогноза проницаемых и емкостных зон коллекторов, на примере Приобского месторождения. Такие методы изучения и прогноза ловушек могут быть рекомендованы для месторождений шельфовой зоны Баренцева моря.

Список источников

1. Бабина Е. О. и др. Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения [Электронный ресурс] // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2022. – № 4. – С. 111–130. – URL: <https://vestnik.geol.msu.ru/jour/article/view/498>.
2. Бардачевский В. Н. и др. Особенности формирования готерив-баремских клиноформ Гыданского полуострова [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html 2019.
3. Мордасова А. В. и др. Сеймостратиграфические комплексы нижнемеловых отложений Баренцева моря [Электронный ресурс] // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 1. – С. 36–42. – URL: <http://doi.org/10.18599/grs.19.5>.
4. Сметанин А. Б. и др. Концептуальная модель формирования неокомского комплекса Западной Сибири [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 75–90. – URL: 10.31087/0016-7894-2019-6-75-90.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛИНЫ НКТ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ТКРС

А. М. Кудрявцев¹

Научный руководитель: Д. И. Останин²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «РН-Ванкор», Красноярск

Ежегодно проводится множество текущих и капитальных ремонтов скважин, во время которых специалисты производят замер насосно-компрессорных труб в ручном режиме, с занесением результатов в журнал, а затем в электронный формат. Данный способ имеет большую погрешность, так как замер происходит в условиях, осложненных природными явлениями. Стоит отметить большие временные затраты на замер, которые равны половине минуты на одну насосно-компрессорную трубу.

Проведя анализ некоторых способов измерения, мы пришли к выводу, что компьютерное зрение поможет устранить недостатки существующей схемы замера насосно-компрессорных труб. Данная система производит замер в непрерывном автоматическом режиме, с помощью камеры, энкодера и установленной на компьютере нейронной сети.

Мы выявили процесс, который можно оптимизировать путем внедрения цифровых технологий, – измерение насосно-компрессорных труб. Данная технологическая операция происходит следующим образом. Помощник-бурильщика с помощью металлической рулетки замеряет длину насосно-компрессорных труб с занесением в журнал замера насосно-компрессорных труб. Затем данные переносятся из журнала в акт замера насосно-компрессорных труб. И только после этого попадают в систему в электронный формат.

Может показаться, что этот метод имеет свои плюсы. Металлическая рулетка – экономичный прибор измерения, но на самом деле, используя ее, мы получаем большие временные затраты на замер, которые впоследствии оплачиваются по норме времени тридцать секунд на одну насосно-компрессорную трубу [1]. Можем говорить и про простоту выполнения, используется обычная рулетка, но учитывая условия при которых проводятся измерения, мы получаем погрешность, порядка двух процентов, оказывающую влияние на точность и время проведения геолого-технологического мероприятия.

Электронная рулетка – комплекс технологического оборудования, который устанавливается на подъемный агрегат ТКРС, использование которой не позволяет полностью автоматизировать процесс замера, так как для правильной работы технологии необходим ручной замер первых десяти насосно-компрессорных труб.

Проведя анализ различных способов измерения, мы пришли к выводу, что технология «компьютерное зрение» наиболее полно поможет решить поставленные задачи. У предлагаемой системы отсутствуют недостатки существующего метода.

Система компьютерного зрения анализирует любой производственный процесс, попавший в поле зрения объектива, что позволяет нейронным сетям определять, статус

технологического процесса и, самое важное, расположение трубы в пространстве. Все это необходимо, чтобы выполнить качественный замер длины НКТ с небольшой погрешностью, порядка двух десятых процента.

С помощью камеры и энкодера, установленного на кронблоке, система измеряет длину труб НКТ в автоматическом режиме, общее количество труб и глубину, на которой находится колонна. Энкодер считывает ход троса, а камера определяет закрепленную на элеваторе трубу и производит ее замер.

Программный комплекс включает в себя нейронную сеть, связываемую с персональным компьютером, расположенным в вагончике мастера бригады. Сеть подключается к камере, можно сказать, что это «глаза системы», которые считывают все происходящие процессы. Энкодер с помощью платы сопряжения передает считанные параметры на компьютер. Посредством коммутатора и необходимых протоколов, информация, полученная от приборов, поступает на персональный компьютер и проходит дешифровку в понятный для специалиста интерфейс [2].

Технология компьютерного зрения поможет облегчить и обезопасить процесс проведения текущего и капитального ремонта скважин путем непрерывного отслеживания происходящих на устье процессов, с последующим усовершенствованием и расширением функционала нейронной сети.

Ввод системы компьютерного зрения позволяет автоматически и непрерывно замерять длину НКТ, что сократит расходы на оплату замера по нормативу. В результате ввода системы в данный момент возможно увеличить выработку одной бригады на один и две десятых процента, сократив продолжительность одного ремонта в среднем на два часа шесть минут и уменьшив погрешность в десять раз. Таким образом, накопленный денежный поток (с учетом ставки дисконтирования) составит сто двенадцать миллионов двести тысяч рублей.

Список источников

1. Приложение 3 к методическим указаниям ООО «РН-ВАНКОР» №П2-05.01 М-0001 ЮЛ-583 «Нормы времени на капитальный (текущий) ремонт скважин» версия 1.
2. Автоматизированный замер труб [Электронный ресурс] // Презентационный материал ООО «VizorLabs».

КАРТИРОВАНИЕ РИФОГЕННЫХ ПОСТРОЕК С ПРИМЕНЕНИЕМ АЛГОРИТМОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

У. В. Орлова¹

Научный руководитель: В. Д. Уржумов²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

На сегодняшний день интерпретатор обладает достаточно большим набором традиционных инструментов для решения геологических задач. Из-за сложности настроек данных инструментов и больших объемов данных снижается скорость выполнения проектов и программы ГРП в целом. Для того чтобы снять рутинные задачи и ускорить работу интерпретатора, при разработке месторождений все чаще и чаще стали использовать алгоритмы искусственного интеллекта. Искусственный интеллект – это способность компьютерных систем имитировать человеческий интеллект в выполнении различных задач.

В данной работе представлена возможность картирования рифогенных построек с помощью алгоритмов искусственного интеллекта.

Алгоритм разрабатывался для целей интерпретации мелкомасштабных карбонатных построек, автоматическое выделение которых классическими методами сейсмической интерпретации в большинстве случаев не представляется возможным.

В основе алгоритма лежит предобученная нейронная сеть архитектуры U-Net, на основе энкодера-декодера (рис. 1). U-Net широко используется для задач сегментации изображений, когда нужно выделить области изображения, принадлежащие разным классам [2].

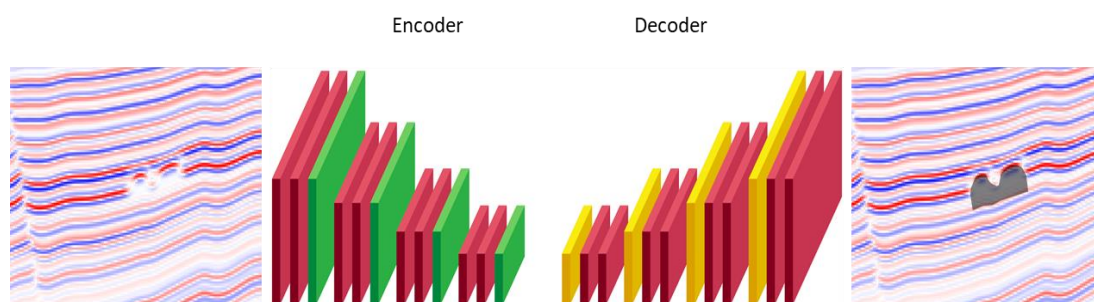


Рис. 1. Схематическое изображение архитектуры U-Net, используемой в алгоритме выделения сейсмообразов карбонатных построек

Входными данными для обучения нейронной сети являются размеченные на фрагментах сейсмических разрезов границы изучаемых объектов (в данном случае – рифов). Так как для получения качественно обученной нейронной сети необходимы большие объемы данных и полная разметка объектов, использовать реальные сейсмические данные малоэффективно, поэтому для обучения используют наборы синтетических данных. Сам процесс создания синтетических изображений состоит из нескольких

этапов: задание плоской отражающей модели, добавление неоднородностей, добавление сдвигов и деформаций, свертка с импульсом Рикера, добавление гауссова шума (рис. 2). На выходе каждый датасет представлен набором квазипараллельных отражающих границ, деформированных, зашумленных и осложненных наличием одного или нескольких сейсмообразов (рис. 3) [1].

В ходе обучения многослойная свёрточная нейронная сеть анализирует фрагментированные участки данных и накапливает базу признаков наличия искомого сейсмообраза. Обучение итеративное, на каждой итерации можно выделить три основных шага: непосредственно обучение нейронной сети на первом синтетическом датасете, валидация нейронной сети на наборе синтетических датасетов и валидация нейронной сети на реальных данных. После каждой такой итерации гиперпараметры модели перенастраиваются с целью улучшить значения метрик на этапах валидации. Такой подход позволяет создать универсальную нейронную сеть, для которой не нужно задавать исходные геологические условия и обстановки. Эту предобученную нейронную сеть называют базовой моделью.

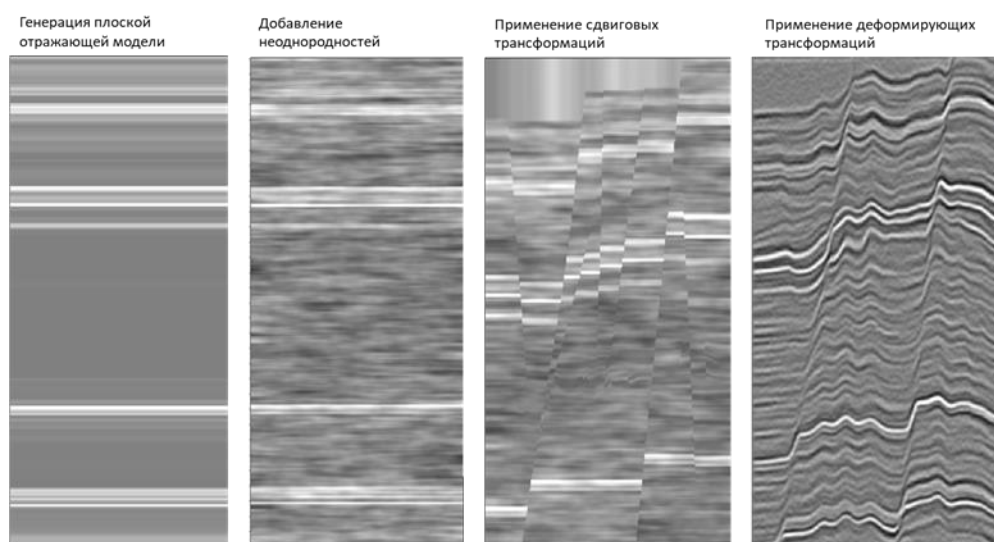


Рис. 2. Этапы создания синтетических данных, содержащих рифы, для обучения нейронной сети

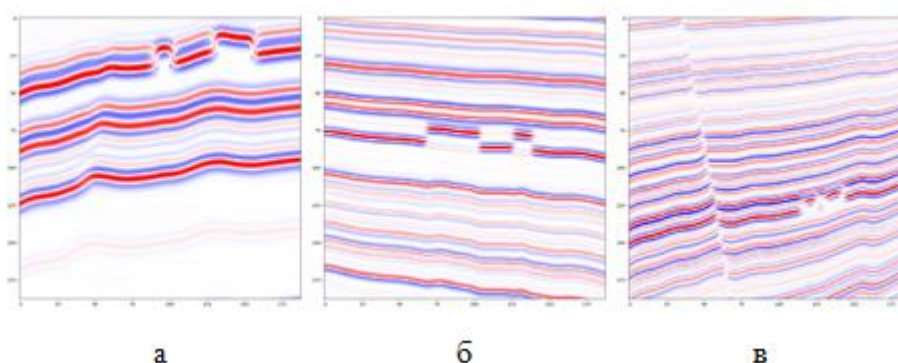


Рис. 3. Синтетические (модельные) фрагменты сейсмической записи с сейсмообразами рифогенных построек. Моделирование рифов: а – как локальных объектов путем растяжения изображения в месте яркого красного отражения; б – со скоростным эффектом под локальным растяжением яркого красного отражения; в – с наличием разломов

Обученная таким образом сеть способна по набору признаков, сформированных в процессе обучения, предсказывать точное положение искомого тела на сейсмических данных. Результатом работы алгоритма являются кубы атрибута «вероятность наличия сейсмообраза» в диапазоне изменений от 0 до 1 [3].

Так как реальная волновая картина имеет свои геологические особенности, то базовой модели нужно помочь и показать, как именно рифы распространены на данной площади. Этот инструмент называется «дообучение». Он представляет собой метод для адаптации базовой модели к конкретным сейсмическим данным и геологическим условиям за счет добавления в модель новых данных – небольшого количества ручной интерпретации (разметки) объектов интереса, которые мы подаем нейронной сети и таким образом дообучаем ее. Выбираются в среднем 2-3 тренировочных сечения – те, которые будут показываться нейронной сети и по которым она будет дообучаться, и 1-2 валидационных сечения – те, на которых будет проверяться качество дообученной модели. Сечения выбираются таким образом, чтобы захватить как можно больше различных признаков объектов интереса в волновом поле. Далее на выбранных сечениях вручную «оконтуриваются» карбонатные постройки. После этого данная разметка подается на вход базовой модели, для которой в процессе дообучения меняются внутренние параметры слоев сети – веса. Таким образом, мы видоизменяем базовую модель и адаптируем ее под конкретные геологические условия и сейсмические данные, получая некую уникальную нейронную сеть для нашего участка исследований.

Для количественной оценки результата предсказания рассчитывается набор метрик:
– Precision, определяет долю действительно существующих элементов:

$$\text{Precision} = \frac{TP}{TP+FP}, \quad (1)$$

где TP – верно предсказанные элементы; FP – ложно предсказанные элементы;

– Recall, определяет долю предсказанных элементов:

$$\text{Recall} = \frac{TP}{TP+FN}, \quad (2)$$

где FN – не предсказанные элементы;

– F1-мера, определяется как гармоническое среднее между Precision и Recall:

$$F1 = 2 * \frac{\text{Precision} * \text{Recall}}{\text{Precision} + \text{Recall}}, \quad (3)$$

– коэффициент Дайса, определяется как отношение количества верно предсказанных элементов к общему количеству элементов:

$$DC = \frac{2TP}{2TP+FP+FN}. \quad (4)$$

Схематическое объяснение базовых метрик представлено на рис. 4.

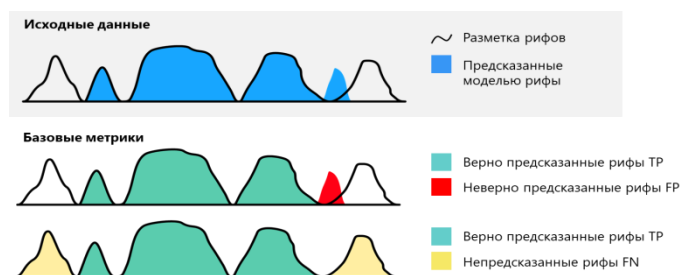


Рис. 4. Схематическое объяснение базовых метрик Precision и Recall

Результаты работы искусственного интеллекта представлены на рис. 5.

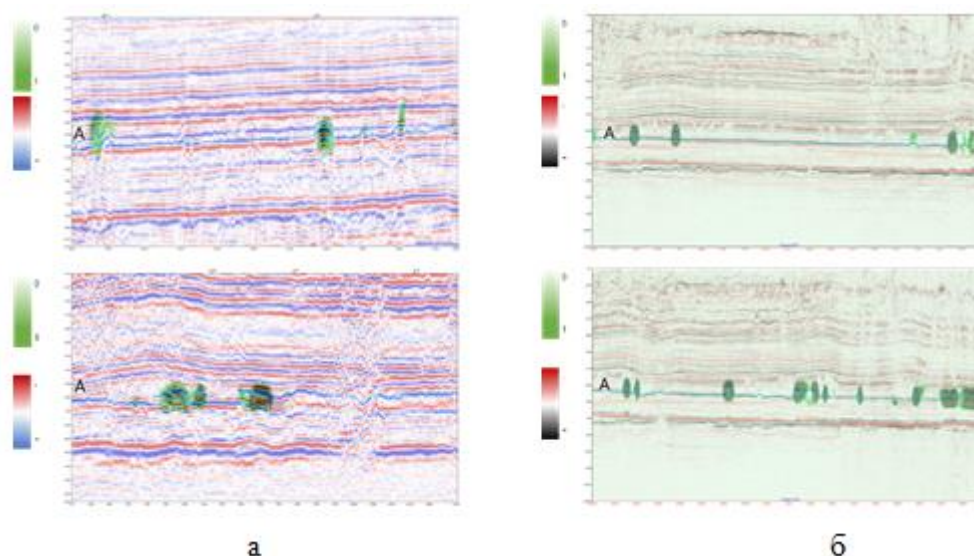


Рис. 5. Распознавание рифов искусственным интеллектом:
а – на 2D-профилях; б – на 3D-кубе

Вывод. Результаты, полученные с помощью искусственного интеллекта, значительно помогают интерпретатору, дополняют его труды, ускоряя процесс интерпретации. Искусственный интеллект позволит существенно повысить эффективность разработки месторождений.

Список источников

1. Все, что вам нужно знать об ИИ // Хабр. – 2018. – URL: <https://habr.com/ru/post/416889>.
2. Искусственный интеллект и PhotoScan // GeoScan : официальный сайт. – 2021. – URL: <https://geoscan.aero>.
3. Кугаевских А. В., Муромцев Д. И., Кирсанова О. В. Классические методы машинного обучения : учеб. пособие. – СПб. : ИТМО, 2022. – 53 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В. В. Ятченко^{1}*

Научный руководитель: Д. А. Петров²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

Введение. Последние десятилетия развития нефтяной промышленности России характеризуются ухудшением структуры запасов нефти. Особое внимание все больше уделяется проблеме разработки залежей нефти, сложенных карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной и высокой вязкости.

Запасы нефти, приуроченные к карбонатным коллекторам с содержанием в них вязкой и высоковязкой нефти, к настоящему времени составляют в мире более 30 % от всех разведанных запасов. В России запасы нефти в таких коллекторах составляют более 50 %, основные запасы которых сосредоточены в Восточной Сибири, к сожалению, карбонатные коллекторы пока остаются до сих пор малоизученными.

Основная часть. Как было сказано выше, карбонатные коллекторы пока остаются до сих пор малоизученными. Поэтому была поставлена задача разработки подхода, прогноза коллекторских свойств при ограниченной скважинной информации. Для этого мною было принято решение совместить технологию обработки рассеянных волн и прямое моделирование и апробировать это на реальном месторождении.

В работе использовано прямое моделирование для повышения эффективности прогноза коллекторских свойств.

В целом при помощи моделирования возможно решать такие задачи, как:

- 1) проектирование оптимальной системы наблюдений;
- 2) тестирование процедур обработки с целью подбора оптимального графа;
- 3) проверка сейсмической интерпретации.

В качестве объекта апробации было выбрано месторождение, которое характеризуется сложным геологическим строением. Основной резервуар – это рифейский комплекс, характеризующийся кавернозно-трещиноватым типом коллектора, высокой неоднородностью ФЕС, наличием субвертикальной трещиноватости.

Свойства рифейского коллектора имеют сильную анизотропию. Поэтому прогноз ФЕС в межскважинном пространстве возможен только с привлечением данных 3D-сейморазведки.

Кроме того, месторождение хорошо изучено бурением и представляется возможность легко оценить состоятельность и точность подхода в сравнении с уже подтвержденными данными.

На первом этапе было выполнено прямое моделирование, для этого был взят профиль через одну из скважин. Построена модель в ПО Tesserat Pro (рис. 1). Каркас для модели строился на основе реальной интерпретации, а упругие параметры брались из скважинных данных. Далее в эту модель были помещены локальные неоднородности, имитирующие трещиноватость и кавернозность.

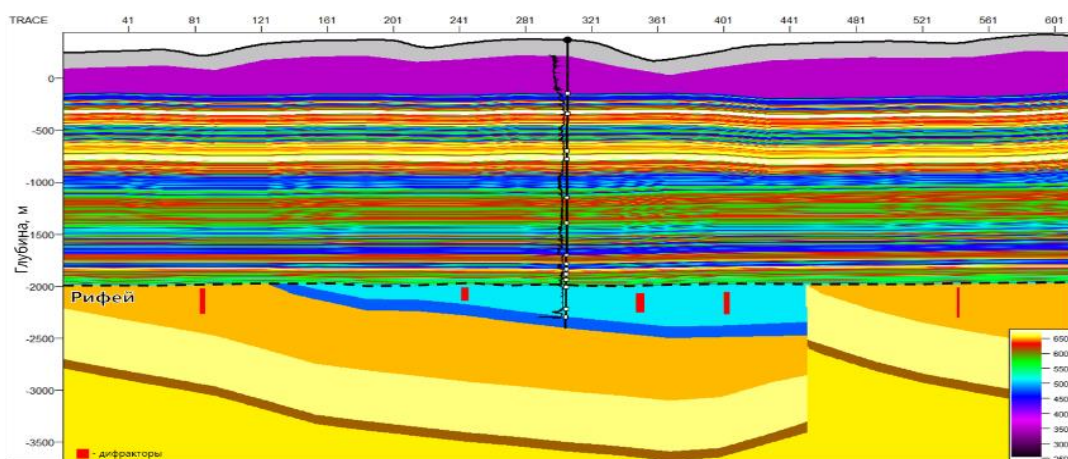


Рис. 1. Модель продольных скоростей

Далее в Tesseral Pro рассчитаны сейсмограммы. Параметры систем наблюдения брались реальные, из полевых сейсморазведочных работ. Моделирование проводилось в упругом режиме с частотой 38 Гц. Система наблюдения задана по ПВ с шагом 50 м и по ПП с шагом 25 м; вынос – 4500 м.

В итоге был получен синтетический разрез, который визуально схож с реальным разрезом. **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

На следующем шаге к полученным синтетическим сейсмограммам применена технология прогноза коллекторских свойств. Из всех сейсмических методов себя зарекомендовала технология рассеянных волн. Есть успешный опыт прогноза продуктивности рифейского резервуара, поэтому она тоже была использована, но только в новой модификации обработки методом гауссовых пучков. Она позволяет получать изображения рассеянных волн в высоком разрешении.

Фокусировка рассеянных волны в целевую точку производится путём трассирования из неё пары гауссовых пучков, в направлении приёмников и источников возбуждения.

При работе с технологией главным настраиваемым параметром является **угол наклона β** , определяющий апертуру миграции. С помощью этого параметра контролируются видимые и невидимые геологические элементы на сейсмическом изображении, увеличивая угол наклона, уходим от отраженных волн и фокусируемся только на рассеянных (рис. 2). На практике специалист подбирает это итеративно. И на реальных данных это сложно сделать, так как если у нас нет скважин, то мы не знаем, где расположены зоны трещиноватости.

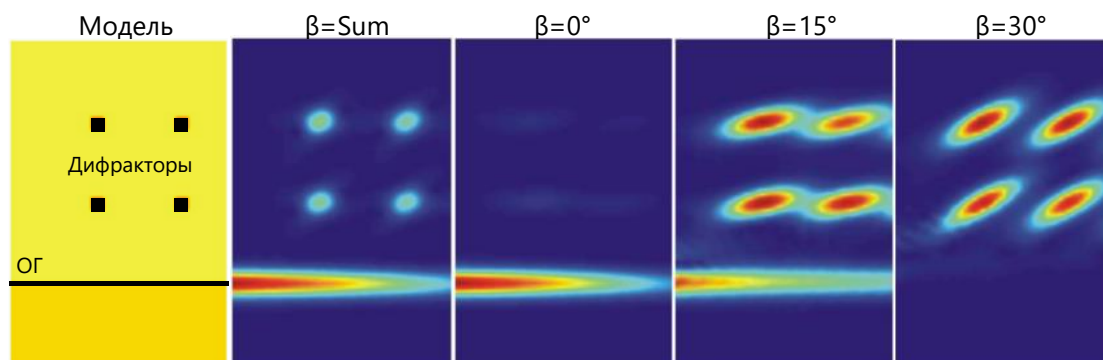


Рис. 2. Изменение угла наклона β на сейсмических изображениях

В таких случаях мы можем использовать моделирование. Мы взяли наши полученные синтетические сейсмограммы и применили к ним технологию рассеянных волн. Перебрав разные параметры, выбрали наилучший результат, где рассеянные волны лучше всего фокусируются на локальных неоднородностях, заложенных в модель.

В результате тестирования был определен оптимальный наклон, равный 30° (рис. 3).

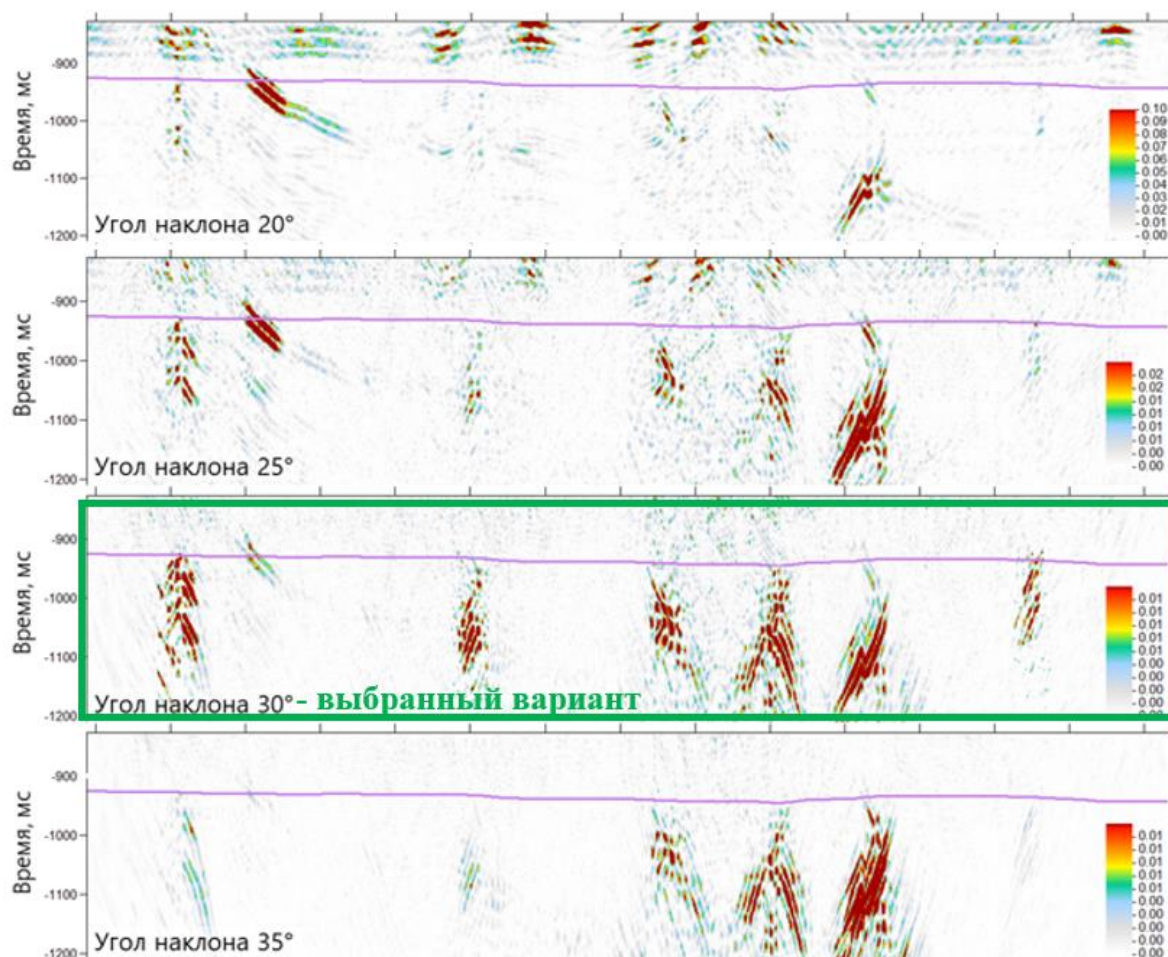


Рис. 3. Изображение рассеянных волн с различными параметрами

Выводы. В итоге этого проекта был разработан новый подход прогнозирования свойств карбонатных коллекторов, основанный на совместном использовании прямого моделирования и технологии обработки рассеянных волн.

1. Использование моделирования позволяет снизить неопределенности и повысить эффективность применения рассеянных волн на участках со слабой изученностью бурением на этапе ГРП.

2. Подход подтвердил свою работоспособность на месторождении, где был выполнен прогноз коллекторских свойств рифейского интервала, подтвержденный бурением.

3. Подход рекомендуется тиражировать на другие ЛУ.

В планах на будущее расширить область использования прямого моделирования для решения других задач обработки и интерпретации данных СРП, а именно моделирование рифоподобных органогенных построек в осинском горизонте для их уверенного выделения.

Список источников

1. Бондарев В. И. Сейсморазведка. – Екатеринбург : УрГГУ, 2007. – 704 с.
2. Козяев А. А., Мерзликина А. С., Петров Д. А. и др. Выявление зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в карбонатном каверново-трещинном коллекторе по рассеянной составляющей сейсмического волнового поля // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 20–25.
3. Петров Д. А., Мельник А. А., Шиликов В. В. и др. Выявление трещиновато-кавернозных коллекторов на основе интерпретации сейсмических рассеянных волн методом гауссовых пучков // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 6–10.
4. Ятченко В. В., Петров Д. А. Новый подход к прогнозу свойств трещиноватых коллекторов по данным сейсморазведки // Материалы XV Региональной научно-технической конференции молодых специалистов. – Красноярск, 2023. – С. 20.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЛУБОКИХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

В. Д. Гришко^{1}*

Научный руководитель: А. А. Козяев²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. Интерпретация данных сейсморазведки является нетривиальной задачей, требующей от эксперта использования комплексной трехмерной информации. При этом, в силу человеческого восприятия и ограниченных возможностей компьютерной визуализации, до 40 % полезной информации данных 3D-сейсморазведки остается неучтенной [7]. К тому же процесс является чрезвычайно трудоемким и времязатратным, что создает потребность автоматизации различных задач интерпретации. На помощь могут прийти алгоритмы искусственного интеллекта [4], в частности нейросетевые алгоритмы, способные решать слабо формализуемые задачи.

Область применения нейронных сетей. Сейсмическая интерпретация выполняется по прошедшим обработку кубам и сейсмограммам с целью извлечения из сейсмических данных различной геологической и петрофизической информации для создания структурно-тектонической модели месторождения и изучения свойств целевых пластов в межскважинном пространстве. Многие задачи этапа интерпретации являются весьма субъективными, а результаты подвержены высокой неопределенности из-за погрешностей (причины – неточности применяемых технологий и человеческий фактор).

Некоторыми задачами интерпретации являются: корреляция отражающих горизонтов, трассирование тектонических нарушений, сейсмофациальный анализ, реконструкция условий осадконакопления, выделение геологических объектов на основе анализа волновой картины и др. Эти задачи можно решать с помощью глубоких сверточных нейронных сетей, обученных на большом объеме данных и содержащих обобщенную информацию как о волновой картине, так и об объектах интереса [6].

Задачи выделения объектов из волнового поля (к примеру, разломов, русел, отражающих горизонтов) можно решать с помощью нейросетевого алгоритма сегментации [1]. Задачи реконструкции (восстановления) данных могут быть решены с помощью генеративно-сопоставительных нейронных сетей GAN, использующих свертки для извлечения полезных данных.

В качестве примера рассматривается задача выделения тектонических нарушений, сведенная к задаче сегментации. Для ее решения используется глубокая сверточная нейронная сеть, выдающая в качестве ответа облако вероятности принадлежности каждой ячейки сейсмического куба к разлому.

Требования к данным для обучения нейронной сети. Для достижения наилучшего качества предсказаний нейронную сеть необходимо обучать на данных, полученных в ходе реальных процессов. Однако такой подход имеет свои недостатки. Ручная интерпретация опирается на экспертное мнение специалиста, что создает неоднозначность разметки данных для обучения нейронной сети. Для создания репрезентативной выборки требуется наличие высококачественной разметки на многих сейсмиче-

ских кубах с различных месторождений. Под качеством разметки понимается полнота выделения разломов и однозначность их определения.

Другой подход подразумевает использование генератора синтетических данных, в которых сейсмические структуры заложены на этапе генерации. Такой генератор решает проблему количества и качества данных, так как разметка задается однозначно. Также существует возможность дообучения алгоритма на малом объеме данных для лучшего качества предсказания на конкретном месторождении. Однако в случае сейсмики создание физической модели и полномасштабное моделирование являются ресурсоемкими задачами, которые требуют вмешательства специалиста для определения структуры модели [4]. В связи с чем было решено реализовать математический генератор на основе свертки для создания большого объема данных, приближенных к реальным.

Генерация синтетических сейсмических данных. Алгоритм генерации данных состоит из нескольких этапов, первым из которых является создание слоистой структуры модели. Для создания карт палеорельефа используется фрактальный генератор ландшафта Diamond-Square. Каждый слой заполняется случайным значением акустического импеданса, после чего модель зашумляется гауссовым и структурным шумами.

Следующим шагом генерации является вычисление коэффициентов отражения, рассчитываемых по формуле

$$K = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}, \quad (1)$$

где Z_i – значение в ячейке $(x; y; i)$ для фиксированных x и y .

После применения операции получается массив, содержащий значения в диапазоне от -1 до 1 .

Далее моделируются субвертикальные разломы, задаваемые с помощью уравнения плоскости. Разлом однозначно задается несколькими параметрами: угол падения; угол простираения; точка, через которую проходит разлом; смещение вдоль вертикальной оси; смещение вдоль горизонтальной оси по углу простираения разлома.

Из заданных углов падения θ и простираения φ высчитываются коэффициенты канонического уравнения плоскости.

$$Ax + By + Cz + D = 0, \quad (2)$$

$$A = -\sin \theta \cdot \sin \varphi \quad (3)$$

$$B = \sin \theta \cdot \cos \varphi \quad (4)$$

$$C = -\cos \theta \quad (5)$$

Далее для каждой точки массива проверяется условие принадлежности полупространству выше плоскости разлома. В случае выполнения условия для точки она смещается на заданные значения вдоль вертикальной оси и вдоль горизонтальной оси по углу простираения разлома.

Последним этапом генерации является применение свертки с заданным импульсом к каждой трассе модели. В генераторе реализован импульс Рикера:

$$R = (1 - 2\pi^2 \cdot f^2 \cdot T_0^2) e^{2\pi^2 \cdot f^2 \cdot T_0^2}, \quad (8)$$

где f – частота, T_0 – отчеты времени.

Обучение нейросетевого алгоритма сегментации. В задачах сегментации применяют модель encoder-decoder, левая часть которой извлекает признаки объекта, а правая по этим признакам реконструирует ответ. Часто используемой архитектурой

сегментации является сеть Unet [2, 3]. Эта сеть была обучена на сгенерированных синтетических данных.

После обучения базовой модели на синтетике производилось дообучение на конкретном месторождении. В дообучении использовались 6 срезов, на двух из которых оценивалась метрика качества, т. е. на этих срезах алгоритм не обучался.

Для оценки качества выделения разломов используется метрика DICE-коэффициент, показывающая точность сопоставления результатов предсказания нейросети и исходной разметки, чем больше ячеек совпадает, тем ближе к единице значение метрики.

В среднем по кубу модифицированная метрика DICE, позволяющая учитывать разрешающую способность сеймики, показала результат 0,66 без поправки на граничные шумовые предсказания. Без дообучения качество составило 0,43.

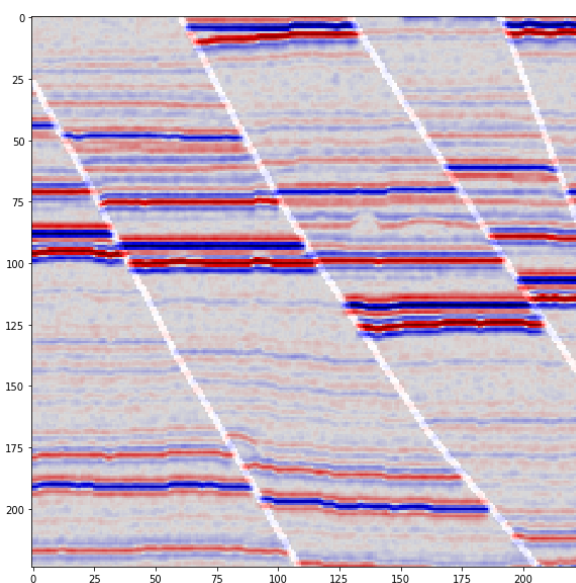


Рис. 1. Пример сгенерированного куба амплитуд с нанесенными разломами

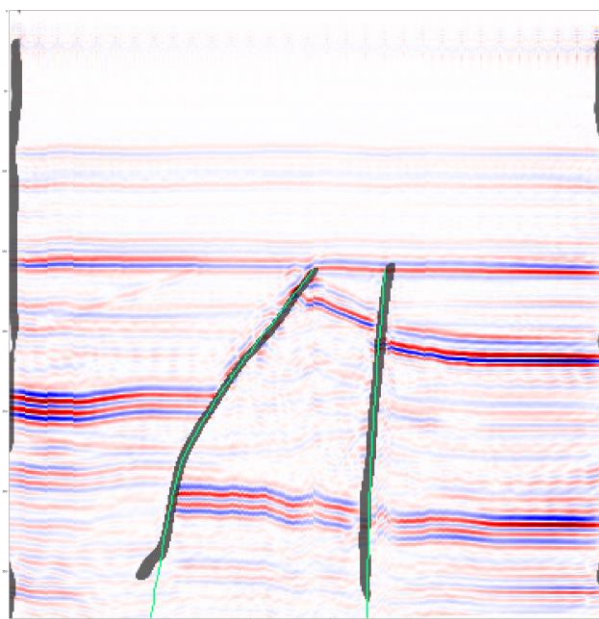


Рис. 2. Пример сегментации разломов на срезе сейсмического куба

Выводы. Описанный подход к выделению тектонических нарушений с помощью нейронных сетей можно применять к задачам интерпретации, которые можно свести к задачам сегментации, к примеру выделение геологических объектов, корреляция отражающих горизонтов и др. Полученные ответы нейронной сети – массив с вероятностями наличия объектов – можно перевести в удобные для специалиста форматы (например, плоскости, стики, карты и т. п.).

Разработанный генератор синтетических сейсмических данных позволяет также обучать нейронные сети GAN, что поможет решать ряд задач, связанных с восстановлением и улучшением данных, а также задачи инверсии и реконструкции.

Применение нейронных сетей ускорит выполнение множества операций, что позволит специалисту максимально эффективно распределять временные и интеллектуальные ресурсы.

Список источников

1. Extracting horizon surfaces from 3D seismic data using deep learning / Tschannen V., Delescluse M., Ettrich N. and Keuper J. // eprint DOI:10.1190/geo2019-0569.1 – 2022.
2. Deep convolutional neural network for automatic fault recognition from 3D seismic datasets / An Y., Guo J., Ye Q., et al. // eprint DOI:10.1016/j.cageo.2021.104776 – 2021.
3. Wang W., Yang F. and Ma J. Automatic salt detection with machine learning // 80th EAGE Conference and Exhibition 2018, Volume 2018, p. 1–5.
4. Wu X. FaultSeg3D: Using synthetic data sets to train an end-to-end convolutional neural network for 3D seismic fault segmentation.
5. Z.Wang and G. AlRegib, Fault detection in seismic datasets using Hough transform, in Proc. 2014 IEEE Int. Conf. Acoust., Speech, Signal Process., 2014, pp. 2372–2376.
6. Deep learning-based automatic horizon identification from seismic data / Gupta H., Pradhan S., Gogia R., Srirangarajan S. // eprint DOI:10.2118/196087-MS – 2019.
7. Ольнева Т. В., Овечкина В. Ю. Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ как методический подход к интерпретации сейсмических данных. «Геофизика», 2018.

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДИК СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ В ПО GEOTERIC ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Е. Е. Шилов¹, М. С. Тяжевкина^{2}*
Научный руководитель: В. Д. Уржумов³

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

³ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

В GeoTeric процесс спектральной декомпозиции и цветового суммирования (смешивания) предполагает разложение частотного спектра на отдельные компоненты и визуализации результирующих кубов, отфильтрованных в частотной области при помощи аддитивной цветовой модели RGB (Red, Green, Blue – красный, зелёный, синий) (рис. 1).

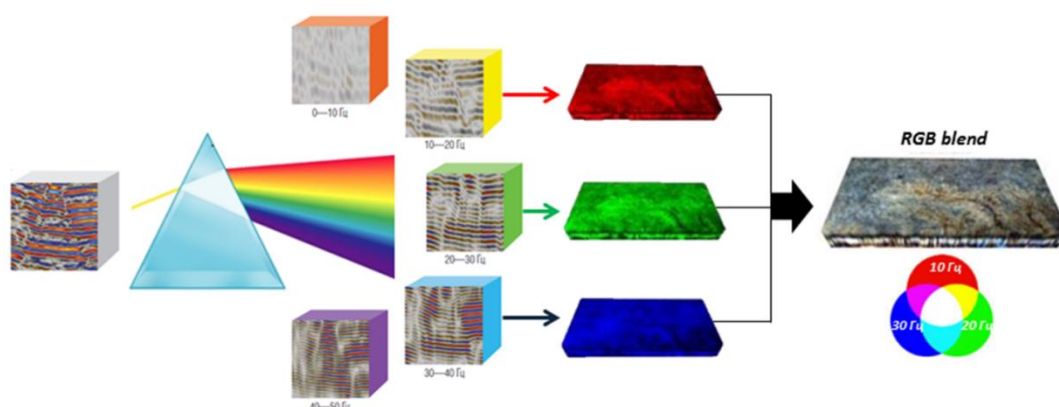


Рис. 1. Схематическое представление технологии спектральной декомпозиции и RGB-смешивания

В программном продукте задействовано три основных метода разложения спектра на частотные составляющие: Constant Bandwidth (постоянный диапазон), Exponential Constant Q, Uniform Constant Q. Все эти методы относятся к стандартным, основанным на непрерывном преобразовании Габора. Основная причина использования трех методов спектральной декомпозиции состоит в их разрешающей способности. [1]

Процесс стандартной спектральной декомпозиции и цветового суммирования начинается с выбора сейсмического куба и интервала для которого алгоритм рассчитывает частотный спектр используя стандартный размер окна.

В работе использован куб после глубинной миграции. Срезы декомпозиции будут рассчитаны на уровне предвендской эрозионной поверхности.

На следующем этапе необходимо рассчитать спектр, который будет использован для декомпозиции (рис. 2).

Метод Constant Bandwidth позволяет хорошо локализовать отдельные элементы строения объекта исследования на разных частотах. Этот метод используется для опре-

деления различных геологических объектов на основе их объемных свойств. Равная мощность в каждой полосе, масштаб постоянен, а частотная модуляция варьируется, поэтому полоса пропускания фильтров постоянна и не зависит от центральных частот. Отправной точкой для создания первичной цветовой суммы может служить доминирующая частота и ближайшие диапазоны.

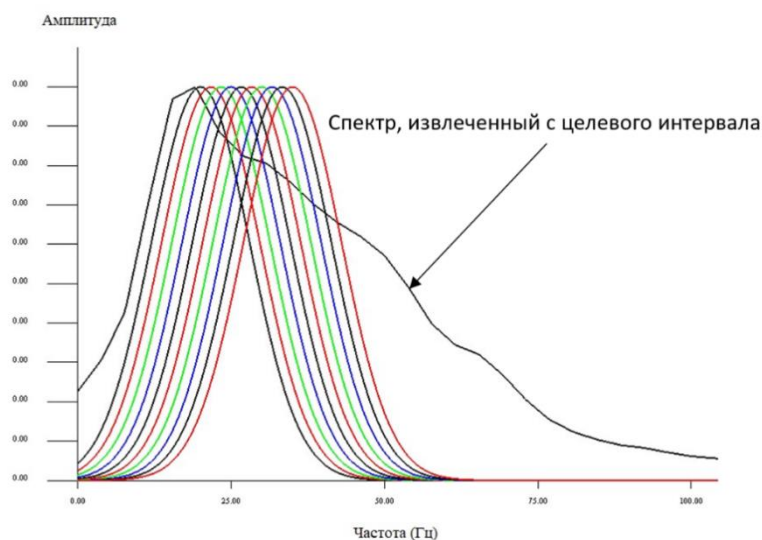


Рис. 2. Спектр, извлеченный с целевого интервала

При построении методом Constant Bandwidth спектр частот был выбран с 20 до 35 Гц. Для RGB-смешивания выбраны частоты 20, 26, 33 Гц, так как они содержат максимальную энергию. В результате получили детальную спектральную декомпозицию. На всем участке хорошо выделяются глинистые пропластки в виде ярких пятен (рис. 3).

Метод Exponential Constant Q заключается в выделении геологических тел на основе масштаба. Частоты модуляции постоянны, центральные частоты увеличиваются экспоненциально, а масштаб варьируется – соотношение между шириной полосы частот и центральной частотой постоянно.

Опираясь на извлеченный спектр и на результат построения предыдущим методом, расширили спектр в пользу низких частот для того, чтобы более детально увидеть глинистые толщи и другие геологические тела.

Для построения этим методом был выбран спектр от 15 до 35 Гц. Для RGB-смешивания выбраны частоты 16, 20, 27 Гц (рис. 4).

Метод Uniform Constant Q основан на масштабе. Метод аналогичен методу экспоненциальной константы, но центральные частоты увеличиваются на равномерную величину. При построении был использован диапазон частот от 15 до 35 Гц. Для RGB-смешивания выбраны частоты, наиболее близкие к значениям предыдущего метода, для детального сравнения: 17, 23, 28 Гц (рис. 5).

В качестве примера применения спектральной декомпозиции для интерпретации данных сейсморазведки можно использовать построение прогнозной геологической карты. В результате построений спектральной декомпозиции было получено изображение выклиниваний рифейских толщ на предвендскую эрозионную поверхность, позволяющее закартировать границы толщ, геометрию глинистых пропластков, проанализировать тектонические нарушения (рис. 6).

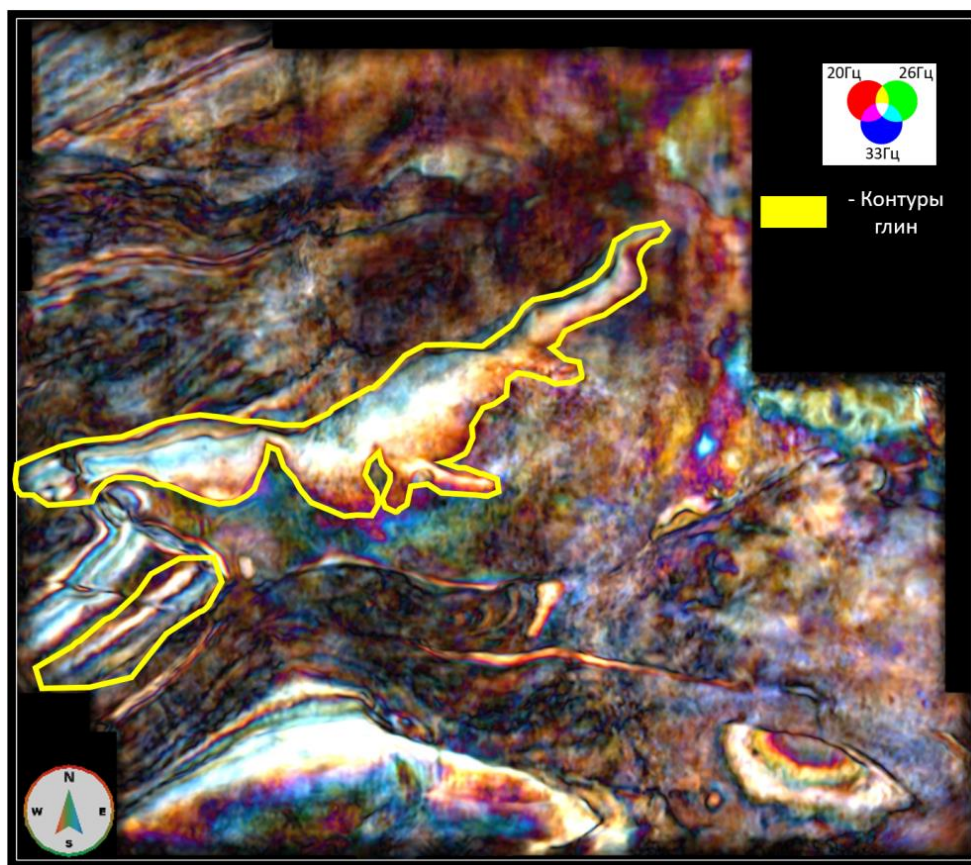


Рис. 3. Результат применения метода Constant Bandwidth

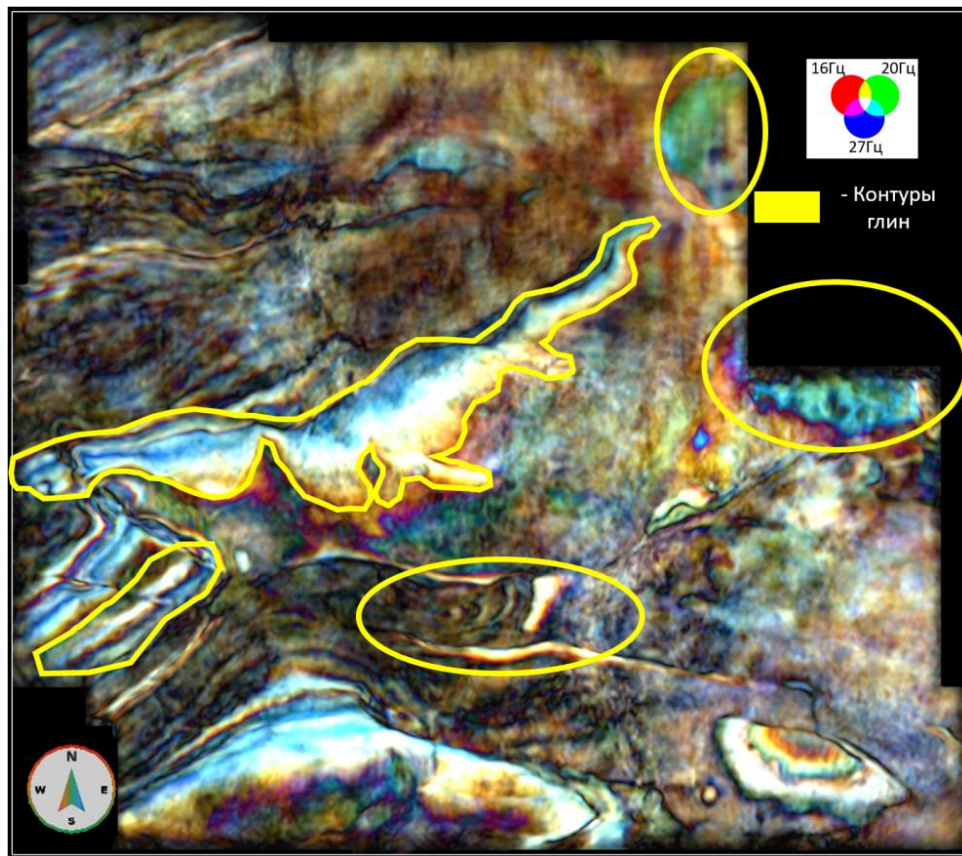


Рис. 4. Результат применения метода Exponential Constant Q

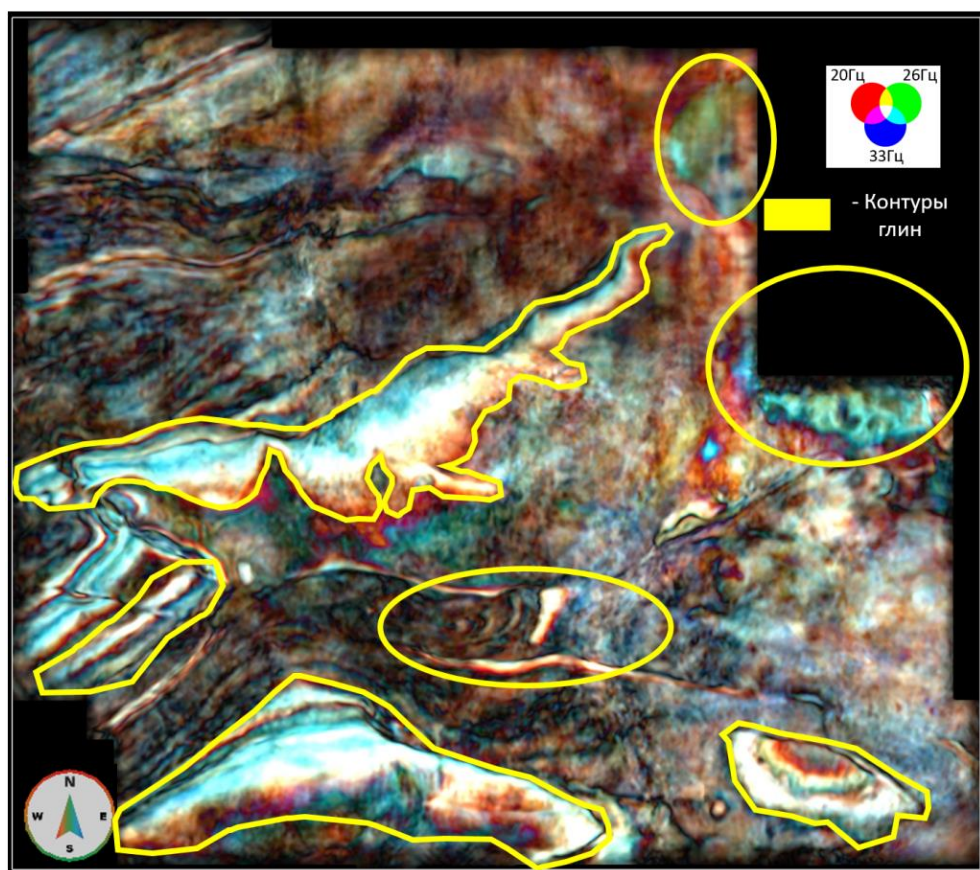


Рис. 5. Результат применения метода

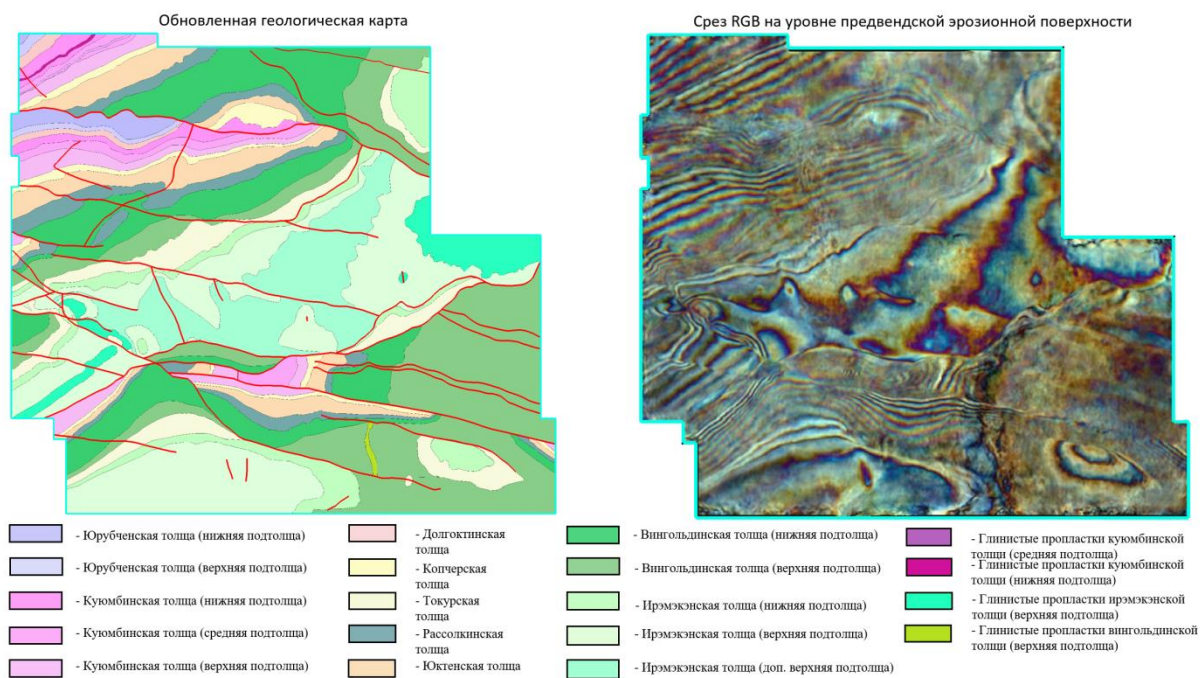


Рис. 6. Прогнозная геологическая карта предвденской эрозионной поверхности

Выводы. Методы построения спектральной декомпозиции в ПО GeoTeric позволяют решить несколько задач интерпретации данных сейморазведки: выделение геологических тел, глинистых пропластков, тектонических нарушений. Подобранные частоты, каждый из методов дает в большей или меньшей степени необходимую интерпретатору информацию о геологическом строении. Стоит отметить, что, в связи с особенностями строения исследуемого участка, не существует определенной методики подбора метода и частот.

Список источников

1. Спектральная декомпозиция и цветовое суммирование // GeoTeric : официальный сайт. – 2021. – URL: www.GeoTeric.com.
2. Буторин А. В. Изучение детального строения Ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля : дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Буторин Александр Васильевич ; Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского. – СПб., 2016. – 141 с.

Секция 5

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА ПРИТОКА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Ю. Э. Аксёнова¹, С. А. Кобылинский^{2}
Научные руководители: Т. И. Морозов³, В. В. Капустин⁴*

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск
^{3, 4}ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск

Объектом исследования является Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное на юге Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции (ЮТЗ) [2].

Карбонатные коллекторы по своему многокомпонентному литологическому составу и сложной трехкомпонентной структуре пустотного пространства относятся к каверно-трещинным коллекторам сложного типа [2].

Разработка Куюмбинского НГКМ осуществляется бурением горизонтальных стволов, что является оптимальным для вскрытия низкопроницаемого каверно-трещинного коллектора. Увеличение объема горизонтального бурения и усложнение систем заканчивания горизонтальных стволов приводят к повышению спроса на новые методы ремонта и исследования скважин во время эксплуатации.

В настоящее время при эксплуатации горизонтальных скважин существует проблема прорывов газа из газовых шапок и воды по системе субвертикальных трещин. Неконтролируемые прорывы воды субвертикальным трещинам коллектора приводят к опережающему росту обводненности. В результате чего происходит снижение дебита нефти и конденсата.

Действующий фонд Куюмбинского месторождения более чем на 90 % механизированный. Тенденция к увеличению механизированного фонда скважин связана с быстрым прекращением фонтанирования скважин. Задачи, стоящие перед промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ) в действующих горизонтальных скважинах, включают в себя оценку качества освоения интервалов горизонтальной скважины, выделение работающих интервалов, оценку поинтервальных дебитов и состава притока, выделение интервалов прорыва воды и газа. Поэтому для получения полноценной картины работы горизонтальной скважины требуются не разовые исследования, а серии исследований на протяжении всей жизни скважины. То есть необходимо говорить о системе постоянного мониторинга для возможности оценки эффективности работы горизонтальных скважин и регулирования притока.

Для решения проблем с прорывами воды предлагаются технология регулирования притока с использованием многопортовых компоновок ГРП, для исследования и постоянного контроля притока горизонтальных скважин – диффузионная маркерная диагностика.

Решением проблемы прорывов воды и газа является спуск хвостовика с возможностью регулирования притока в каждой секции. В горизонтальный ствол скважины спускается компоновка для заканчивания, состоящая из хвостовика, включающего

в себя от 5 портов и 10 разбухающих пакеров. Хвостовик позволяет разобщить длину ГС на необходимое количество интервалов и работать селективно со стволом скважины. Данная компоновка позволяет перекрывать высокообводнённые интервалы и продлить безводный период работы скважины [3, 4].

В качестве альтернативы ПГИ для длительного мониторинга работы горизонтальных скважин предлагается к использованию технология стационарных интеллектуальных химических индикаторов притока, использующая маркеры диффузионного типа. Маркерные системы состоят из индивидуальных селективных химических анализаторов, ориентированных на различный тип флюида и устанавливаются в полимерный материал в форме стержней на фильтр-кожухи-носители, которые размещаются в компоновке МГРП поверх труб хвостовика в необходимых интервалах [5].

По результатам интерпретации данных ГИС открытого ствола при бурении определяются места установки пакеров, муфт ГРП, а также интервалы установки интеллектуальных маркеров. На каждый интервал исследования устанавливается патрубок с уникальным набором анализаторов.

При контакте с целевым флюидом (водой, нефтью или газом) анализаторы выделяются из систем и выносятся потоком пластового флюида на поверхность в точку отбора проб. При этом скорость выделения анализаторов из несущих стержней постоянна и не зависит от дебита трассируемого интервала. Далее на устье производится отбор проб. Взятые пробы нефти и воды отправляются в физико-химическую лабораторию, где проводится хроматографический анализ на содержание анализаторов. По результатам анализа проб производится интерпретация полученных результатов и составляется отчет по работе данной горизонтальной скважины [1, 5].

Преобладание в пробах определенного типа анализаторов позволяет сделать вывод об интервалах его поступления, а значит определить с какого участка горизонтального ствола скважины происходит основной приток воды или газа. Так, проведя качественный анализ, уже можно производить работы по отключению таких интервалов посредством закрытия муфт ГРП.

Таким образом, для выявления интервалов водопритока использование маркерных систем является альтернативой традиционным ПГИ. Точность определения интервалов прорыва и длительный срок эксплуатации являются основными преимуществами данной технологии. Длительность эксплуатации приводит к сокращению времени и затрат на ПГИ. Применение маркерных систем в компоновке МГРП при заканчивании горизонтальных скважин Куюмбинского месторождения позволит сократить расходы на повторные ремонтно-изоляционные работы на базовом фонде скважин, а также вести непрерывный мониторинг работы фонда на всем периоде эксплуатации ГС и продлить безводный режим работы. Чистый дисконтированный доход предлагаемой системы заканчивания составляет 586 млн руб.

Список источников

1. Береснев В. В., Арбузов А. А. и др. Цифровые системы внутрискважинного мониторинга давления и температуры без глубинной электроники для газовых скважин // Газовая промышленность. – 2020. – № 7. – С. 31–34.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз») от 11.12.2019 № 7788. – 2019.
3. Земляной А. А. Совершенствование методов изоляции водопритоков в скважинах с горизонтальным окончанием : дис. ... канд. техн. наук – Уфа, 2016. – С. 67–100.

4. Петров Д. Е., Петрова В. А. Система отсеечения высокообводненных интервалов в горизонтальных скважинах // Естественнаучный журнал «Точная наука». – 2021. – № 110. – С. 15–18.

5. Штунь С. Ю., Саньков А. А. Технология мониторинга интервалов прорыва газа и воды с помощью хромато-десорбционных систем: результаты проведения ОПР на месторождении им. Ю. Корчагина // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4. – С. 58–63.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

А. А. Быкова^{1}*

Научный руководитель: М. С. Королёв²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

Введение. Разработка залежей нефти, газа и конденсата, сложенных карбонатными коллекторами, имеет важное стратегическое значение в мировой экономике и экономике России. Запасы УВС, приуроченные к карбонатным коллекторам, составляют более 30 % от всех разведанных запасов в мире и более 50 % в России. На сегодняшний день более 15 % нефти добывается из карбонатных коллекторов, и эта доля постоянно увеличивается. Значительные запасы нефти месторождений сосредоточены в сложнопостроенных, низкопродуктивных залежах. Поскольку объемы добычи нефти из терригенных коллекторов невозможно поддерживать на одном и том же уровне постоянно, в скором времени прогнозируется снижение уровней добычи нефти из терригенных коллекторов, поэтому необходимо стремиться к расширению ресурсной базы, в т. ч. за счет освоения и повышения конечных значений нефтеотдачи из карбонатных коллекторов [1].

Основная часть. При разработке карбонатных коллекторов особую роль играет система трещин, которая выполняет роль проводника пластового флюида. В случае непроницаемой матрицы все запасы сосредоточены в каверно-трещинном пространстве ГП. В связи с чем необходимо максимально точно определять локализацию.

Стандартный комплекс ГИС не дает представления о нахождении системы трещин, в сложнопостроенном карбонатном коллекторе, а лишь позволяет определить литологию по стволу горизонтальной скважины, выделить интервалы коллектора, оценить глинистость, тип насыщения, водонасыщенность.

Для решения задачи определения перспективных зон трещиноватости и оценки динамических параметров трещин их направления и ориентации предлагается использование специальных методов ГИС:

- сейсмоакустическое зондирование;
- акустический имиджер;
- широкополосный акустический каротаж (акш).

Однако на этом работа по определению интервалов под ГРП не исчерпывается данными методами, для эффективного выделения зоны притока целевого флюида необходимо использовать данные ГТИ.

1. Используя данные интервалов поглощения, при строительстве скважин рассчитываем для каждого интервала $K_{\text{прием}}$, в каждом выявленном случае.

2. Далее по окончании проводки горизонтально ствола считаем общий $K_{\text{прием}}$.

3. При запуске скважины определяется $K_{\text{прод}}$.

4. Высчитывается соотношение $K_{\text{прием}} / K_{\text{прод}}$.

5. Возвращаясь к пункту 1, рассчитываем коэффициент продуктивности для каждого интервала поглощения.

6. Далее полученные результаты необходимо сопоставить с проведенными ГИС.

7. После выбора интервалов необходимо произвести расчеты ожидаемого дебита, в основу которых ляжет фактическое изменение продуктивности в зависимости от линейных размеров техногенных трещин от ГРП, полученное на скважинах после проведения мероприятий [2].

Для принятия решения о транслировании ГРП на более поздних стадиях разработки месторождения, предлагается проведение мероприятий на выработанной части залежи по следующим критериям:

- наличие остаточных извлекаемых запасов;
- режим работы скважины-кандидата отличается от окружения;
- снижение коэффициента продуктивности;
- относительно низкие значения обводненности.

Для выявления устойчивых зависимостей успешности операций от геологических условий, снятия неопределенностей, принятия решения о проведении ГРП как метода повышения нефтеотдачи в условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора предлагается выделение перспективного участка, для проведения полноценной программы ОНР.

При выборе скважин-кандидатов на ГРП необходимо учесть следующие критерии отбора:

- 1) наличие остаточных извлекаемых запасов на скважину.
- 2) снижение продуктивности скважины;
- 3) относительно низкие значения обводненности;
- 4) дебит скважины по нефти не более 30 т/сут.;
- 5) удаленность от крупных тектонических нарушений;
- 6) преимущественное направление ствола скважины перпендикулярно основному направлению трещин;
- 7) наличие ГИС, ПГИ, удовлетворительное техническое состояние скважины.

После определения зоны ОНР, скважин-кандидатов и интервалов проведения ГРП необходимо выполнить дизайн ГРП. В ГДМ осуществляется расчет дополнительной добычи нефти от ГРП [3].

Список источников

1. Повышение нефтеотдачи карбонатных коллекторов / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов, Р. С. Ямаев, Л. А. Галактионова // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 6. – С. 18-22.
2. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2015. – 448 с.
3. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М. : Нефть и газ, 2008. – 296 с.

ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ МЕТАНА ИЗ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

Р. В. Волчек^{1}*

Научный руководитель: Н. Г. Квеско²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Россия является одним из крупнейших обладателей мировых запасов природных полезных ископаемых. На ее территории находятся огромные запасы нефти, газа, угля, железной руды, золота, алмазов и других ценных ресурсов. Природные богатства являются основой экономического развития России и играют важную роль в мировой экономике. Нефть и газ составляют значительную часть экспортного дохода страны и являются основными источниками доходов государственного бюджета. Однако спрос на нефть постепенно снижается, а спрос на природный газ – растет, что создаст благоприятные условия для развития нетрадиционных источников энергии, которые могут стать перспективными для энергетики и не только.

К нетрадиционным природным ресурсам относятся кристаллические соединения – газовые гидраты, состоящие из различных газов, включая метан [4; с. 38]. Гидраты природных газов, также известные как клатраты, представляют собой нестехиометрические соединения, которые содержат молекулы воды в кристаллической решетке, с различными молекулами газов, заполняющих полости. Клатраты образуются при определенных термобарических условиях. В 1 м³ газогидратов может содержаться около 160 м³ метана, а также около 0,87 м³ талой структурированной воды [1; с. 90].

Россия является державой, имеющей в своем распоряжении значительную часть мировых запасов газогидратных залежей. Они расположены как на суше, так и в Арктической и Тихоокеанской зонах [3; с. 139].

Одним из ужасающих последствий, вызванных газовыми гидратами, являются пожары. Глобальное потепление вызывает таяние льда и активное выделение газов из клатратов, что приводит к его возгоранию и образованию воронок и кратеров на поверхности земли. В 2019 г. в Якутии произошло несколько крупных пожаров, вызванных газовыми гидратами, суммарная площадь которых составила более 30 тыс. га, а его тушение заняло более двух месяцев. Такие пожары угрожают окружающей среде и здоровью людей и могут привести к выбросу углекислого газа и метана в атмосферу, усиливая парниковый эффект. Для предотвращения пожаров необходим мониторинг и сохранение газогидратных залежей, а также безопасная их добыча.

В США, Канаде, Японии, Индии, Китае и Европейском союзе в настоящее время газовые гидраты находятся в центре внимания многих исследователей и вызывают большой интерес у научного сообщества, так как клатраты могут стать перспективным источником энергии в будущем. В России изучение клатратов началось еще в 1969 г., однако было приостановлено в связи с развитием добычи природного газа.

Извлечение метана из газогидратных залежей является технологической проблемой из-за их твердого состояния. Поэтому используются методы диссоциации, позволяющие освободить газ из гидратных структур [2; с. 10].

Технология добычи газогидратных месторождений, известная как депрессионный метод (рис. 1, а), наилучшим образом применяется, когда газогидратная залежь

расположена рядом со свободным газом. Метод является автоматическим и дешевым, но недостатком является возможность образования ледяной пробки в устье скважины.

Технология тепловой обработки путем впрыскивания теплоносителя (рис. 1, б), главным образом воды, широко используется. Для повышения эффективности технологии нужно подводить нагретую воду по замкнутому циклу. Но этот метод работает только для гидратных пластов небольшой мощности. Метод был испытан на месторождении Маллик в Канаде. Была закачана нагретая вода в скважину глубиной 1 100 м, в результате было добыто 470 м³ метана.

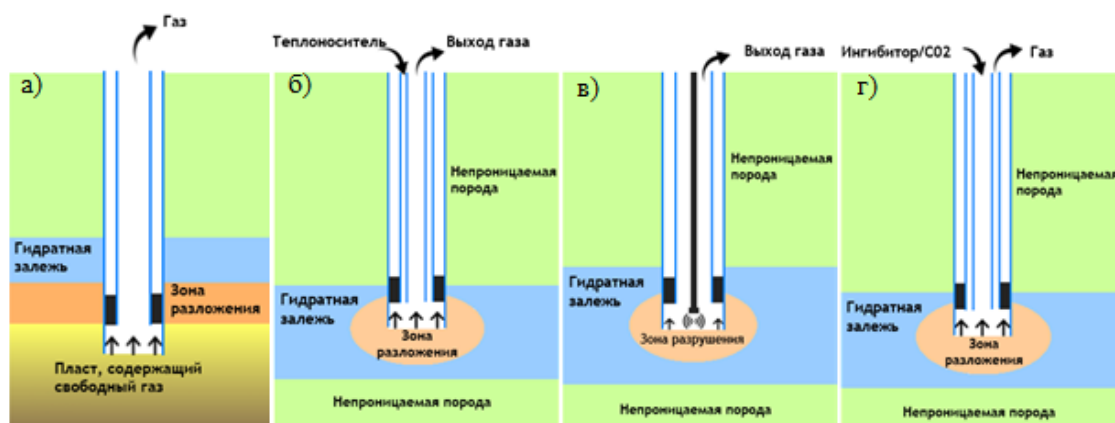


Рис. 1. Методы добычи клатратов: а – депрессионный; б – тепловой; в – ультразвуковой; г – ингибиторный

Метод ультразвуковых волн (рис. 1, в) способен разрушать связи между молекулами воды и метана в клатратах. Генераторы создают ультразвуковые волны, что позволяет достичь этой цели с низкой затратой энергии без использования химических реагентов. Однако недостатком данного метода является возможность повреждения оборудования.

Для создания потока метана из залежей газовых гидратов используются ингибиторы (рис. 1, г). Этот метод основан на введении под давлением химических растворов. Преимущество этого метода заключается в возможности контроля объемов извлекаемого газа и предотвращения образования техногенных гидратов в скважинном оборудовании. Однако стоимость метода высока, а скорость взаимодействия ингибиторов с клатратами является слишком медленной. Кроме того, применение ингибиторов представляет экологическую опасность.

Метод инъекции углекислого газа в пласт оказался эффективным для извлечения метана из залежей клатратов на Северном склоне Аляски. Компании ConocoPhillips и JOGMEC провели успешные испытания в 2005 и 2013 гг., результатом которых стало непрерывное извлечение метана.

Преимущества: безопасный метод добычи метана из газовых гидратов, так как углекислый газ не загрязняет окружающую среду; можно использовать в качестве технологии хранения углекислого газа, который является одним из главных газов, вызывающих парниковый эффект. Недостатком данного метода является то, что процесс строительства сложен и требуется источник газа CO₂.

Для разработки аквальных залежей учеными был предложен новый метод. Добыча газового гидрата в твердом псевдооживленном слое происходит с помощью гидравлического дробления [5; с. 238]. Метод экологичен и позволяет контролировать объем газа, но требует высоких затрат и не подходит для залежей на дне моря.

Также русским ученым была разработана современная установка по добыче аквальных клатратов. Установка для добычи газогидратов включает плавучую платформу, два колокола, насос и емкость для газа. Преимущества: возможность добычи гидратов на дне моря и высокая эффективность. Недостатки: невозможность разработки залежей без выхода на морское дно.

Таким образом, газогидраты являются важнейшим природным ресурсом, но существующие методы добычи имеют недостатки. Поэтому необходимо разработать новый способ добычи, позволяющий добывать газогидраты в твердом состоянии.

Список источников

1. Воробьев А. Е., Янковский А. В., Голубченко М. В. Обзор мировой технологии добычи газа из газовых гидратов // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-mirovoy-tehnologii-dobychi-gaza-iz-gazovyh-gidratov>.

2. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки // Дирекция по стратегическим исследованиям в энергетике. – 2013. – URL: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/1437.pdf>.

3. Мамаева А. В., Крупнов Е. В. Прогноз скопления газовых гидратов в мезозойских отложениях центральной Якутии по данным электромагнитных зондирований // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – № 2. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognoz-skopleniya-gazovyh-gidratov-v-mezozoyskih-otlozheniyah-tsentralnoy-yakutii-po-dannym-elektromagnitnyh-zondirovaniy>.

4. Пичугин З. А., Гулый Н. И. Газогидраты: условия залегания, технологии обнаружения и добычи [Электронный ресурс] // Инновационная наука. – 2017. – № 5. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gazogidraty-usloviya-zaleganiya-tehnologii-obnaruzheniya-i-dobychi>.

5. Сунь Х., Хуан Ц., Воробьев К. А. Сравнение инновационных технологий добычи газовых гидратов в Китае и Японии // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. – 2022. – Т. 23. – № 3. – С. 232–245. – URL: <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2022-23-3-232-245>.

6. Федосеев С. М. Газовые гидраты криолитозоны // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2006. – № 1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gazovye-gidraty-kriolitozony>.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОСЕТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д. С. Готфрид¹, Р. М. Мустафаев^{2}
Научный руководитель: А. К. Битнер³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

В последнее время мы все чаще сталкиваемся с новостями о нейросетях. Нейросети способны отвечать на поставленный вопрос не только шаблонными текстами, но и создавать диалог с человеком, они способны создавать произведения искусства и решать проблемы человечества. С учетом тенденции развития искусственного интеллекта (далее – ИИ) и внедрения нейросетей в жизнь людей, тяжело отрицать то, что нейросети скоро станут частью нефтегазовой отрасли. В данной статье мы бы хотели показать, как уже на раннем этапе используются нейросети и как они могут быть использованы в перспективе.

Одной из первых компаний, которая начала использовать нейросеть в решении задач, является «Татнефть». В компании научились напрямую подключаться к информационным базам и выгружать все данные в нейросети. Например, показатели добычи, текущие запасы на участках объекта разработки, интервалы перфорации в скважинах, пористость, нефтенасыщенность и т. д.

Дополнительно были созданы библиотеки программ, которые позволяют эту информацию последовательно преобразовывать в читаемый код для ИИ. В отличие от существующих методов подбора геолого-технологических мероприятий на рассматриваемом объекте разработки, ИИ считает и выдает скважины-кандидаты для проведения ГТМ. Благодаря этому прогнозируется сокращение трудозатрат этапа подбора ГТМ на 80 %, а в целом по проектам комплексного плана развития актива – на 10 %.

Основой искусственного интеллекта являются самообучаемые искусственные нейронные сети [3]. С начала 2000-х гг. одним из направлений модернизации в нефтегазовой промышленности является внедрение искусственных нейронных сетей в процессы интеллектуализации месторождений [4].

Также нейросеть используется для борьбы с предотвращением аварий на нефтетрубопроводах из-за коррозионных процессов. В свою очередь, в области трубопроводного транспорта применение нейросетевых моделей также представлено широким кругом решаемых задач:

- моделирование гидродинамических процессов;
- прогнозирование эффективности применения против турбулентной присадки в нефтепроводах;
- прогнозирование поврежденности магистральных газопроводов дефектами коррозионного растрескивания под напряжением.

В период с 2016 по 2020 г. нейросетевые технологии управления добычей апробированы на Ватъеганском месторождении, где участком опытно-промышленных работ (ОПР) определен объект ЮВ11 [1]. Для участка ОПР сопровождался формированием массива данных для обоснования модели ограничений и построения прокси-модели. Построение состоит из нескольких этапов и модулей. Этапы – оценка, выбор и прогнозная аналитика.

Этап оценки включает модули: статистика, взаимовлияние и адаптация. Источником исходной информации являются первичные замеры дебита жидкости, обводненности и приемистости, отраженные в «шахматках». Для того чтобы исключить влияние человека на конечный результат и формализовать процесс подготовки данных для последующего обучения нейронной сети, разработаны и автоматизированы в модуле «Статистика» прокси-модели методик и алгоритмов верификации промысловых измерений (рис. 1). Результатом верификации первичных измерений является обработанная динамика дебитов жидкости, обводненности и приемистости, которая используется в последующих вычислениях.



Рис. 1. Блок-схема автоматизированного процесса подготовки исходных промысловых показателей в модуле «Статистика»

На следующем шаге в модуле «Взаимовлияние» методом попарного сопоставления и регистрации событий, которые обусловлены реагированием добывающих скважин на изменение закачки воды, осуществляется кластеризация скважин в элементы заводнения.

Преобразованная динамика показателей в сформированных элементах заводнения загружается в модуль «Адаптация», где выполняется обучение нейронных сетей, которые распределены по задачам и источникам данных [2]. Результат адаптации прокси-модели – это многофункциональные связи между изменением закачки воды и дебитом нефти в элементах заводнения: из общего числа доля адаптированных элементов заводнения с активными связями составила 96 %.

Далее идет этап «Выбор», в котором на основе функциональных зависимостей, полученных для каждого элемента заводнения при адаптации прокси-модели, решается оптимизационная задача (ОЗ) в следующей постановке:

1. Максимизация целевой функции – суточная добыча нефти.
2. Ограничения в системе закачки – по объекту, участкам, кустам.
3. Ограничения по скважинам – обусловлены продуктивностью, энергетикой и оборудованием.

В результате вычислений в модуле «Потенциал» прокси-модели получено оптимальное распределение приемистостей нагнетательных скважин в заданных ограниче-

ниях, которые обеспечивают потенциал в добыче нефти в 13 %, сохраняя текущие отбор жидкости и объем закачки воды.

Последним этапом построения прокси-модели и формирования данных является этап «Прогнозная аналитика». Расчетные оптимальные нормы отборов и закачки составляют основу формирования цифрового технологического режима скважин и дорожной карты работ, составленной исходя из ранжирования элементов по потенциалу в добыче нефти. В новой парадигме стандартные геолого-технические мероприятия вписываются в технологический процесс нейросетевой оптимизации: направлены на вывод нагнетательных скважин на расчетный режим закачки и решают задачу по регулированию отборов жидкости добывающими скважинами в оптимизированных элементах заводнения.

Подводя итог, можно сказать, что использование нейросетей в нефтегазовой отрасли имеет место. Результаты использования ИИ крупными компаниями уже показывают положительный эффект при разработке и эксплуатации месторождений. Опытно-промышленные работы, сделанные ПАО «ЛУКОЙЛ», демонстрируют преимущества технологии управления заводнением в алгоритмах нейросетевой оптимизации режимов закачки воды, открывают перспективы продления жизни месторождений и создают предпосылки для новых возможностей. ОПР позволила улучшить экономику, а с другой стороны, принимать ключевые решения с учетом неопределенностей и рисков при разработке месторождений. В нынешних условиях возможности человека ограничены, а нейросеть способна не просто найти нужные 100 или 200 скважин, а отранжировать их на геолого-гидродинамических моделях по степени вероятного успеха реализации ГТМ.

Список источников

1. Бриллиант Л. С., Дулкарнаев М. Р., Данько М. Ю. и др. Управление добычей нефти на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на участке опытно-промышленных работ пласта ЮВ1 Ватъеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» [Электронный ресурс] // Георесурсы. – 2022. – № 24(1) – С. 3–15. – URL: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.1>.

2. Хасанов И. И., Хасанова З. Р., Шакиров Р. А. и др. Обзор применения нейросетей в области добычи и транспорта нефти и газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 3-4. – С. 11–15.

ОПТИМИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МОДУЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 35/6 КВ НА ШАССИ

А. С. Ермолаева^{1}*

Научный руководитель: А. В. Трусов²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

ЮТМ АО «Востсибнефтегаз» находится на значительном удалении от электрических сетей 110–220 кВ (ближайший внешний центр питания ПС 220/110 кВ «Тайга» (ПАО «ФКС ЕЭС»)) находится на расстоянии 180 км от месторождения) и является технологически изолированной энергетической системой.

Источником электрической энергии и мощности в нормальном режиме являются электростанции собственных нужд: ЭСН-1 (48 МВт), ЭСН-2 (36 МВт). Распределение электроэнергии осуществляется через ПС 6/35 кВ УПН-1 и ПС 35/6 кВ УПН-2 на уровне 6 и 35 кВ. Питание объектов обеспечивается по I и III категории надежности. ЭСН-1 и ЭСН-2 связаны между собой двухцепной ВЛ-35 кВ. Для электроснабжения объектов на Юрубчено-Тохомском месторождении в качестве распределительных понижающих подстанций используются подстанции 35/6 кВ [2].

В качестве альтернативы традиционным строительным решениям предлагается применение модульных подстанций 35/6 кВ полной заводской готовности на шасси, которые устанавливаются на подготовленную площадку с основанием из дорожных плит.

МПС 35/6 кВ должна представлять собой три модуля (полуприцепа): полуприцеп 1: силовой трансформатор, ЗРУ-35кВ; полуприцеп 2: силовой трансформатор, ЗРУ-35кВ; полуприцеп 3: ЗРУ-6кВ с шестью ячейками отходящих линий.

Основной состав оборудования МПС: закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 35 кВ; два силовых трансформатора на отдельных полуприцепах; ЗРУ 6 кВ; трансформатор собственных нужд; оборудование релейной защит и автоматики, стабилизатор напряжения, система оперативного постоянного тока, автоматизированная система управления технологическим процессом с выходом на верхний уровень, систем охранного и технологического видеонаблюдения; приборы освещения, обогрева и вентиляции; оборудование систем охранной и пожарной сигнализации; маслоприемник; молниеотвод.

В табл. 1 приведен сравнительный анализ строительных конструкций объектов стационарной и мобильной ПС 35/6 кВ [3].

Конструкция модульной мобильной двухтрансформаторной подстанций 35/6 кВ полной заводской готовности на шасси, которые устанавливаются на подготовленную площадку с основанием из дорожных плит, представлена на рис. 1.

Габаритные размеры одного модуля МПС в транспортном состоянии не более, длина/ширина/высота: 16900/3500/4400 мм. Масса одного модуля (полуприцепа) МПС в транспортном состоянии не более 50 000 кг. Время приведения из транспортного положения в рабочее не более 10 календарных дней.

Таблица 1

Строительные конструкции объектов в стационарном и мобильном исполнении

Параметр	ПС 35/6 кВ	МПС 35/6 кВ
Инженерная подготовка	Вертикальная планировка площадок + благоустройство	Минимальные требования
Фундамент	Стальные сваи	Не требуется
Маслоприемник	Подземная емкость	Наземная емкость
Заземление	+	+
Молниесвод	+	+
Эстакады	+	—
Ограждение	+	—
Налог	+	—

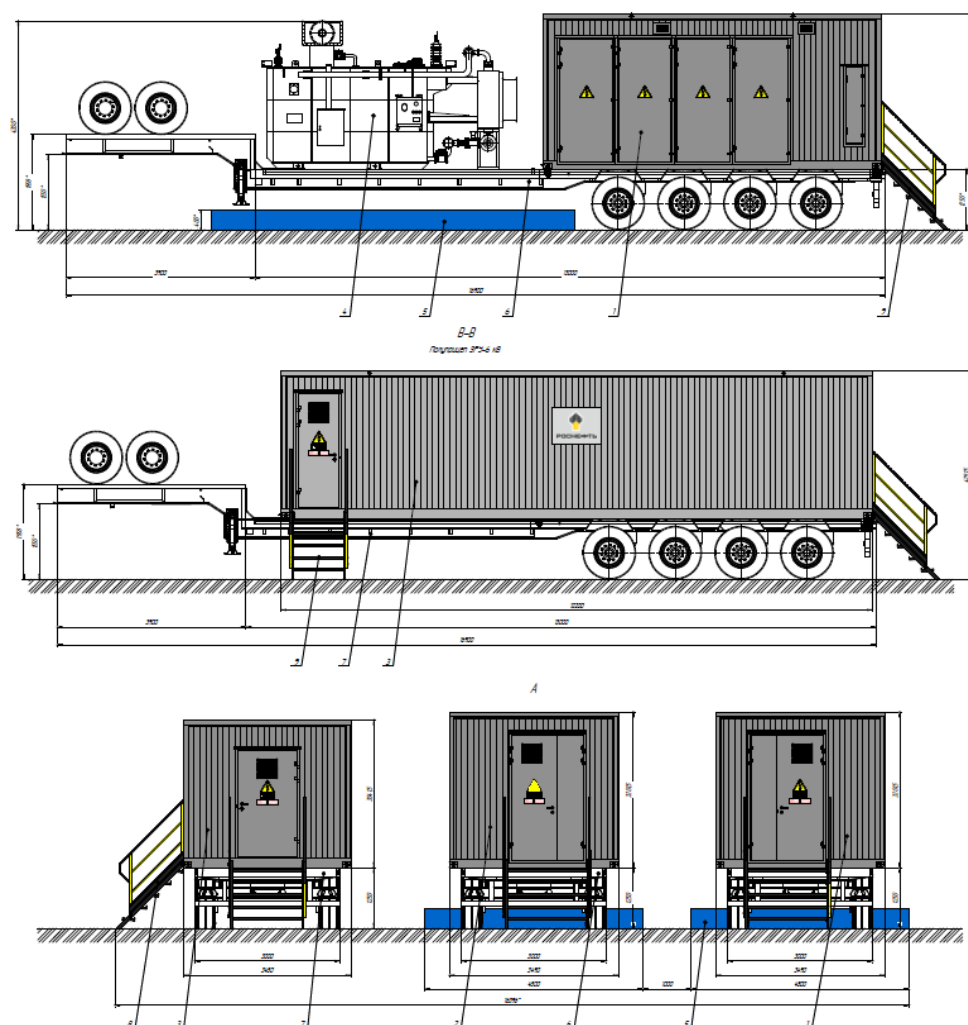


Рис. 1. Конструкция МПС 35/6 кВ

Применение МПС 35/6 кВ позволяет исключить строительные работы, связанные с вертикальной планировкой и благоустройством, СМР свайных фундаментов и ростверков, стационарных ограждений. Оптимизация сроков строительства и реализации ПС 35/6 кВ составляет до 300 дней (рис. 2) [4].

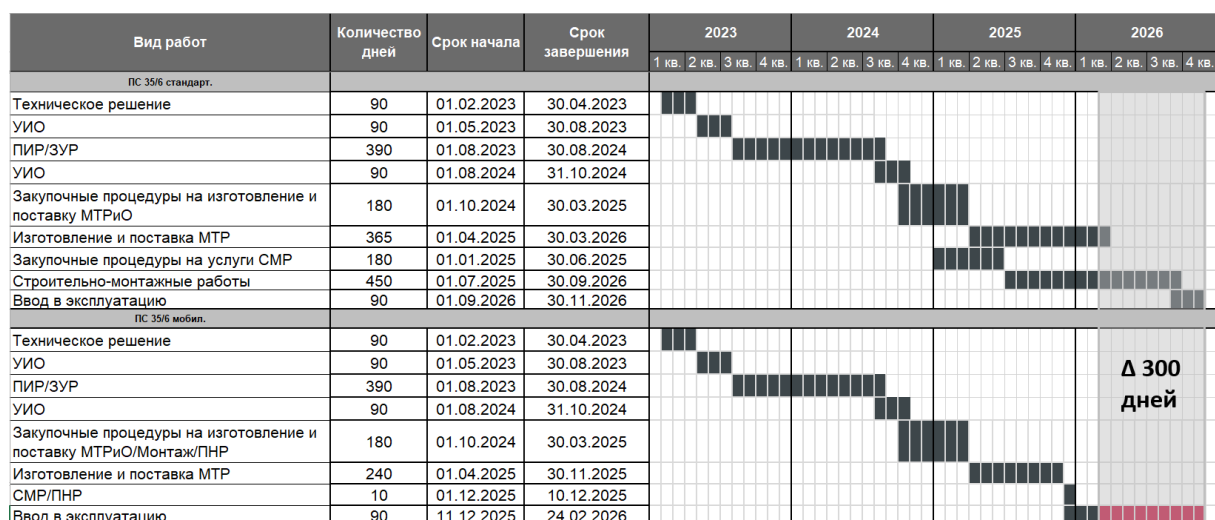


Рис. 2. Сравнение сроков реализации объектов подстанции в стационарном и мобильном исполнении

В табл. 2 приведен экономический анализ конструкций подстанции 35/6 кВ.

Таблица 2

Экономический анализ конструкций

Показатель	ПС 35/6 кВ	МПС 35/6 кВ
Капитальные вложения (без НДС), тыс. руб.	430 281	248 917
- ПИР	5 963	3 325
- ЗУР	278	278
- МТР	51 145	2 211
- Оборудование	260 042	230 670
- СМР	90 019	5 183
- Прочее	22 835	7 251
NPV, млн. руб.	648,3	728

Сокращение капитальных затрат при применении МПС 35/6 кВ составляет 181 млн руб. по CAPEX. Улучшение эффективности проекта на 80 млн руб. по NPV [1].

Список источников

1. Комплексное обустройство первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с внешним транспортом нефти. Актуализация технико-экономических показателей проекта освоения Юрубчено-Тохомского месторождения. Этап № 1 «Актуализация технико-технологических показателей объектов инженерных сетей, схем размещения объектов строительства, подготовленных в рамках «Обоснования инвестиций в освоение ЮЗ ЮТМ». Пояснительная записка. – 2014.
2. Перспективная схема энергоснабжения «Актуализация перспективной схемы энергоснабжения АО «Востсибнефтегаз» на 2019–2028 гг.». – 2019.
3. Проектная документация. Объект обустройства Юрубченского лицензионного участка «ПС 35/6 кВ с ВЛ-35кВ» (в районе кустовой площадки №2). Раздел 6 «Проект организации строительства». – 2021.
4. ТТЭС «Компенсированные мероприятия на ЮТМ». – 2022.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЦЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ИЗ ГИДРОМИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Н. А. Колесень^{1}*

Научный руководитель: О. А. Никитин²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

Российская Федерация является одним из важнейших участников мирового энергетического рынка. Нефтегазовый сектор играет значительную роль в экономическом развитии страны, являясь одним из основных источников пополнения государственного бюджета. В последние годы экономика РФ сталкивается с новыми вызовами: санкции, дестабилизация нефтяного рынка, высокая потребность в щелочноземельных металлах и резко «вставший ребром» вопрос импортозамещения товаров, сырья и услуг [1–3].

Практика показывает, что нефтегазовый сектор обладает определенными запасом прочности и технологической базой, позволяющими преодолевать возникающие сложности. Однако уже ясно, что требуются пересмотр действующих подходов к освоению месторождений углеводородов (УВ) и поиск новых ранее незадействованных ресурсов.

По оценке Счетной палаты, Россия импортирует более трети стратегических видов минерального сырья. Например, потребности российского рынка в титане, хrome и литии за последние годы обеспечивались за счет импорта, а 70,7 % лития – за счет ввоза из Чили. Данные виды минеральных ресурсов являются стратегическими и имеют большое значение для развития целого ряда отраслей экономики: цветной и черной металлургии, химической промышленности, авиакосмической отрасли, машиностроения, военно-промышленного комплекса и др. [4]

Наша страна также обладает значительными ресурсами минерального сырья, но его промышленная добыча не производится в связи с низкой или отрицательной рентабельностью. Исследования показывают, что ряд ценных компонентов содержится в подтоварных водах месторождений УВ. В настоящее время данное ценное сырье не извлекается, а вместе с водой закачивается в систему поддержания пластового давления (ППД) [4].

В пределах нашей страны уникальные ресурсы высокоминеральных подземных вод располагаются на Сибирской платформе. Здесь зарегистрированы ураганные концентрации многих ценных компонентов (Ca, Mg, K, Cl, Br, Li, Sr и т.д.), многократно превышающие кондиционные требования для промышленного освоения подземных вод [5]. Особенно богаты ценными компонентами воды Восточной Сибири [6]. Одним из ценных компонентов, обнаруженным в Красноярском крае и Иркутской области в значительных количествах является литий (Li). Однако масштабные данные по концентрациям лития в подземных водах РФ, в т. ч. на рассматриваемых объектах, практически отсутствуют [3]. Ускоряющийся научно-технический прогресс, санкции, практи-

чески полное отсутствие добычи в стране – всё это делает литий одним из наиболее востребованных элементов на рынке.

На основании анализа свыше 300 проб по 82 скважинам на территории 16 лицензионных участков построены прогнозные карты распространения концентраций ценных элементов (лития, брома, бора, йода и стронция).

Прогноз распространения концентраций ценных элементов в попутном гидро-минеральном сырье месторождений УВ, а также оценка перспектив их извлечения позволят повысить рентабельность разработки месторождений в регионе и получить отечественное минеральное сырье. Это также позволит значительно сократить зависимость от импортных поставок.

Список источников

1. Манукян М. М. Стратегия инновационного потенциала российской нефтегазовой отрасли: проблемы и актуальные направления // Вестник самарского университета. – Самара, 2020. – С. 23–33 с.
2. Хитров А. М., Попова М. Н., Новикова О. В. Ресурсная база России и возможные маршруты транспортировки углеводородного сырья в первой половине XXI века // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2009. – № 12.
3. Бандалетова А. А., Гаврилов А. Ю., Галин Е. В. Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского НГКМ // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – № 1 (19). – С. 29–32.
4. Саркаров Р. А., Белан С. И., Гусейнов Н. М. Оценка современного состояния и перспективы добычи лития и его соединений в России // Индустриальная экономика. – 2022. – № 2 – Т. 1. – С. 57–68.
5. Алексеев С. В., Алексеева Л. П., Вахромеев А. Г. и др. Литиевые подземные воды Иркутской области и Западной Якутии // Химия в интересах устойчивого развития. – 2012. – С. 27–33.
6. Шварцев С. Л. и др. Перспективы использования промышленных рассолов сибирской платформы для извлечения лития и брома // Интерэкспо Гео-Сибирь. VIII Междунар. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск, 2012. – Т. 2. – С. 29–32.

Секция 6

Машины и оборудование нефтегазового комплекса

МОДЕРНИЗАЦИЯ ГЕРОТОРНОГО МЕХАНИЗМА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПУТЁМ РАЗБИЕНИЯ РОТОРА НА СМЕЩЕННЫЕ ОТНОСИТЕЛЬНО ОСИ СТАТОРА МОДУЛИ, СОЕДИНЕННЫЕ ШАРНИРНЫМ МЕХАНИЗМОМ

А. Е. Лушин¹

Научный руководитель: П. Л. Павлова²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

На сегодняшний день опыт бурения скважин показывает множество проблем, связанных с нестабильностью работы винтового забойного двигателя (далее – ВЗД), низким моторесурсом (в среднем после ста часов работы ВЗД его рабочие органы изнашиваются на 45 %), аварийными остановками и различными авариями буровой колонны [1]. Отмечают следующие критерии, влияющие на долговечность эксплуатации рабочих органов [2]:

- фрикционный износ рабочих поверхностей ротора и статора при контактном взаимодействии;
- гидроабразивный износ рабочих органов, вызываемый высокой скоростью потока и механическими примесями в нём;
- высокий уровень крутильных и продольных колебаний ротора, которые приводят к снижению запаса устойчивости двигателя, потерей в мощности.

Как правило, в любом механизме сильнее всего механическому износу подвержены те элементы, которые больше остальных принимают участие в различных механических процессах. Процессы трения поверхностей деталей друг об друга, биения под действием реактивных сил, сложных движений в пространстве – всё это определенным образом воздействует на механические свойства деталей. В ВЗД такими наиболее подверженными механическому воздействию деталями являются статор и ротор.

В статье [3] приведён силовой анализ поперечного сечения героторного механизма. В поперечном сечении пары статор-ротор имеется n камер, разделенных между собой линиями пересечения на замыкающих точках контакта зубьев ротора с поверхностью статора. В процессе перекачивания ротора камеры связываются с областями высокого и низкого давления, разобщение которых происходит на длине шага τ , отчего давление жидкости распределено неравномерно по всем «пустым» камерам рабочего органа (рис. 1).

В любом поперечном сечении рабочего органа будут действовать следующие силовые факторы [4] (рис. 2):

- гидравлическая сила F_y , приложенная в центре статора нормально к плечу O_1O_2 и создающая крутящий момент на роторе M ;
- инерциальная сила $F_{ин}$, приложенная в центре ротора, направленная противоположно F_y ;
- поперечная составляющая силы тяжести ротора G_p ;
- сила реакции связи R ;
- момент сил сопротивления выходного вала M_c .

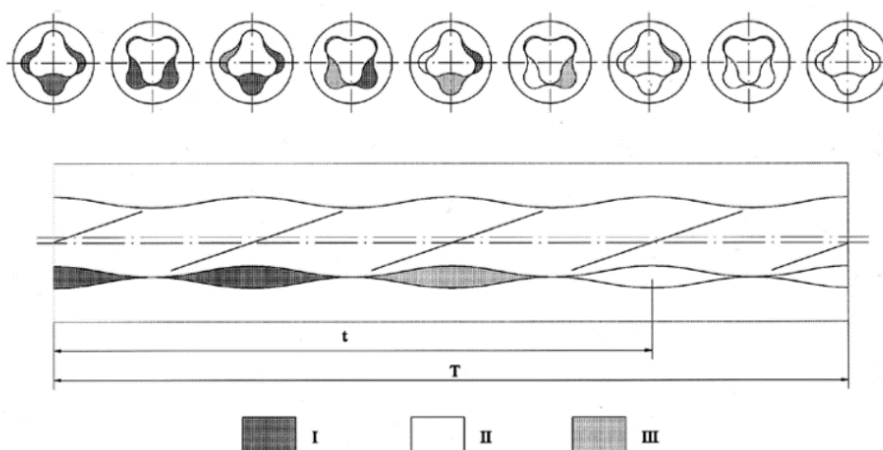


Рис. 1. Продольные (верхняя часть изображения) и поперечные сечения пары статор-ротор с заштрихованными областями высокого и низкого давления. I – область высокого давления; II – область низкого давления; III – шлюз

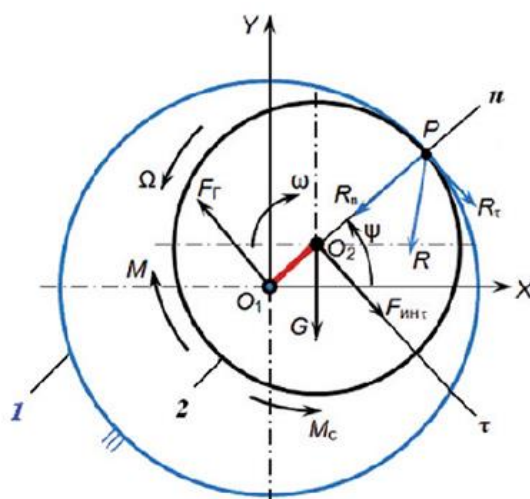


Рис. 2. Схема радиальных сил и моментов в поперечном сечении ВЗД, действующих на него

Нормальные силы реакций R_n распределены по линиям контакта и не создают ни крутящего момента, ни момента сил сопротивления. Тангенциальная составляющая R_t , наоборот, является силой трения и создает на роторе момент сил вредного сопротивления, что приводит к механическим потерям.

Радиальные составляющие сил на всей длине рабочего органа, создают не только полезный крутящий момент M , но и перекашивающий момент $M_y = \sum F_y \cdot \frac{t}{2}$, нарушающий пространственную ориентацию ротора и расчётную геометрию зацепления. Эта неравномерность вызывает значительные межвитковые перепады давления P_k .

Учитывая неравномерность давления в разных рабочих камерах рабочего органа, можем сделать вывод, что гидравлические и инерциальные силы, создающие крутящий момент, имеют разные величины по всей длине ротора, что соответственно, в областях низкого давления, меньше противодействует перекашивающему моменту, что, по сути, создаёт крутильные колебания. Совокупность этих факторов негативно влияет на долговечность ротора, соответственно, ускоряя его износ.

Целью технического предложения является уравнивание инерциальных сил, возникающих при планетарном движении механизма и уменьшения количества областей низкого давления. Для достижения цели предлагается конструирование модульно-трёхсекционного ротора, модули которого соединены шарнирными соединениями, при этом длина центральной секции равна сумме длин крайних секций, а крайние секции находятся в противофазе центральной.

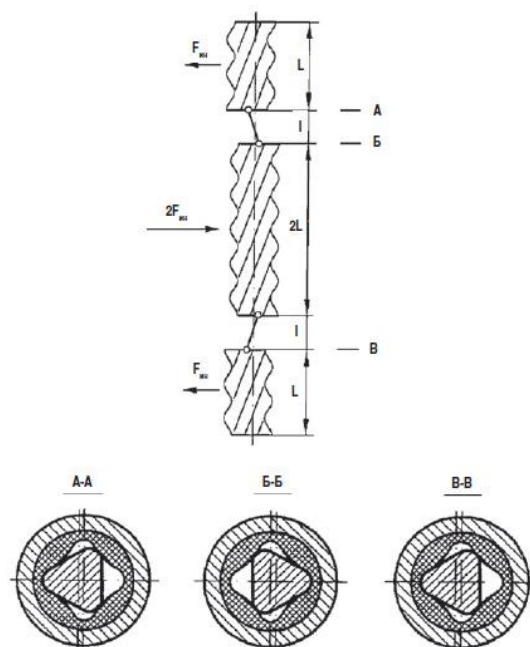


Рис. 3. Принципиальная схема уравновешенного ВЗД

Таким образом, инерциальные силы, возникающие в отдельных модулях ротора, будут прямо пропорциональны их длине, но обратны по направлению, тем самым уравнивая друг друга.

Данное техническое решение незначительно увеличит габаритные характеристики героторного механизма, но значительно уменьшит негативное влияние вышеописанных сил, обеспечив более долгий срок эксплуатации оборудования.

Список источников

1. Сулеймов М. Г. Повышение рабочего ресурса винтового забойного двигателя // Вестник науки и образования. – 2019. – № 10(64). – С. 35–37.
2. Балденко Ф. Д. Инерционные параметры одновинтовых гидравлических машин // Специализированный журнал «Бурение и нефть» : сайт. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2014-10/7> (дата обращения: 25.12.2022).
3. Гидравлические забойные двигатели // Губкинский университет : сайт. – URL: https://www.gubkin.ru/faculty/mechanical_engineering/chairs_and_departments/machines_and_equipment/gidravlich_zab_dvigateli-razdel.pdf (дата обращения: 28.12.2022).
4. Двойников М. В. Исследования поперечных колебаний винтового забойного двигателя // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 10–12.

ДВУХСЕКЦИОННЫЙ ДВИГАТЕЛЬ ВИНТОВОГО ТИПА

Н. С. Кравец¹, А. В. Мозолев^{2}
Научный руководитель: П. Л. Павлова³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Газовое топливо становится все более популярным в мире благодаря его экологическим преимуществам. В сравнении с другими видами топлива, газовое топливо является более чистым и эффективным, что делает его идеальным выбором для автомобилей и других транспортных средств. Однако для использования газового топлива необходимо разработать новые двигатели, которые могут обеспечивать эффективную работу с этим видом топлива. В данной статье мы рассмотрим новый вид двигателя, который может работать на газовом топливе, а также его преимущества и возможности для использования в различных сферах.

Целью внедрения разработки нового двигателя с использованием газового топлива является уменьшение экологической нагрузки на окружающую среду за счет использования более чистого топлива и увеличения эффективности двигателя. Это поможет уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу и снизить негативное воздействие на окружающую среду, а также повысить эффективность использования топлива, что может снизить затраты на его закупку и использование.

Новый вид двигателя, разработанный для работы на газовом топливе, имеет некоторые отличия от поршневых двигателей, но является примером газотурбинных двигателей, он работает на том же принципе (рис. 1). Он обеспечивает более высокую производительность и КПД, а также может работать на различных видах газового топлива. Двигатель состоит из двух секций, каждая из которых выполняет определенную функцию в процессе работы.

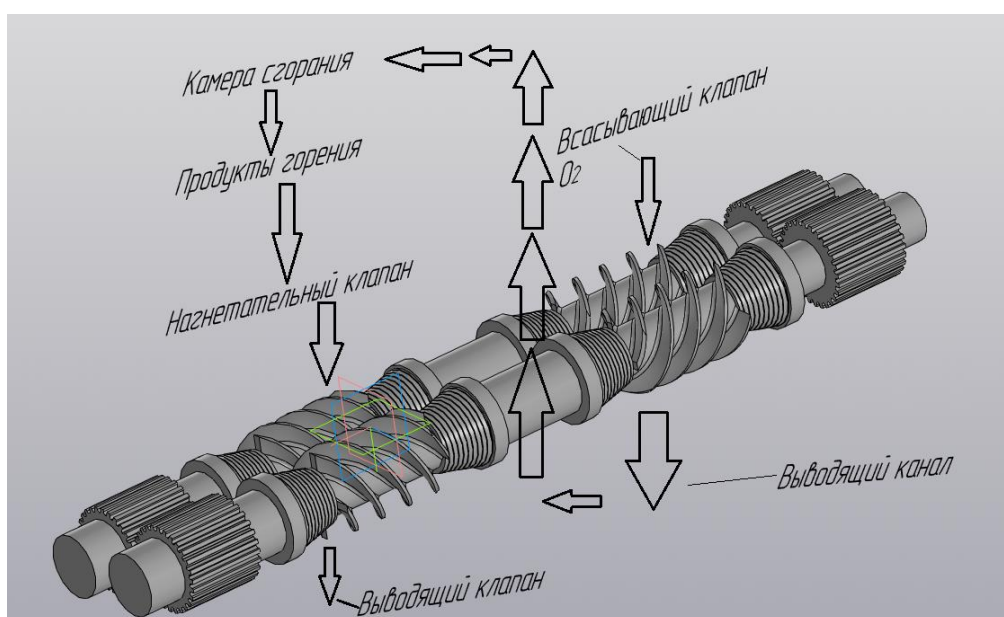


Рис. 1. Конструкция двигателя внутреннего сгорания винтового типа и принцип его работы

Первая секция двигателя содержит всасывающий клапан, через который поступает кислород. Винты в первой секции выполнены таким образом, что давление кислорода повышается по мере его движения в сторону выводящего канала. Кислород под давлением поступает в камеру сгорания в качестве окислителя, где смешивается с газовым топливом и далее поджигается.

Вторая секция двигателя включает в себя винты, которые раскручиваются под действием выходящих из камеры сгорания продуктов сгорания. При увеличении топлива в камере сгорания винты начинают взаимодействовать друг с другом и эффективно раскручиваются, что приводит к увеличению скорости вращения двигателя.

В данной работе была представлена новая разработка двигателя с использованием газового топлива и модифицированной конструкцией. Эта технология является эффективной и перспективной, так как позволяет уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду и повысить эффективность использования топлива. Кроме того, это может способствовать развитию экономики и улучшению качества жизни людей.

Таким образом, новый двигатель на газовом топливе с модифицированной конструкцией является перспективной разработкой, которая может привести к положительным результатам в экологической и экономической сферах.

Список источников

1. Rotary Steam Engines [Электронный ресурс]. – URL: www.dself.dsl.pipex.com/MUSEUM/POWER/roaryengines.
2. Пат. 2099556. Российская Федерация. Роторный двигатель Курочкина [Текст] / А. Г. Курочкин. Заяв. 01.11.1994.
3. Седунов И. П. Роторно-волновой двигатель: геометрическое обоснование элементов конструкции. Основы рабочего процесса. [Текст] // Двигателестроение. – СПб. : 2001. – № 2. – С. 39–43; № 3. – С. 39–41.
4. Пат. 2377414. Российская Федерация. Роторный конусно-винтовой двигатель [Текст] / Б. И. Айметдинов. Заяв. 24.10.2007.
5. Конические винтовые роторы для компрессорных установок. VIII Московский международный салон инноваций и инвестиций [Электронный ресурс]. – URL: www.salon.exteach.ru/salon8/db/proj/php?kodproekta=2924.
6. Гузаиров Р. М., Березин С. Р., Ахмедшин Р. М. Паровая винтовая машина ПВМ-2000АГ. [Текст] // Материалы науч.-практ. конф. «Малые и средние ТЭЦ. Современное состояние», Московская обл. Одинцовский район, УМЦ «Голицино», 7–9 сентября 2005.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ БИОДИЗЕЛЯ ИЗ ОТРАБОТАННЫХ РАСТИТЕЛЬНЫХ МАСЕЛ

А. С. Новоженев^{1}*

Научный руководитель: Е. И. Лесик²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Введение. Потребность современного общества в топливе и химических продуктах ежегодно растет, вследствие чего происходит истощение невозобновляемых ресурсов, а также загрязнение окружающей среды в виде избыточных выбросов диоксида углерода в атмосферу. Ведется активный поиск альтернативных источников энергии, снижающих перечисленные выше проблемы человечества. Одним из таких источников является биотопливо, получаемое из возобновляемого сырья, использование которого позволяет улучшить эксплуатационные свойства топлив, снизить загрязнение окружающей среды, а также уменьшить потребления нефтяных ресурсов. На данный момент известны следующие технологии получения биодизеля: пиролиз, каталитический крекинг, микроэмульгирование, декарбоксилирование, переэтерификация натуральных масел и жиров [1].

Ранее нами было проведено исследование по эффективности применения ультразвукового воздействия путем сравнения с технологией, подразумевающей использование термической активации для процесса переэтерификации. По результатам проведенной работы определено, что использование ультразвука позволяет проводить процесс в разы меньше по времени, нежели при использовании традиционной технологии, и обеспечивает больший выход сложных эфиров жирных кислот (СЭЖК). Проведенные исследования физико-химических характеристик показали, что синтезируемый продукт соответствует требованиям, прописанным в ГОСТ Р 53605–2009.

Использование ультразвука подразумевает наличие процесса кавитации, с помощью которого в объеме смеси будут образовываться каверны, заполненные растворенным воздухом и насыщенными парами спирта, в дальнейшем будет происходить интенсивное схлопывание их с выделением большого количества энергии, в т. ч. в виде тепла.

Цель работы: разработать технологию получения биодизеля из отработанного растительного масла, которая бы позволяла синтезировать продукт с высокой степенью конверсии и качественными эксплуатационными свойствами.

Объекты исследования: отработанное растительное масло, предоставленное Институтом Гастрономии, входящим в структуру Сибирского федерального университета, гидроокись калия, метанол.

Ход работы. Готовили реакционную смесь в стакане на 250 см³ при соотношении компонентов отработанного растительного масла : спирт 1:5 с щелочным катализатором в количестве 1; 1,5; 2; 2,5; 3,5 масс. ч. Далее перемешивали реакционную смесь с помощью магнитной мешалки для создания однородного состава и помещали сонар, вырабатывающий ультразвук, в данную реакционную массу. Время проведения воздействия ультразвуком составляла 2 мин при использовании метанола. После этого продукт переносили в делительную воронку для отстаивания и отделения двух фаз друг

от друга. Фазы декантировали, верхняя фаза спиртовой раствор СЭЖК, а нижняя фаза – спиртовой раствор глицерина.

Из верхней фазы отгоняли спирт и проводили измерение физико-химических характеристик полученных СЭЖК при различном количестве щелочного катализатора. Результаты измерений физико-химических характеристик представлены в табл. 1.

Таблица 1

Физико-химические характеристики СЭЖК, полученные при переестерификации с ультразвуком 100 % мощности с метанолом в молярном соотношении 1:5

Характеристика	Значение по ГОСТ Р 53605–2009	Метиловые СЭЖК, количество гидроокиси калия 1 г	Метиловые СЭЖК, количество гидроокиси калия 1,5 г	Метиловые СЭЖК, количество гидроокиси калия 2 г	Метиловые СЭЖК, количество гидроокиси калия 2,5 г	Метиловые СЭЖК, количество гидроокиси калия 3,5 г
Кислотное число мг КОН/г	≤ 0,5	1,67	1,72	2,13	2,14	3,35
Плотность при 15 °С, кг/м ³	860–900	893,11	894,22	891,66	893,15	900
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм ² /с	3,5–5,0	4,98	5,09	5,26	7,1	8,43
рН	–	7,6	8,4	7,8	7	9,86
Выход СЭЖК, %	≥ 96,5	99,7	95,6	91,35	87,6	84,5

Исходя из полученных результатов измерений, можно сделать вывод, что оптимальным количеством щелочного катализатора является 1 массовая часть на 100 массовых частей реакционной массы, обеспечивающая высокий выход СЭЖК и соответствие физико-химических свойств СЭЖК (биодизеля) ГОСТ Р 53605–2009.

Однако следует отметить, что по показателю кислотного числа синтезированные продукты не соответствуют требованиям ГОСТ Р 53605–2009. Образование жирных кислот связано с побочными реакциями, протекающими при переестерификации, а именно гидролизом сложных эфирных групп под действием щелочи.

Было выявлено, что с увеличением концентрации щелочного катализатора наблюдается уменьшение выхода целевого продукта, что объясняется ростом количество жирных кислот.

При разработке технологии получения биодизеля была оценена возможность использования биодизеля как добавки к дизельному топливу, улучшающей смазывающую способность. Для исследования было взят зимний сорт ДТ. Результаты проведенных исследований приведены в табл. 2.

Таблица 2

Влияние добавок биодизеля на смазывающую способность

Концентрация биодизеля в смеси, % масс.	Смазывающая способность, усл. ед.
0	478
0,05	434
0,1	429
0,15	411

Из таблицы видно, что добавка биодизеля даже в незначительных концентрациях повышает смазывающую способность зимнего сорта ДТ до значений, регламентированных стандартом ISO 12156:1. В соответствии с данным стандартом, смазывающая способность должна быть не выше 460 усл. ед.

Выводы. Таким образом, было определено, что с увеличением количества щелочи, уменьшается выход целевого продукта, в результате образования жирных кислот. В дальнейшем необходимо убирать жирные кислоты из биодизеля, поскольку их наличие приводит к образованию вязких, стабильных эмульсий, сгорание которых в ДВС влечет за собой образования нагара и смол, забивающих фильтры автомобиля. Кроме того, было установлено, что применение биодизеля в качестве добавки к дизельному топливу, позволяет улучшать смазывающую способность деталей двигателя, тем самым увеличивать срок эксплуатации транспортного средства.

Исследования выполнены по государственному заданию Минобрнауки России по проекту «Разработка комплекса научно-технических решений в области создания биотоплив и оптимальных биотопливных композиций, обеспечивающих возможность трансформации потребляемых видов энергоносителей в соответствии с тенденциями использования видов топлива альтернативных ископаемому» (Контэнергоэффективности, снижения углеродного следа продукции FSRZ-2021-0012) в научной лаборатории биотопливных композиций СФУ, созданной в рамках деятельности научно-образовательного центра «Енисейская Сибирь».

Список источников

1. Елизарьева Е. Н., Редькина Н. Н., Халилова Д. И. Сравнительный анализ методов получения биодизеля из рапсового масла // Доклады Башкирского университета. – 2017. – Т. 2, № 4. – С. 564–567.
2. Молдован С. А., Монахова Е. А., Новоженев А. С. Азеотропная этерификация жирных кислот растительного масла // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XXIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени выдающихся химиков Л. П. Кулева и Н. М. Кижнера, Томск, 16–19 мая, 2022. – Томск, 2022. – Т. 2. – С. 74–75.
3. Молдован С. А., Агровиченко Д. В. Исследование процесса переэтерификации триглицеридов рапсового масла метанолом // Проспект Свободный – 2022 : материалы XVIII Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Красноярск, 25–30 апреля, 2022. – Красноярск, 2022. – С. 1825–1828.

Секция 7

**Технологии подготовки,
транспортировки, хранения
и переработки нефти, газа
и газового конденсата**

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕПРЕССОРНОГО ДЕЙСТВИЯ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА ВТОРИЧНЫХ ПОЛИОЛЕФИНОВ НА ТЯЖЕЛОЕ ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО

*С. Н. Вильдяйкин¹, Ю. А. Истомин² **
Научный руководитель: С. С. Косицына³

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Нефтедобывающие предприятия являются одними из крупнейших потребителей дизельного топлива. Из-за ограниченной транспортной доступности такие предприятия часто для нужд собственного автотранспорта и генерации электроэнергии используют прямогонные дизельные фракции, которые не проходят процессов депарафинизации, гидродепарафинизации, и из-за этого имеют плохие низкотемпературные характеристики. Для использования такого дизельного топлива в зимний период требуется использование дорогостоящих депрессорно-диспергирующих присадок, которые снижают температуру застывания и улучшают прокачиваемость.

Известно, что депрессорным действием обладает низкомолекулярный полиэтилен, побочный продукт производства полиэтилена [5, 6]. Сообщается [6] об успешном применении низкомолекулярного полиэтилена в качестве депрессора к дизельному топливу. Следовательно, низкомолекулярные полимеры разветвленного строения проявляют свойства, способствующие улучшению низкотемпературных свойств дизельных топлив. В то же время, на объектах добычи нефти предприятия сталкиваются с проблемой накопления твердых бытовых отходов, и в частности – отходов полиолефинов.

Среди известных способов переработки отходов полимеров интерес представляет пиролиз, т. е. термическое разложение (крекинг) без доступа воздуха [1–4]. В литературе имеются сведения о методах, позволяющих выполнить частичную «деполимеризацию» полиолефинов методом мягкого пиролиза с получением более 90 % жидких продуктов, представляющих собой в основном высокомолекулярные олигомерные соединения. Таким образом, используя достаточно простую, не требующую применения сложного нестандартного оборудования и катализаторов, технологию мягкого пиролиза в реакторе периодического действия можно переработать отходы полиэтилена, полипропилена в парафины разветвленного строения, которые потенциально могут быть использованы как депрессорные присадки к дизельному топливу.

Для получения присадки проведены эксперименты по пиролизу отходов полиэтилена высокого давления низкой плотности и полипропилена в лабораторном реакторе при температуре 360–660 °С в течение 3 часов (рис. 1). В среднем через 30–50 минут от начала эксперимента начинали выделяться продукты крекинга, которые собирали в колбу-приемник, снабженную водяным обратным холодильником, чтобы минимизировать потери легких фракций.

Максимальный выход жидких продуктов пиролиза полиэтилена отмечен при температуре 540 °С (86 % масс). При низких температурах крекинга (до 420 °С) в составе продуктов преобладал остаток в тигле, который не выводился из зоны реакции в виде паров. При более высоких температурах весь полиэтилен разлагался на дистилляты либо на газ, причем при температуре выше 540 °С выход газа существенно возрастал.

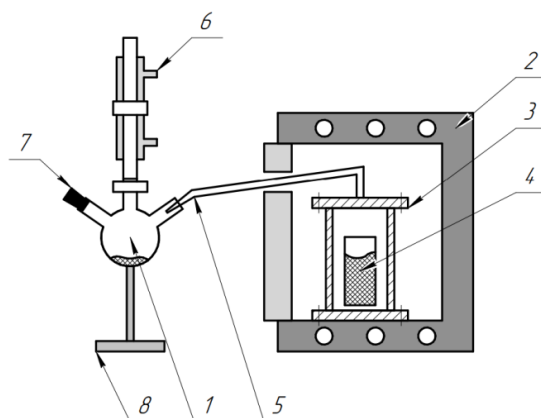


Рис. 1. Схема установки для пиролиза полиолефинов: 1 – сборник жидких продуктов; 2 – муфельная печь; 3 – реторта; 4 – тигель с сырьем; 5 – газоотводная трубка; 6 – водяной холодильник; 7 – пробка; 8 – штатив

В процессе крекинга полипропилена максимум по выходу жидких продуктов приходился на 460 °С и составил 82 % масс.

Незначительное количество твердого остатка (не более 0,02 %) для обоих полимеров представлено золой (остаток катализатора полимеризации).

Таким образом, в результате экспериментов подобрана оптимальная температура термического разложения полиэтилена (540 °С) и полипропилена (460 °С).

Депрессорное действие продуктов пиролиза на дизельное топливо оценивали по величине снижения температур помутнения, застывания и предельной температуры фильтруемости дизельного топлива утяжеленного фракционного состава. Жидкие продукты пиролиза полиэтилена (низкомолекулярный полиэтилен, НМПЭ) и полипропилена (низкомолекулярный полипропилен, НМПП) добавляли в дизельное топливо в количестве не более 500 ppm.

Продукты пиролиза позволяют значительно понизить температуру застывания дизельного топлива (рис. 2). При добавке 250 ppm НМПЭ и НМПП температура застывания нефтепродукта снижается с –2 до –30 °С и до –25 °С соответственно, при этом предельная температура фильтруемости и температура помутнения практически не изменяются и составляют 10 °С и 8 °С соответственно.

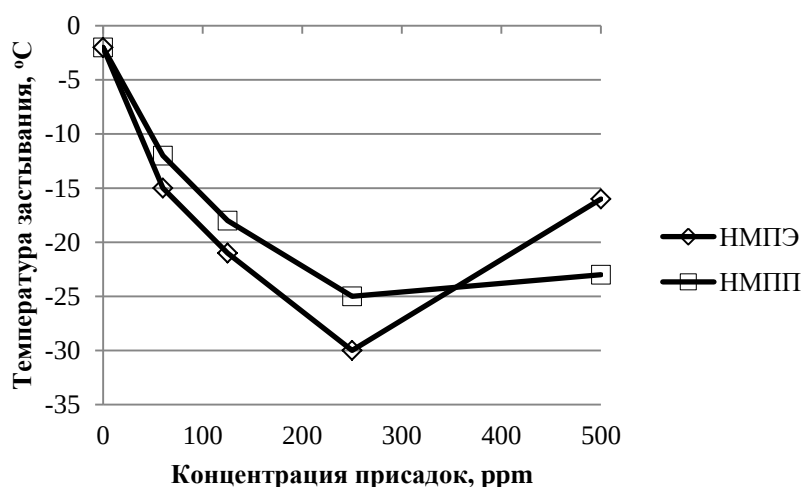


Рис. 2. Температура застывания образцов дизельного топлива с добавлением продуктов пиролиза

При увеличении концентрации присадки до 500 ppm температура застывания увеличивается, а температура помутнения и предельная температура фильтруемости остались неизменными. Наиболее вероятно, что при высокой концентрации молекулы низкомолекулярного полиэтилена и их агрегаты выступают как центры кристаллообразования.

Исследования выполнены по государственному заданию Минобрнауки России по проекту «Разработка комплекса научно-технических решений в области создания биотоплив и оптимальных биотопливных композиций, обеспечивающих возможность трансформации потребляемых видов энергоносителей в соответствии с тенденциями энергоэффективности, снижения углеродного следа продукции и использования видов топлива альтернативных ископаемому» (Контракт FSRZ-2021-0012) в научной лаборатории биотопливных композиций Сибирского федерального университета, созданной в рамках деятельности научно-образовательного центра «Енисейская Сибирь».

Список источников

1. A comprehensive review of global production and recycling methods of polyolefin (PO) based products and their post-recycling applications / D. Jubinville, E. Esmizadeh, S. Saikrishnan, C. Tzoganakis, T. Mekonnen // *Sustainable Materials and Technologies*. – Volume 25. – 2020. – e00188.
2. Kaminsky W. Chemical recycling of plastics by fluidized bed pyrolysis / W. Kaminsky // *Fuel Communications*. – Volume 8. – 2021. – 100023.
3. Pyrolysis-catalysis for waste polyolefin conversion into low aromatic naphtha / D. Leilei, Zh. Nan, L. Yuancai, C. Kirk, Ch. Yanling, W. Yunpu, L. Yuhuan, Ch. Paul, Z. Rongge, L. Hanwu, R. Roger // *Energy Conversion and Management*. – Volume 245. – 2021. – 114578.
4. Study on mild cracking of polyolefins to liquid hydrocarbons in a closed batch reactor for subsequent olefin recovery / J. Xiaodong, Y. Guoxun, Zh. Yuehong, W. Hao, X. Zhihong // *Polymer Degradation and Stability*. – Volume 109. – 2014. – Pp 79–91.
5. Влияние депрессорных присадок, полученных из отходов производства полиэтилена, на снижение температуры застывания дизельных топлив / Б. Ф. К. Пулатова, С. Ф. Фозилов // *Наука, техника и образование*. – 2015. – № 8 (14). – С. 13–14.
6. Швалев Е. Е., Кузора И. Е. Использование отходов полиэтилена в качестве депрессорных присадок // *Современные технологии и научно-технический прогресс*. – 2020. – Т. 1. – № 7. – С. 91–92.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦЕНТРОБЕЖНОЙ СЕПАРАЦИИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ИЗБЫТОЧНОГО ПРОМСЛОЯ НА ОБЪЕКТАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЮТМ

И. О. Дроздов¹Научный руководитель: В. А. Сафин²¹Сибирский федеральный университет, Красноярск²АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

В настоящее время все чаще поднимаются вопросы, связанные с возникновением промслоя в процессе эксплуатации объектов подготовки и транспортировки нефти. Актуальность данной проектной работы заключается в необходимости решения проблемы переработки промслоя и повторного вовлечения его компонентов в технологический процесс подготовки нефти. На объектах подготовки нефти на протяжении всего процесса эксплуатации сосудов и резервуаров наблюдается отложение крупных объемов промежуточного слоя, избыточное количество которого нарушает процесс разделения водонефтяной эмульсии, а также ухудшает характеристики товарной нефти. Также большой проблемой является утилизация или дальнейшая переработка образовавшегося промслоя, так как он представляет собой высокостабильную водонефтяную эмульсию, стабилизированную механическими примесями и частицами породы [1; 2].

В первую очередь в лабораторных условиях были проведены физико-химические анализы для исследования состава промслоя УПН-1 и УПН-2 ЮТМ. Так как состав промежуточного слоя был практически идентичен, то в дальнейшем использовалась объединенная проба. Промслой был изучен при помощи оптического микроскопа, центрифугирования, а также методом рентгено-флуоресцентной спектроскопии. При осмотре на микроскопе в пробах промслоя были обнаружены вскрапления механических примесей неизвестного химического состава, стабилизирующих водонефтяную эмульсию на границе раздела фаз. При дальнейшем исследовании порошка и золы промслоя на спектрометре был выяснен химический состав наблюдаемых механических примесей. Результаты исследований сведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты рентгено-флуоресцентной спектроскопии

Название	Ca+Mg	Cl	S	Fe	Si	Na	Al	Прочее
Порошок промслоя	1,45	0,99	0,34	3,46	0,10	0,11	0,03	1,63
Зола промслоя	2,93	1,92	0,51	8,07	0,19	0,20	0,07	2,64

Исходя из представленных выше исследований, можно утверждать, что стабилизирующие примеси являются частицами сульфида железа (FeS), которые образуются в результате коррозии нефтепромыслового оборудования.

В данной работе анализировались три основных метода переработки образовавшегося промслоя: термохимический, фильтрационный и сепарационный.

На основании опыта «ТатНИПИнефть» и АО «Краснодарнефтегаз» было принято решение рассмотреть возможность применения воздействия центробежных сил на промежуточный слой водонефтяной эмульсии. При помощи центробежной сепарации возможно произвести разделение высокостойкой водонефтяной эмульсии без воздействия кислотами и другими химическими реагентами, что ведет к улучшению качества полученных после разделения промысла нефти и воды [3].

Тем самым в качестве основного решения для разрушения водонефтяной эмульсии выступает центробежный сепаратор тарельчатого типа.

Также при использовании специальных разбавителей возможна переработка донных отложений при зачистке РВС и повторное вовлечение нефти в технологический процесс. Такая переработка уменьшит количество неиспользуемых отходов на месторождении, увеличит количество извлекаемой нефти и поможет снизить экологическую нагрузку на близлежащие территории.

Также в работе рассматривались перспективы масштабирования проекта и возможность внедрения данной технологии на других объектах общества. Проблема возникновения промысла на объектах подготовки нефти встречается довольно часто, особенно на начальных этапах развития месторождения при высокой активности бурения новых скважин и при осложнениях, связанных с высокой активностью породы (органоглины), как стабилизатора водонефтяных эмульсий. Решение переработки промысла различного происхождения с помощью центробежного сепаратора небольшой производительности подходит практически для всех случаев за счет своей универсальности и высокой эффективности разделения. Внедрение данной технологии поможет решить проблему переработки промысла с помощью периодической его переработки, а также сильно уменьшит количество отходов деятельности компаний не только на начальном этапе развития месторождения, но и на поздних этапах разработки [4].

Результатами применения данной технологии являются:

- 1) сокращение расхода деэмульгатора на объектах подготовки ЮТМ;
- 2) повышение устойчивости технологического режима подготовки нефти и снижение риска его срыва;
- 3) сокращение безвозвратных потерь нефти в процессе подготовки.

Список источников

1. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах : учеб. пособие / под. ред. В. И. Кудинова. – М., 2013. – 508 с.
2. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа : учебник / Ю. Д. Земенков, М. А. Александров, Л. М. Маркова, С. М. Дудин. – Тюмень, 2015. – 160 с.
3. Цыганов О. Ю., Сладовская Н. Ю. Особенности формирования устойчивых водонефтяных эмульсий промежуточного слоя // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – № 13. – С. 89–90.
4. Караневская Т. Н., Попова А. В. Автоматизированный выбор технологических систем сбора и промысловой подготовки нефти на основе модульного подхода к их представлению // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 5. – С. 20–23.

ИСКЛЮЧЕНИЕ ПРОБКОВОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

В. С. Дымарь¹

Научные руководители: А. Н. Сокольников², А. В. Трусов³

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

³АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

Введение. Особенностью нефтегазоконденсатных месторождений является движение мультифазного потока с высоким газовым фактором в скважинах и трубопроводах системы сбора. Высокий газовый фактор добывающих скважин кустов к. 11, к. 13, к. 26, к. 27 Юрубчено-Тохомского месторождения, удаленность кустов друг от друга и осложненный рельеф с большим перепадом высот способствуют образованию неравномерного пробкового режима потока транспортируемого продукта, что приводит к следующим проблемам:

- незначительная наполненность трубопроводов;
- низкие скорости течения;
- пульсации на надземных участках;
- повышение давления в системе нефтегазосборных трубопроводов (НГСТ);
- перемещение трубопроводов относительно строительных конструкций, на которых он установлен.

На месторождении при эксплуатации нефтесборного трубопровода не исключены аварийные ситуации, связанные со сходом трубопровода с опорных поверхностей строительных конструкций под действием многофазного потока. Пробковый режим течения требует особого подхода к обустройству инфраструктуры для обеспечения безопасного процесса добычи и транспортировки продукции.

Цель работы – повышение производительности и надежности трубопровода вследствие устранения пробкового режима течения

Задачи. Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть причины образования пробкового режима течения;
- обосновать выбор метода борьбы с пробковым режимом течения;
- построить модель для рассмотрения влияния применения нефтегазовых сепараторов на работу НГСТ;
- экономический расчёт.

Причины образования пробкового режима течения. Несмотря на большое прикладное значение теории совместного течения жидкости и газа в трубопроводе, она до сих пор не имеет логического построения и в большинстве случаев изобилует эмпирическими зависимостями, содержащими множество опытных коэффициентов. Как правило, теория дает приемлемые результаты в одних случаях и оказывается непригодной в других. Кроме того, анализ литературы по теории газожидкостных течений показывает практическое отсутствие работ, посвященных механизмам происходящих процессов и исследованию причин возникновения того или иного режима течения [4].

Если речь идет о течениях газожидкостной смеси в горизонтальных (или близких к горизонтальным) трубопроводах, то наиболее часто встречающимся режимом таких течений является так называемый пробковый режим. Эксперименты показывают, что

если газ и жидкость непрерывно закачивать в горизонтальный трубопровод, то на некотором расстоянии от начального сечения возникает квазипериодическая бегущая структура, состоящая из продолговатых включений газа, разделяемых пробками жидкости, полностью заполняющей сечение трубы. В таком течении газ в трубопроводе движется по верхней образующей трубы над жидкостью в виде продолговатых включений, чередующихся с пробками из жидкости, в которых жидкость движется полным сечением.

В пробках сечение трубы полностью заполнено жидкостью, движущейся с некоторой скоростью, в то время как на участках под газовыми включениями, где сечение трубы заполнено жидкостью лишь частично, скорость жидкости равна 0, т. е. она покоится. Пробковый режим представлен на рис. 1.

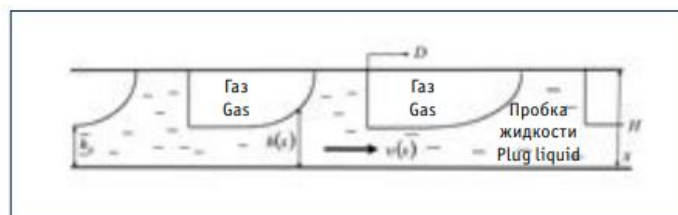


Рис. 1. Пробковый режим течения жидкости и газа

Транспортировка жидкости в пробковом режиме течения происходит следующим образом. Передний фронт каждой пробки жидкости движется со скоростью большей, чем скорость составляющих ее частиц, поэтому первоначально неподвижные частицы жидкости под газовым пузырем (снарядом) скачком переходят в жидкую пробку. Затем частицы жидкости некоторое время движутся вместе с пробкой, постепенно отставая от нее, и в конце концов оказываются на заднем фронте пробки. После этого частицы жидкости тормозятся до полной остановки и далее остаются в покое под газовым снарядом, пока передний фронт очередной жидкой пробки не подхватит их и не перенесет еще на некоторое расстояние по ходу течения [4].

В табл. 1 представлено сравнение трех мероприятий по минимизации осложнений пробкового режима течения.

Таблица 1

Сравнение мероприятий

Депульсатор	Сепаратор	Направляющие опоры
В основе работы данных устройств заложен закон сообщающихся сосудов и закон Бойля – Мариотта. Жидкость накапливается в полости депульсатора и с постоянным расходом направляется в НГСТ	Принцип работы основан на разделении смеси на отдельные фазы – газ и жидкость, а затем раздельной их транспортировке	Представляют собой опоры скольжения, которые дополнительно закреплены, что препятствует боковому смещению трубопровода относительно строительной конструкции
Преимущества: позволяет погасить пробковую структуру на выходе из депульсатора	Преимущества: разделяет поток на газ и жидкость; предотвращает пробковый режим	Преимущества: ограничивают перемещение трубопровода; снижают негативное влияние пробкового режима на надежность трубопровода

Депульсатор	Сепаратор	Направляющие опоры
Недостатки: незначительный опыт эксплуатации; не исключает возможность образования пробкового режима на следующих участках трубопровода	Недостатки: требуется параллельная прокладка двух трубопроводов для раздельной транспортировки жидкости и газа	Недостатки: необходимость переустройства существующих эстакад; повышение нагрузки на строительные конструкции; не исключают пробковую структуру

Анализ методов борьбы с пробковым режимом течения.

1. Применение депульсатора. Довольно часто транспортировка по трубопроводу газожидкостной смеси, добываемой из нефтяных скважин, сопровождается пробковой структурой потока, при которой происходит периодическое чередование газовых и жидкостных пробок.

Пробковая структура движения смеси вызывает пульсации давления и, соответственно, пульсации расхода жидкости и газа. При пробковой структуре движения смеси из жидкости и газа в точке трубопровода и момент времени T_1 и T_2 объёмные расходы жидкости $Q_{ж}$ и газа $Q_{г}$, периодически изменяются по закону:

– при $Q_{ж} \rightarrow Q_{см}$ получим $Q_{г} \rightarrow 0$;

– при $Q_{г} \rightarrow Q_{см}$ получим $Q_{ж} \rightarrow 0$.

При этом расход смеси $Q_{см} \approx 0$.

Пробковая структура потока смеси характеризуется коэффициентом перегрузки по расходу жидкости $k_{ж}$ или газа $k_{г}$. Коэффициент перегрузки определяется как отношения:

$$k_{ж} = \frac{Q_{см}}{Q_{ж.ср}}; \quad (1)$$

$$k_{г} = \frac{Q_{см}}{Q_{г.ср}}. \quad (2)$$

Из практики известно, что величина коэффициента перегрузки расхода жидкости в пробковой структуре потока газожидкостной смеси достигает значения до 30 и более.

Из-за значительных пульсирующих изменений расхода жидкости при пробковой структуре движения потока смеси возникают осложнения при измерении расхода жидкости и газа с помощью известных средств измерения расхода. Даже в случае использования средства измерения с большим динамическим диапазоном измерения расхода, быстро протекающие пульсирующие колебания расхода вносят существенную дополнительную ошибку в результат измерения.

В последнее время в нефтяных компаниях для перекачки по трубопроводу продукции из нефтяных скважин все больше и больше находят применение мультифазные насосы. Если структура потока газожидкостной смеси на входе в насос пробковая, то у насоса снижается эффективность работы, а также он периодически попадает в сухой режим работы, что снижает его ресурс.

Для гашения пробковой структуры потока газожидкостной смеси известны попытки применения различных устройств. В принципе работы этих устройств лежит способ разделения смеси на отдельные фазы – газ и жидкость, а затем раздельной их

транспортировки на некоторое расстояние и последующего соединения потоков в один. Часто для целей гашения пульсаций расхода пробковой структуры пытаются использовать гравитационные сепараторы. Как показала практика, эффективность гашения пульсаций у гравитационных сепараторов невысокая. На рис. 2 показан принцип работы гравитационного сепаратора в условиях пробковой структуры движения газожидкостного потока, который, попадая в сепаратор, периодически заполняет его то большим объёмом газа, то большим объёмом жидкости.

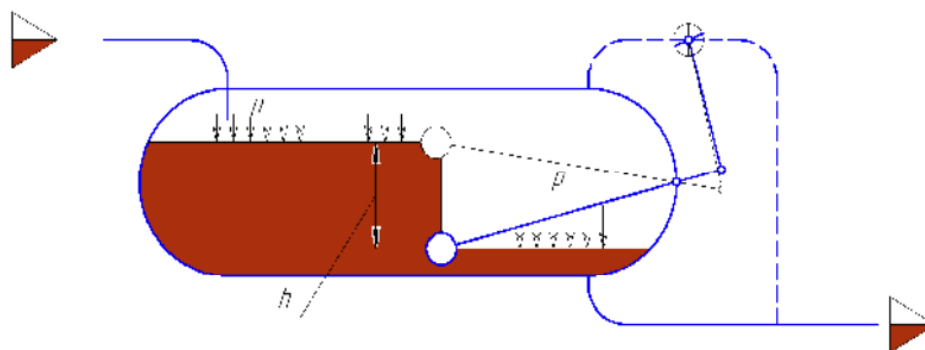


Рис. 2. Гравитационный сепаратор

Применяемые устройства регулирования уровня границы раздела фаз в сепараторе стремятся вернуть эту границу в исходное состояние. Но это приводит к тому, что из сепаратора с такой же периодичностью начинают вытесняться по газовой линии газ, а по жидкостной – жидкость. Соответственно, на газовой и жидкостной линиях мы вновь получаем повторение периодичности и амплитуды пульсаций пробкового режима смеси, по характеристике, почти аналогичной на входе в сепаратор.

Также применяются центробежные (циклонные) сепараторы в условиях, когда на его вход поступает поток, имеющий пробковую структуру. Из-за значительно меньшего внутреннего объема центробежный сепаратор ещё хуже гасит пробковую структуру потока смеси, чем гравитационный. Управляемые клапана от датчика уровня стремятся лишь вернуть заданное значение уровня границы раздела фаз в сепараторе в исходное положение, а на выходе из сепаратора характеристика режима движения смеси остаётся в точности как на его входе.

Из изложенного выше вытекает, что для того, чтобы решить задачу гашения пульсаций расхода жидкости, присущих пробковой структуре движения смеси, необходимо создать устройство, в котором было бы возможно реализовать следующий способ:

- излишний объём жидкости, поступающий в пробке, должен аккумулироваться (временно храниться) до того момента времени, когда в устройство начнет поступать пробка газа;

- в течение времени поступления пробки газа в устройство жидкость из аккумулятора должна постепенно, с заданным значением расхода, уходить из устройства вместе с газом.

В научно-производственном объединении (НПО) «НТЭС» было найдено техническое решение, позволяющее реализовать вышеуказанный способ в устройстве, которое получило наименование «депульсатор». На рис. 3 показана схема вертикального типа депульсатора, обеспечивающего гашение пробковой структуры потока смеси.

В 2006 г. была разработана первая конструкция вертикального депульсатора в составе с измерительной установкой «Циклон» (рис. 4).

После этого была разработана конструкция депульсатора горизонтального типа реализующая описанный выше способ (рис. 5).

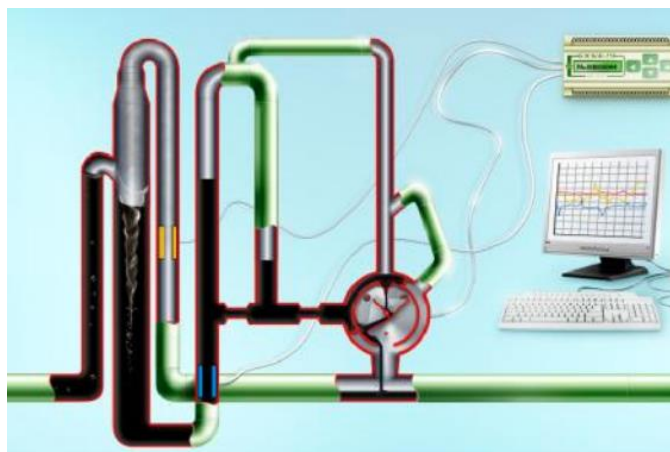


Рис. 3. Схема вертикального депульсатора



Рис. 4. Установка «Циклон» с депульсатором

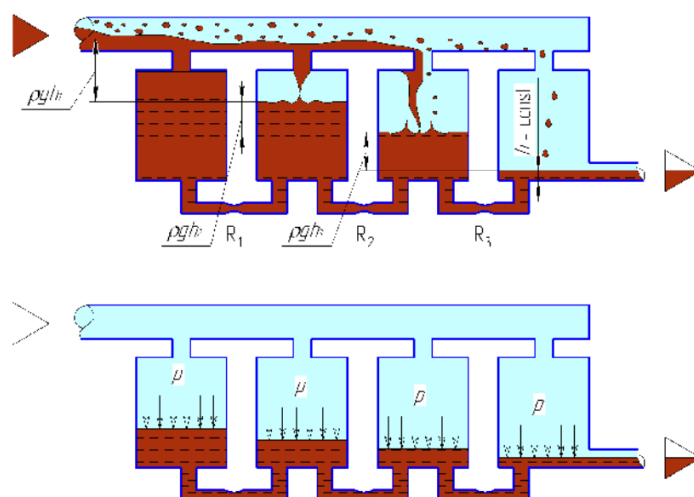


Рис. 5. Схема горизонтального депульсатора

Депульсатор горизонтального типа работает следующим образом: поток смеси из газа и жидкости поступает в емкость депульсатора, жидкость растекается по перфорированному каналу торможения и попадает в отсеки депульсатора. В отсеках накапливается, аккумулируется излишний объем жидкости. Наибольший объем жидкости

накапливается (аккумулируется) в первом отсеке, в каждом следующем жидкости уже меньше. Причем в последнем отсеке уровень границы раздела фаз газ – жидкость всегда имеет одну и ту же высоту. В период времени, когда в депульсатор начинает поступать пробка газа, накопленная жидкость из отсеков переливается в последний отсек. Перелив жидкости и выравнивание её уровня в отсеках осуществляется по каналам, сообщающим между собой, отсеки депульсатора. За счет того, что в каналах установлены необходимые гидравлические сопротивления R_1, R_2, R_3 , жидкость перетекает в отсеки с заданным расходом. Выход жидкости и газа из депульсатора совмещен и находится в нижней части последнего отсека. За счет этого решения в последнем отсеке уровень границы раздела фаз поддерживается на одном и том же уровне.

Описанный способ в реализованном устройстве позволяет погасить пульсации расхода жидкости на выходе из депульсатора. Как видно из изложенного, техническое решение не требует применения в депульсаторе каких-либо регулирующих клапанов. Габаритные размеры депульсатора и другие конструктивные элементы зависят от расхода жидкости и газа в потоке смеси.

На рис. 6 показана характеристика работы макетного образца депульсатора в условиях динамической пробковой структуры потока на входе в депульсатор. Коэффициент перегрузки по расходу жидкости составлял $k_{ж} = 9,8$. Из рисунка видно, что пульсации расхода воды на выходе депульсатора погашены.

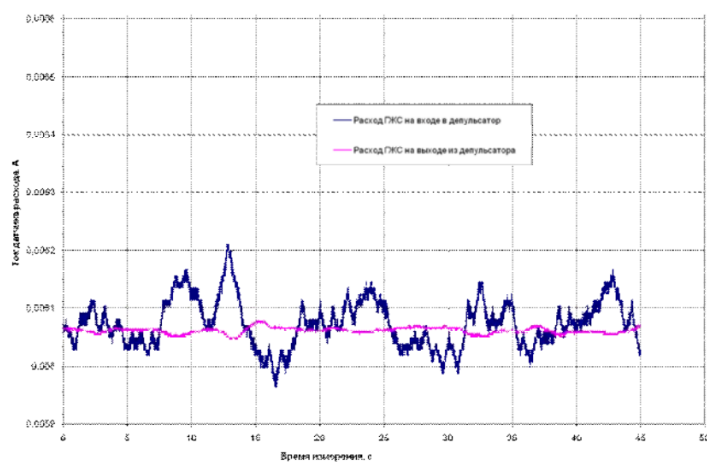


Рис. 6. Характеристика работы депульсатора

Мультифазный насос производит перекачку газожидкостного потока продукции с нефтяных скважин нефтепромысла нефтегазодобывающего управления (НГДУ) «НурлатНефть» ОАО «Татнефть». В нефтепроводе и на входе в депульсатор поток продукции имеет пробковую структуру с коэффициентом перегрузки до 2,36. На выходе из депульсатора пробковая структура погашена, на входе в мультифазный насос поступает газожидкостной поток с постоянной долей жидкости [8].

2. Применение направляющих опор. Оценка воздействия пробкового режима течения на трубопроводную систему выполнена для трубопровода системы нефтесбора DN800, по которому транспортируется нефтегазовая смесь с расходом жидкости более 20 тыс. м³/сут. и газа более 3 млн м³/сут. Трубопровод выполнен из труб 820×10 из стали марки 13ХФА. Нефтегазосборные сети рассчитаны из условия максимального начального давления на скважинах – 2,5 МПа и конечного давления на входе центрального пункта сбора (ЦПС) – 0,8 МПа на среднюю температуру перекачиваемой смеси 25 °С. Характеристики пробки, принятые в расчете: скорость – 23,6 м/с; длина – 108 м; масса – 60,2 т; объем – 86 м³.

На исследуемом трубопроводе устанавливаются технологические опоры различных типов:

- неподвижные на концах рассматриваемого участка и предотвращающие перемещения крайних узлов трубопровода по всем направлениям;
- опоры скольжения – хомутовые опоры, которые могут скользить по поверхности строительных конструкций;
- направляющие опоры, представляющие собой опоры скольжения, которые дополнительно закреплены, что препятствует боковому смещению трубопровода относительно строительной конструкции, т. е. в направлении, перпендикулярном оси трубопровода; при моделировании опор данного типа кромки контактных поверхностей (параллельные оси трубопровода) не имеют поступательной степени свободы в направлении, перпендикулярном оси трубопровода.

Трубопроводные опоры установлены на строительные основания с размерами траверс 900×1500 мм. На основе имеющихся исходных данных с помощью САЕ-пакета ANSYS Mechanical APDL 18.2 была разработана конечно-элементная модель системы. Для моделирования трубопровода используются конечные элементы PIPE288, использующие кинематическую модель, основанную на гипотезе Тимошенко.

Технологические опоры явно не моделируются, их податливость не учитывается. Соединение трубопровода с опорой обеспечивается с помощью наборов связанных узлов. Степени свободы узла трубопровода связываются со степенями свободы центрального узла поверхности опоры. Для качающихся опор степень свободы поворота трубопровода относительно боковой оси не связывается с опорной поверхностью (допускается наклон трубопровода относительно опоры). Опирающие трубопроводной системы осуществляется через контактное взаимодействие поверхностей трубопроводных опор с поверхностями траверс. При этом используется модель контакта поверхность – поверхность. Для моделирования поверхности скольжения опоры применяются конечные элементы CONTA 174. Строительные конструкции играют роль целевых поверхностей и представляются с помощью элементов TARGE 170. При моделировании контакта учитывается проскальзывание опорных поверхностей относительно строительных конструкций, а также допускается отрыв поверхностей технологических опор от целевых поверхностей.

Внешние нагрузки прикладываются к модели в два этапа:

- действие ускорения свободного падения и транспортируемой среды (давления и температуры продукта);
- удар пробки.

Граничные условия определяются на основе размеров технологических опор и траверс строительных конструкций. Поверхности опор не должны выходить за край траверсы, величина их перемещений не должна превышать 0,7 м в осевом и 1,29 м в боковых направлениях. В противном случае контактное взаимодействие между поверхностями прекращается и трубопровод сходит с опор.

В первом расчетном варианте предполагается, что в схеме отсутствуют направляющие технологические опоры, ограничивающие боковые смещения. Это приводит к критическим смещениям контактных поверхностей в направлении, перпендикулярном оси трубопровода, в начале второго этапа нагружения, когда пробка ударяет в первый отвод компенсатора. При этом происходит сход технологических опор со строительных конструкций. Перемещения опор трубопровода в этом случае превышают размер траверсы и достигают критических значений после удара пробки в первый отвод.

Графики перемещений технологических опор для данного варианта представлены на рис. 7.

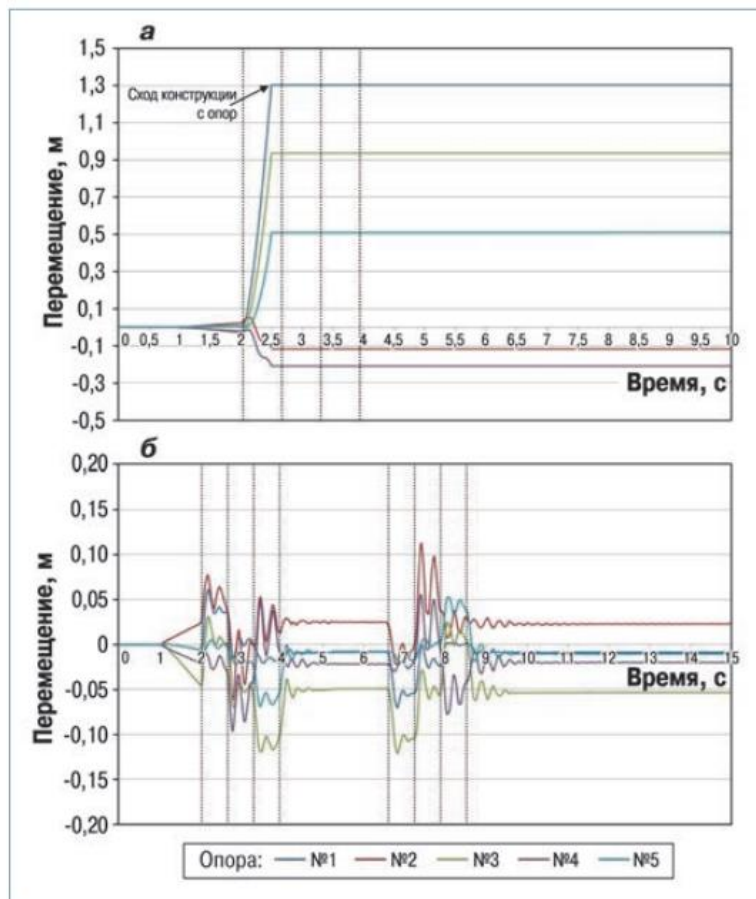


Рис. 7. Боковые перемещения опор в зоне П-образного компенсатора при отсутствии (а) и наличии (б) направляющих опор (пунктирными линиями обозначены моменты удара пробки в отводы компенсатора)

Во втором расчетном варианте рассматривается наличие направляющих опор по границам компенсационного блока. Динамический анализ модели показывает, что включение опор в расчетную схему трубопровода заметно снижает возникающие перемещения опорных поверхностей в зоне П-образного компенсатора.

Схода трубопровода с опор не наблюдается, его дальнейшая эксплуатация после прохождения жидкостной пробки возможна [7].

3. Техническое решение. Для оптимизации режима работы участка НГСТ «вр.А-уз.17», предлагается в точке А установить сепаратор. Отделившийся поток газа направляется в газопровод низкого давления «УПН-2 – ГКС», а нефть в НГСТ «вр.А-уз.17».

Преимущества решения:

- оптимизация работы участка НГСТ вр.А – вр.уз.17;
- снижение на 400 млн м³/год нагрузки по газу УПН-1 (газ подается на прием компрессоров ГКС-1);
- заполненность участка трубопровода вр.А – вр.уз.17 увеличивается до 22 %.

Недостатки:

- дополнительные капитальные вложения на реализацию мероприятий;
- требуется прокладка еще одного трубопровода.

Стоимость капитальных вложений – 54 млн руб.

На рис. 8 показана схема трубопроводов. Сепаратор будет располагаться в точке А.

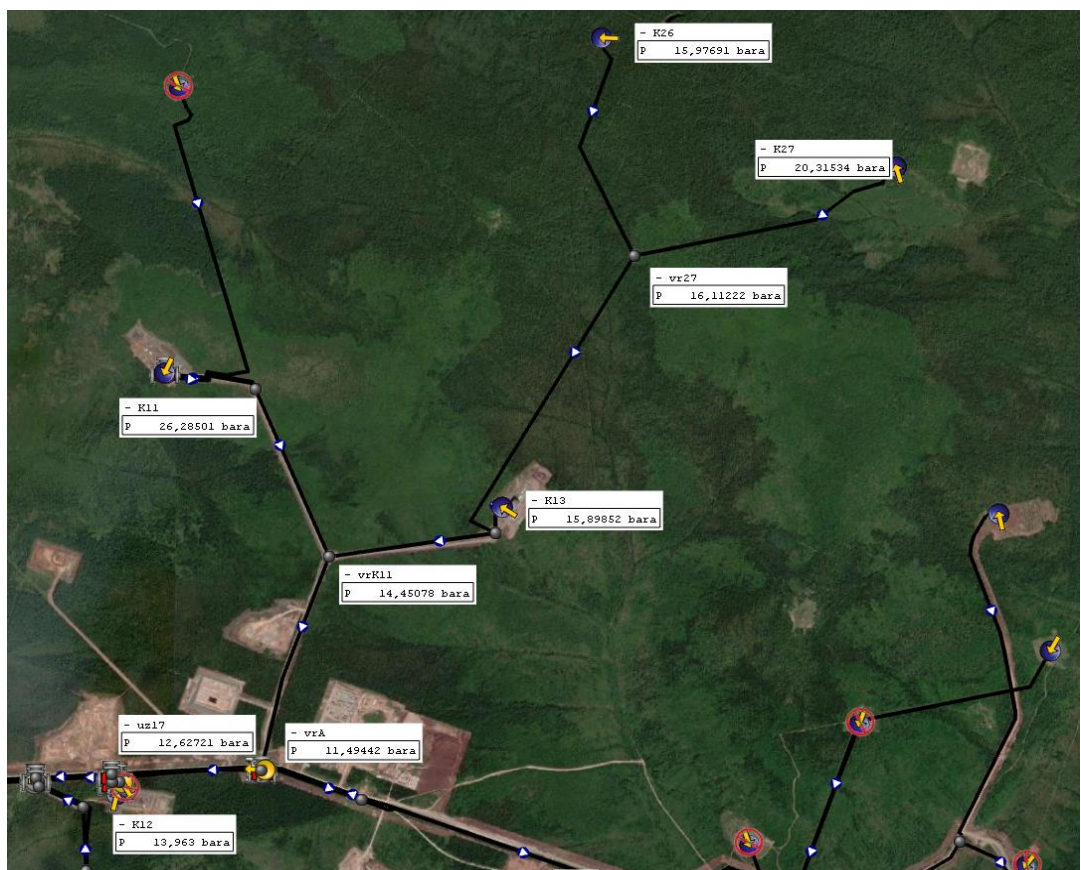


Рис. 8. Схема трубопроводов

На рис. 9 и 10 показаны характеристики трубопровода до применения сепаратора и после. Изменение давления по протяженности трубы изображено на графике синей линией. Наполненность трубопровода – красной линией.

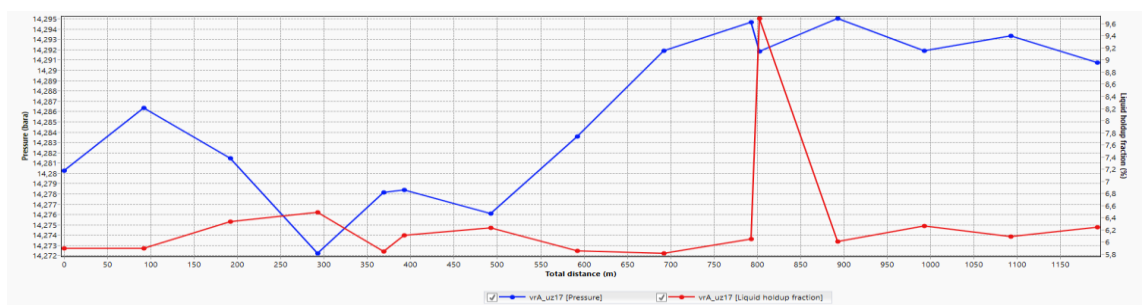


Рис. 9. Участок до применения сепаратора

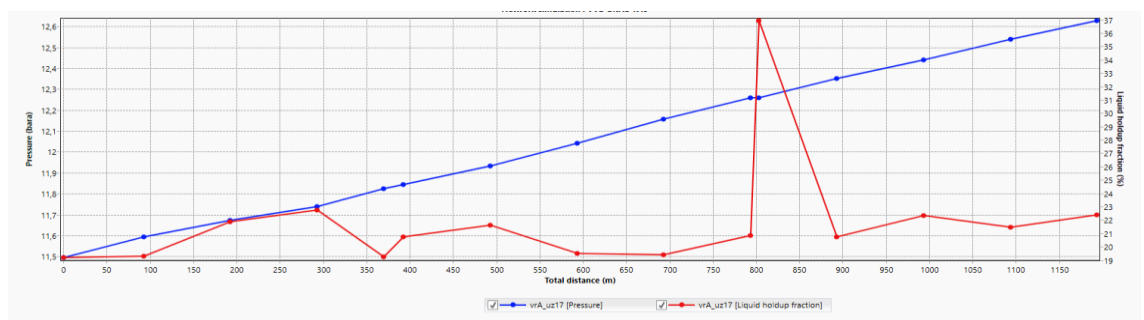


Рис. 10. Участок после применения сепаратора

После реализации мероприятий на участке НГСТ «вр.А-уз.17» наблюдается равномерное изменение давления (синяя линия). Заполненность трубопровода увеличилась до 23 %.

На данном этапе работы были предложены возможные мероприятия по минимизации осложнений возникающих при пробковом режиме течения трехфазного потока продукции в НГСТ на участке «вр.А – вр.уз.17».

Выводы. Применение сепарационного узла позволит исключить пробковый режим течения, повысить стабильность работы трубопровода (равномерное изменение давления) и увеличить заполненность трубопровода на 23 %. Также данное решение оказывает положительное влияние на срок службы НГСТ за счет уменьшения вероятности образования ручейковой коррозии.

Список источников

1. Гаврилин А. В., Перов С. Н., Скворцов Ю. В. Оценка влияния двухфазного потока на параметры нагружения трубопроводной системы // Энергоэффективность. Проблемы и решения : материалы Девятой Всероссийской научно-практической конференции 21 октября 2009 г. – Уфа, 2009. – С. 91–93.
2. Марон В. И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 344 с
3. Martinelly P. C., Boeiter L. M. K. Trans. ASME. – 1944. – Vol. 66. – P. 45.

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ НАНОЧАСТИЦ ОКСИДА КАЛЬЦИЯ, ПОЛУЧЕННЫХ ЗОЛЬ-ГЕЛЬ-ТЕХНОЛОГИЕЙ ИЗ ЯИЧНОЙ СКОРЛУПЫ

*Д. В. Мишина¹, В. В. Кадычегова²
Научный руководитель: Х. Бен Ахмед³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Исследования проводились в соответствии с государственным заданием по проекту «Разработка комплекса научно-технических решений в области создания биотоплива и оптимальных композиций биотоплива, обеспечивающих возможность преобразования потребляемых видов энергии в соответствии с тенденциями в области энергоэффективности, снижения углеродного следа продуктов и использования альтернативных источников энергии» (контракт FSRZ- 2021-0012) в научной лаборатории композиций биотоплива Сибирского федерального университета, созданной в рамках деятельности научно-образовательного центра «Енисейская Сибирь».

Наночастицы оксида кальция являются нанокатализатором, широко используемым в производстве биодизельного топлива, особенно в процессе переэтерификации. Несмотря на большое количество преимуществ, проблемой нанокатализаторов является их высокая стоимость и сложность их производства, а также высокое потребление тепловой энергии.

Итак, целью наших исследований была разработка наиболее простого, экологичного, дешевого и оптимального метода получения наночастиц методом золь-гель без высоких энергозатрат.

В нашей работе в качестве сырья для нанокатализатора мы использовали яичную скорлупу, которую растворяли в кислоте для получения раствора соли. Мы сравнили азотную и ортофосфорную кислоты, чтобы увидеть, какая кислота дает наибольший выход. Полученный раствор осаждали щелочью, осадок фильтровали и промывали большим количеством воды от щелочи, чтобы щелочь не влияла на выход наночастиц в дальнейшем. Полученный гидроксид кальция в кварцевых стаканчиках помещали в печь.

Основываясь на литературных данных [6], мы выбрали три температуры для тестирования: 600, 700 и 800 °С, чтобы сравнить выход и размер наночастиц, полученных при этих температурах. Для измерения размера наночастиц мы использовали электроакустический спектрометр от компании Dispersion Technology, поскольку это самый мощный инструмент для изучения свойств концентрированных дисперсных систем.

Таблица 1

Результаты определения размеров наночастиц растворов

Показатель	СаО (из нитрата)			СаО (из фосфата)		
Температура, °С	600 °С	700 °С	800 °С	600 °С	700 °С	800 °С
Размер, нм	2081,0	1293,0	1162,7	140,7	78,7	115,0

Результаты исследования (табл. 1) показывают, что наночастицы оксида кальция, полученные с ортофосфорной кислотой, действительно являются наночастицами, в то время как катализатор, полученный с азотной кислотой, имеет размер в микронах. Поэтому мы рекомендуем использовать ортофосфорную кислоту для приготовления нанокатализатора оксида кальция методом золь-гель.

Кроме того, мы обнаружили, что катализаторы наименьшего размера могут быть созданы при температурах 700 и 800 °С. В то же время размер наночастиц, синтезированных при 700 °С, на 32 % меньше, чем у наночастиц, синтезированных при 800 °С. Из этого можно сделать вывод, что оптимальным методом был бы метод золь-гель с использованием фосфорной кислоты для растворения карбоната кальция из яичной скорлупы, после чего этот раствор нужно осадить гидроксидом калия, а полученный осадок поместить в печь на 2 часа 15 минут для постепенного разогрева (5 °С в минуту) до температуры 700 °С. Когда эта температура будет достигнута, его выдерживают в печи еще 2 часа при этой температуре. Согласно литературе [1] мы нашли указанное время, но этот параметр нуждается в изучении в дальнейших исследованиях.

Результаты работы показывают, что предложенная методика эффективна для получения наночастиц оксида кальция размером около 80 нм, которые удобно использовать в процессе переэтерификации. Способ может быть адаптирован для получения наночастиц различного размера.

Список источников

1. Вирия-Эмпикул Н., Красае П., Путтасават Б. и др. Отходы панцирей моллюсков и яиц в качестве катализаторов производства биодизельного топлива // Биоресурсы. Технология. – 2010.
2. Вэй З., Сюй К., Ли Б. Применение отходов яичной скорлупы в качестве недорогого твердого катализатора для производства биодизельного топлива // Биоресурсы. Технология. – 2009.
3. Маседо К. С. С., Абреу Ф. Р., Таварес А. П. и др. Новый гетерогенный катализатор на основе оксидов металлов для трансэтерификации растительных масел // J. Braz. Хим. соч. – 2006.
4. Моради Г., Мохадеси М., Ходжабри З. Кинетика реакций, механизмы и катализ, 2014.
5. Хелвани З. и др. Твердые гетерогенные катализаторы для переэтерификации триглицеридов метанолом: обзор // Прикладной катализ А: Общие сведения. – 2009.
6. Шрилатха К., Прабхавати Деви Б. Л. А., Лингаия Н. и др. Биоресурсные технологии. – 2012. – URL: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/22750497>.

ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ДИСПЕРГАТОРА В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Е. Е. Костяшина¹

Научный руководитель: С. Б. Кравцов²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

Для разделения водонефтяных эмульсий в процессе подготовки нефти применяются активные вещества – деэмульгаторы, которые способствуют значительному снижению их стойкости. В соответствии с действующим производственным процессом, деэмульгатор подается в водонефтяную эмульсию через гидродинамический диспергатор, который не позволяет подать активное вещество по всей площади потока водонефтяной эмульсии (далее ВНЭ) в виде мелкодисперсной взвеси, что снижает эффективность его работы и приводит к повышенному расходу реагента и дополнительным затратам.

При помощи УЗ-диспергатора (СМАРТ-ДИСПЕРГАТОРА) производится ввод реагента в поток подготавливаемой ВНЭ через распылительную головку, которая распределяет деэмульгатор по всей площади потока жидкости, что позволяет активировать воздействие на разделение эмульсии сразу после подачи реагента. Происходит ультразвуковое воздействие, которое разбивает капли деэмульгатора до размера порядка 5 мкм, вследствие чего за счет мелкодисперсной взвеси воздействие реагента максимально эффективное.

Использование заявленного способа приводит к значительному сокращению количества применяемого деэмульгатора, так как в указанных условиях происходит эффективная диспергация и распределение даже малых количеств деэмульгатора по всему объему водонефтяной эмульсии.

Принцип действия УЗ-диспергатора заключается в следующем: через патрубок в полость трубопровода поступает водогазонефтяная эмульсия; под действием ультразвуковых преобразователей по всему потоку жидкости происходит распыление деэмульгатора и образуются колебания ультразвуковой частоты. Таким образом, вся площадь эмульсии проходит через области максимальной интенсивности ультразвуковых колебаний и это обеспечивает эффективный процесс смешивания.

Внедрение УЗ-диспергатора планируется в существующую точку подачи реагента, которая представлена на технологической схеме (рис. 1).

Важным фактом является то, что монтаж УЗД будет производиться на месте установленного гидродинамического диспергатора в уже существующей точке подачи реагента, что минимизирует затраты на установку и позволит провести замену используемого диспергатора на предлагаемый без остановки производственного процесса.

Критерии эффективности, ожидаемые после применения нового оборудования, приведены в табл. 1.

Предлагаемое в проекте устройство позволит более эффективно использовать деэмульгатор в процессе подготовки нефти, а также предоставит возможность сниже-

ния расхода дорогостоящего реагента. При этом внедрение на производство УЗД не требует изменения существующей схемы работы, что минимизирует затраты и не нарушит непрерывность технологического процесса подготовки нефти.

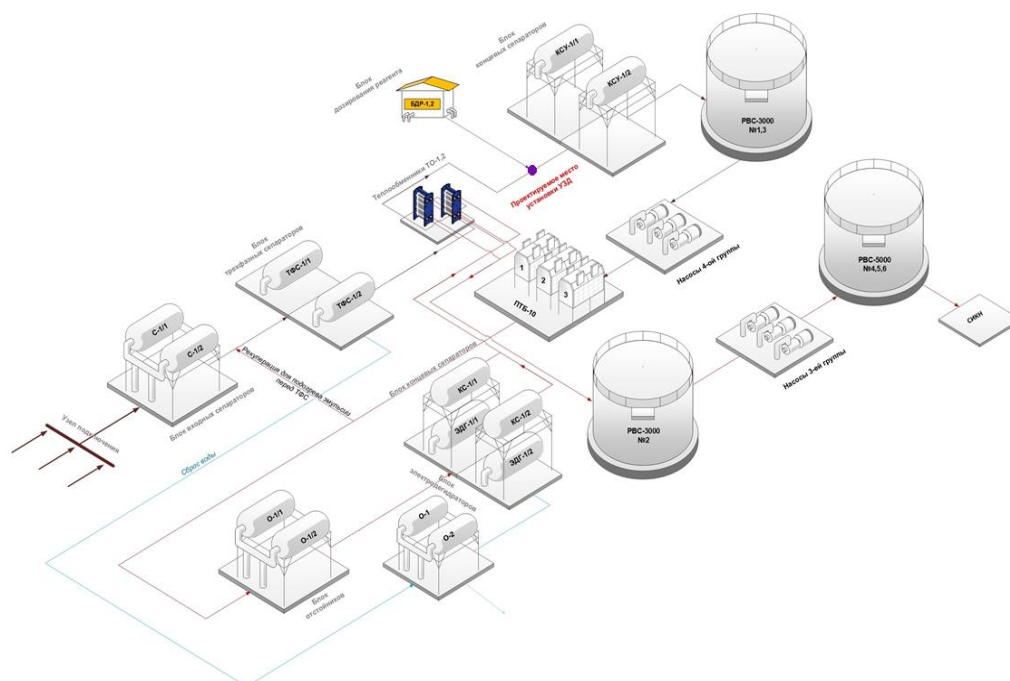


Рис. 1. Технологическая схема УПН-1

Таблица 1

Значения критериев эффективности

Критерий	Значение
Снижение расхода деэмульгатора	Не менее чем на 10 %
Среднее содержание остаточной воды в товарной нефти (СИКН УПН-1)	Не более 0,5 %
Среднее содержание хлористых солей в товарной нефти (СИКН УПН-1)	Не более 85 мг/дм ³
Среднее содержание нефтепродуктов в подтоварной воде (выход из РВС-2000 № 4 аварийный)	Не более 30 мг/л
Среднее содержание воды в нефти на выходе с электродегидраторов (ЭДГ)	Не более 0,5 %
Среднее содержание хлористых солей в нефти на выходе с электродегидраторов (ЭДГ)	Не более 100 мг/дм ³

Список источников

1. Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз» Участка предварительной подготовки нефти рег. №А66-01899-0023 № П1-01.05 ТР-3619 ЮЛ-107, версия 3.00. – 2020. – 323 с.
2. Верховых А. А., Вахитова А. К., Елпидинский А. А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 37–42.
3. Клокова Т. П., Володин Ю. А., Глаголева О. Ф. Влияние ультразвука на коллоидно-дисперсные свойства нефтяных систем // Химия и технология топлив и масел. – 2006. – С. 32–34.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНОГО РЫНКА ВНУТРИТРУБНЫХ СЕПАРАТОРОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА В КОНТЕКСТЕ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

А. В. Ленских¹

Научный руководитель: В. Г. Шрам²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

В данной статье представлен обзор международного рынка внутритрубных сепараторов с акцентом на анализ ведущих зарубежных производителей и одной российской компании, разрабатывающей сепараторы в рамках программы импортозамещения. Основная цель исследования заключается в определении перспектив развития отечественного производства в этой отрасли.

В результате было выяснено, что данное оборудование только недавно начало применяться в Российской Федерации и за ее пределами на нефтегазовых объектах. За рубежом такие системы производят американская компания FMC Technologies и европейские компании Sulzer и Frames, в России – ООО «АЭРОГАЗ».

HiPer™ TwinLine™ Separator and Degasser

A patented compact inline separator designed to remove liquid from gas or gas from liquid in two stages, across the widest range of fluid characteristics and operating conditions.



Background

While conventional inline separators have a distinct operating window, the HiPer™ TwinLine™ has the potential to cover a much wider set of operating conditions expanding the current operating range of inline separators to higher fractions of dispersed phase, making it at the same time more resistant to higher fluctuations in gas and liquid flow rate, operating pressure and flow regime, without losing control of the quality of the separated phases.

Technology

The Sulzer HiPer™ TwinLine™ is a patented compact inline separator designed for removing liquid from gas (liquid-liquid separator) or gas from liquid (degasser design) in two stages. It can be used as a stand-alone unit or in combination with conventional separators and scrubbers as a hybrid design and also with other inline products like HiPer™ loader and HiPer™ Decoder.

Application and client benefits

Stand-alone units can be applied when performance meets client requirements. Pre- or post-separation units – upstream or downstream of conventional horizontal separators and vertical scrubbers – can be applied when performance boosting is required. For less demanding services, the single stage HiPer™ MonoLine Separator and HiPer™ MonoLine Degasser are available.

The advantages of the HiPer™ TwinLine™ design can be summarized as follows:

- Detaching existing separators
- Compact design minimizing space and weight requirements
- Achieving high separation efficiencies across the widest range of feed fluid characteristics and operating conditions
- Providing a more robust control in handling fluctuating operating conditions, including shutdown
- Typically designed and constructed according to standard process piping specifications, and eliminating the need for a pressure safety valve (subject to client acceptance)



cMIST™ Compact Mass transfer and Inline Separation

Advanced inline natural gas dehydration technology representing a step-change in operational efficiency and significant reduction in footprint.



Background

cMIST™, developed by ExxonMobil Upstream Research Company and licensed to Sulzer for onshore and offshore gas dehydration applications, is a novel and compact system for efficiently removing water vapor present during the production of natural gas. This inline technology reduces the size, weight, footprint and cost of the gas dehydration system. A testing campaign on a 2-stage demonstration unit located at an XTO compressor station (Tennessee, USA) was successfully completed in February 2014 and demonstrated the performance and robustness of the design.

Technology

Removing water vapor through the use of dehydration technology – typically accomplished by using large dehydration towers – reduces compression and possibilities of hydrate formation. This helps ensure the efficient transport of natural gas through the supply infrastructure and ultimately to consumers.

The system consists of a combination of an ExxonMobil design droplet generator creating well-dispersed small droplets of glycol with a high surface area for the water absorption from the natural gas, followed by a Sulzer-designed HiPer™ inline separator for efficiently separating the rich glycol from the natural gas.

Application and client benefits

Being applicable in both greenfield facilities and brownfield modifications for capacity enhancements and debottlenecking, cMIST™ provides the following benefits:

- Especially advantageous for offshore, floating, remote and urban applications
- Reduction of complexity, size, weight, footprint and CAPEX
- Constructed to pipe specification
- Modular, scalable and flexible design, in horizontal and vertical configuration
- Not influenced by tower motion (for floating facilities) and feed stream foaming



Рис. 1. Материал компании Sulzer

Компания Sulzer ранее работала на российском рынке. Их сепарационные устройства под названием Sulzer HiPer TwinLine представляют собой компактный поточный сепаратор, предназначенный для удаления жидкости из газа (конструкция сепаратора/скруббера) или газа из жидкости (конструкция дегазатора) в две стадии. Он может использоваться как отдельное устройство или в сочетании с обычными сепараторами и скрубберами в качестве гибридной конструкции [1].

Применение отечественных сепараторов позволяет снизить зависимость от импорта и сократить затраты на обслуживание и ремонт.

Внутритрубные сепараторы (ВТС)
Эффективная сепарация газожидкостной смеси

3D модель / общий вид



Общее описание, назначение и способ применения

Внутритрубный сепаратор позволяет обеспечивать качество сепарации газа от капельной жидкости сопоставимое с обычными емкостными сепараторами. При этом внутритрубный сепаратор не подпадает под категорию «Сосуды под давлением», а поставляется с сертификатами трубопроводной арматуры (трубный делитель потока), что позволяет существенно уменьшить капитальные и эксплуатационные затраты.

Опыт применения

Добрыинское месторождение ООО «VolgaGas» в составе блока сепарации и эжекции
Родулейское месторождение ООО «Ярпес» (НОВАТЭК)
ТОО «КазакОйл Автобей» в составе системы предотвращения утечек капельной жидкости в скважину
Термоядерное месторождение ПАО «Тернефтегаз» (НОВАТЭК)
3 ск. на Родулейском месторождении ООО «Ярпес» (НОВАТЭК)
«Казмунгай»
6 ск. – ООО «Эн Эйч Инжиниринг» (НОВАТЭК) – 2019г.
АО «Самарнефтегаз»

Технические характеристики

- Производительность по входному потоку: 5 000-500 000 м³/ч
- Диапазон производительности: 50-100%
- Содержание жидкости во выходном потоке: до 20% по массе
- Рабочее давление на входе: до 32,0 МПа
- Содержание жидкости в газе на выходе из первой ступени сепарации – не более 50 мг/м³

Преимущества применяемого решения

- Малые размеры – уменьшение занимаемой площади
- Компактность – не требуют фундаментов, площадок обслуживания, меньше обвязки (ИПТ и ЗПА)
- Простота технического обслуживания – не требуют регулярных проверок и замен
- Небольшой перепад давления в сепараторе
- Широкий диапазон по расходу газа и количеству жидкой фазы
- Газодинамические элементы из нержавеющей и дурированной стали (подходит для газа с агрессивными компонентами)

Уровень зависимости от импортных комплектующих

Полностью не зависит

Конкуренты до санкций	Конкуренты после санкций
SALTEC (Англия) FMC (США) CDS/SULZER (Нидерланды/Швейцария)	В России АЭРОГАЗ единственный производитель внутритрубных сепараторов. Устройства запатентованы.

АэроГаз 8

Рис. 3. Внутритрубные сепараторы компании ООО «АЭРОГАЗ»

Для успешного конкурентирования на международном рынке и удовлетворения растущих потребностей отечественной нефтегазовой отрасли, необходимо сосредоточиться на следующих направлениях развития:

- инновационные исследования и разработки в области сепарационных технологий;
- улучшение качества продукции и расширение ассортимента сепараторов, адаптированных к специфическим условиям эксплуатации;
- увеличение объемов производства и сокращение сроков поставки;
- развитие сети послепродажного обслуживания и технической поддержки.

В ходе исследования был проведен обзор международного рынка внутритрубных сепараторов и сравнительный анализ с одной из российских компаний, разрабатывающей сепараторы в рамках импортозамещения. Выявлены основные направления развития отечественного производства для повышения его конкурентоспособности и удовлетворения потребностей нефтегазовой отрасли. Осуществление предложенных мер позволит российскому производителю укрепить позиции на международном рынке и сделать значительный вклад в развитие отечественной экономики.

Список источников

1. Sulzer. Hiper Twinline Separator [Электронный ресурс] // Sulzer : сайт компании. – URL: <https://www.sulzer.com/en/shared/products/hiper-twinline-separator> (дата обращения: 22.04.2023).
2. GTMtec. Frames Solutions [Электронный ресурс] // GTMtec : сайт компании. – URL: <https://gtmtec.com/ru/technology/frames-solutions> (дата обращения: 22.04.2023).
3. Aerogas. Сепараторы [Электронный ресурс] // GTMtec : сайт компании. – URL: <https://aerogas.ru/separator.html> (дата обращения: 22.04.2023).

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОЦИКЛОНОВ

Е. А. Пивцов^{1}*

Научный руководитель: В. Г. Шрам²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

При подготовке нефти в процессах выделения воды получаемый водный раствор является эмульсией типа «нефть в воде» с нефтью в качестве дисперсной фазы. Такая эмульсия считается эмульсией прямого типа – неполярной жидкости в полярной воде (нефть в воде) [1]. Образуются они в процессах разрушения обратных эмульсий (вода в нефти), т. е. при деэмульсации нефти. Такой тип эмульсии может возникнуть при добыче, если низкая минерализация пластовых вод и нефти содержат повышенное количество нафтеновых кислот. Устойчивость эмульсий зависит не столько от концентрации эмульгаторов нефти, сколько от их коллоидно-дисперсного состояния, которое, в свою очередь, определяется содержанием в нефти парафиновых и ароматических углеводородов и наличием в них веществ, обладающих дефлокулирующим действием [2; 3].

Процесс выделения нефти из пластовой воды, получаемой в процессах подготовки нефти на установках подготовки, необходим по ряду случаев:

- значительное содержание нефти и механических примесей снижает ресурс работы оборудования, предназначенного для транспортировки воды;
- уменьшение потерь нефти, связанных с процессом подготовки (вся связанная нефть, не выделенная в процессе подготовки воды, утилизируется совместно с ней, что приводит к значительным потерям – от 400 и более тонн в год).

Основным принципом, используемым для очистки пластовой воды, является гидростатическое и гидродинамическое отстаивание, которое происходит в специализированном оборудовании, таком как отстойники, нефтеловушки и пескоотделители [4]. Если после отстаивания содержание газов остается высоким, очищенная от нефти вода поступает в буферы-дегазаторы, где происходит отделение газов в результате снижения потенциальной энергии жидкости. Таким образом, одновременно с отделением газов происходит отделение небольшого количества нефти за счет флотационного эффекта, что завершает цикл очистки воды.

В настоящее время наблюдается малая эффективность разделения устойчивых прямых водонефтяных эмульсий существующими гравитационными методами отстаивания в аппаратах или резервуарах-отстойниках ввиду малых значений гравитационных сил и отсутствия их влияния на размер взвешенных частиц дисперсионной фазы, находящихся в устойчивом состоянии.

С целью увеличения качества подготовки пластовой воды на нефтегазовых месторождениях предлагается внедрение в технологическую схему установок подготовки пластовой воды (УППВ) гидроциклонов специальной конструкции, в которых создаваемые центробежные силы позволят разделять тонкодисперсные эмульсионные водные растворы с нефтепродуктами в качестве дисперсной фазы.

Геометрические особенности данных аппаратов заключаются в следующем:

- уменьшенное значение диаметра цилиндрической части;
- увеличенная длина проточной части аппарата [5].

Данные изменения (по сравнению со стандартизированными значениями) приводят к уменьшению производительности аппарата (до $2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$) и увеличению длительности прохождения эмульсии через гидроциклон. Вследствие чего, меньший объем раствора подвергается более длительному воздействию центробежных сил, что обеспечивает более эффективное выделение дисперсной фазы.

При этом стоит отметить, что из-за уменьшенной производительности необходимо применение блока вышеописанных гидроциклонов в количестве соответствующим проектной мощности УППВ.

Для определения эффективности разделения прямой водонефтяной эмульсии был произведен расчет показателей данного процесса, основываясь на исследованиях Д. А. Баранова [6]. Исходные данные представлены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные

Показатель	Значение
Температура процесса, °С	20
Плотность нефтепродуктов, $\text{кг}/\text{м}^3$	830
Плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	1200
Средний объемный диаметр капель дисперсной фазы, м	0,000012
Общая производительность по исходной эмульсии, $\text{м}^3/\text{ч}$	240
Диаметр цилиндрической камеры, м	0,1
Длина гидроциклона, м	1,02
Диаметр входного патрубка, м	0,025
Диаметр патрубка для вывода воды (нижний слив), м	0,02
Диаметр патрубка для вывода нефтепродуктов (верхний слив), м	0,01
Угол наклона образующей, град.	8
Диаметр цилиндрической камеры, м	0,1

Для проведения расчетов концентрация нефтепродуктов в пластовой воде, выходящей с УППВ, принята равной $200 \text{ мг}/\text{л}$ и определена их объемная доля, равная $0,2 \%$.

Ввиду большой разницы в динамической вязкости в эмульсионной среде и фазе, принимается, что эмульгирования раствора при подаче в гидроциклон не происходит.

Результаты расчета представлены в табл. 2.

Таблица 2

Расчет эффективности разделения водонефтяной эмульсии

Показатель	Значение
Скорость на входе в гидроциклон, $\text{м}/\text{с}$	2,26
Объем эмульсии, обрабатываемой в единичном аппарате, $\text{м}^3/\text{ч}$	4
Необходимое количество гидроциклонов-нефтеотделителей в аппарате, шт.	90
Уточненная скорость на входе в аппарат, $\text{м}/\text{с}$	2,31

Показатель	Значение
Плотность эмульсии, кг/м ³	1199,26
Коэффициент гидравлического сопротивления	6,056
Необходимое давление на входе в аппарат, МПа	0,1863
Объемное распределение потоков	11,101
Производительность единичного гидроциклона по верхнему сливу, м ³ /ч	0,33
Производительность единичного гидроциклона по нижнему сливу, м ³ /ч	3,67
Производительность аппарата по верхнему сливу, м ³ /ч	19,833
Производительность аппарата по нижнему сливу, м ³ /ч	220,17
Рабочий объем аппарата, м ³	0,00085
Объемная доля диспергированной воды в верхнем сливе, %	0,11
Объемная доля воды в нижнем сливе, %	99,97

Таким образом, по результатам расчета выявлено уменьшение объемной доли нефти в подготавливаемой воде с 0,2 % до 0,03 %, что говорит о снижении концентрации нефтяной фазы в 6,67 раз и эффективности технологии гидроциклонной обработки пластовой воды.

Список источников

1. Белопухов С. Л., Старых С. Э. Физическая и коллоидная химия. Основные термины и определения : учеб. пособие. – М. : Проспект, 2016. – 256 с.
2. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции : учеб. пособие. – Томск : Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
3. Хомченко Н. А., Прозорова И. В., Юдина Н. В. Исследование особенностей разрушения водонефтяных эмульсий // Материалы 4-й Всероссийской научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа», (8–12 октября 2007г.). – Томск : Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН. – 2007. – С. 134–137.
4. Афанасьев Е. С., Горлов С. Г., Ясьян Ю. П. Факторы стабилизации водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. – № 3. – С. 57.
5. Циклонный нефтеотделитель «ОЗНА-Гольфстрим» // ОЗНА-диверсифицированный производственно-инжиниринговый холдинг : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://ozna.ru/products-services/transport-sred/tsiklonnyy-nefteotdelitel-golfstrim>.
6. Баранов Д. А. Принципы расчета и конструирования гидроциклонов для разделения эмульсий : специальность 05.17.08 «Процессы и аппараты химической технологии» : дис. ... д-ра техн. наук / Баранов Дмитрий Анатольевич ; Московская Государственная академия химического машиностроения. – М., 2007. – 359 с.

РАЗВИТИЕ ГАЗОВОГО БИЗНЕСА С ПОМОЩЬЮ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА GTL-УСТАНОВКЕ

М. М. Рахимов^{1*}

Научный руководитель: М. М. Мурадханов²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

Термин GTL (от англ. Gas To Liquids – газ в жидкость) используется в случаях, когда речь идет о превращении газа в жидкие углеводороды. Данная технология состоит из трех ступеней: 1) производство синтез-газа; 2) синтез Фишера – Тропша; 3) гидрокрекинг и гидрооблагораживание.

Для того чтобы рассчитать материальный баланс трехступенчатой технологии GTL, необходимо рассмотреть каждую из ее стадий в отдельности.

1. Производство синтез-газа. Целью данного процесса является превращение природного газа в смесь монооксида углерода и водорода, называемую синтез-газом.

2. Синтез Фишера – Тропша. Синтез Фишера – Тропша представляет собой сложную совокупность последовательных и параллельных превращений, протекающих на поверхности катализатора. Длина углеродной цепи n подчиняется молекулярно-массовому распределению, которое может быть описано уравнением Флори:

$$m = \alpha^{n-1}(1 - \alpha),$$

где m_n – мольная доля компонентов ФТ-продукта с числом атомов углерода n ; α – параметр молекулярно-массового распределения компонентов ФТ-продукта, $0 < \alpha < 1$. Данный параметр определяет вероятность роста углеродной цепи.

Используя уравнение Флори, а также учитывая тот факт, что в промышленности параметр « α » принимает значения от 0,6 до 0,95, был построен показанный на рис. 1 график распределения выхода фракций синтетических продуктов при различных значениях параметра.

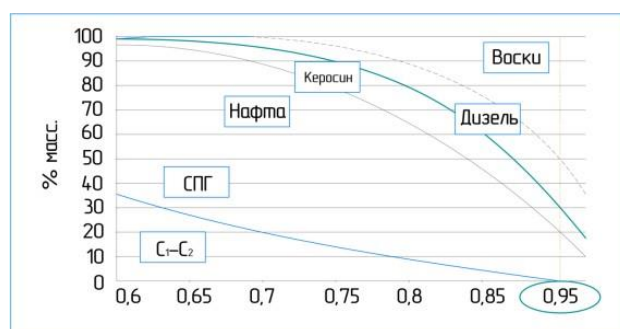


Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение синтеза Фишера – Тропша в зависимости от параметра « α »

Для отдаленных промыслов наиболее ценным продуктом является дизельное топливо, используемое автотранспортом и спецтехникой, поэтому для уменьшения выхода легких фракций и увеличения содержания ДТ « α » была принята 0,95.

3. Гидрокрекинг и гидрооблагораживание. На третьей ступени происходит выход готовой синтетической нефти: нефтя, керосин, СУГ, ДТ. После рассмотрения всех стадий технологии GTL был составлен ее материальный баланс, схема которого представлена на рис. 2. Таким образом, для получения 14,7 г синтетической нефти, в состав которой входит 60 % масс. ДТ, расходуется 20,8 г метана (CH_4).

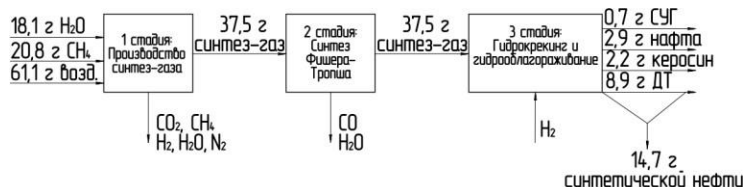


Рис. 2. Схема производства синтетических углеводородов

Нефтегазоводяная эмульсия с кустовых площадок ЮТМ под избыточным давлением от 0,9 до 1,0 МПа и температурой от минус 5 до 5 °С поступает на узел подключения УПН-2.

На технологической площадке №1 нефтегазоводяная эмульсия поступает во входные сепараторы (ВС-1, ВС-2, ВС-3). Затем, предварительно дегазированная эмульсия поступает в нефтегазовые сепараторы (НГС-1, НГС-2, НГС-3).

Нефтяной газ первой ступени сепарации от ВС и НГС направляется для очистки от капельной жидкости в газовые сепараторы (ГС-1/1, ГС-1/2, ГС-1/3) с давлением 0,7 МПа.

Очищенный от капельной жидкости газ подается в измерительную линию системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1 УПН-2) и далее на Газокомпрессорную станцию (ГКС). Большая часть газа (7 200 000 м³ в сутки) сжигается на факеле высокого давления (ФВД) [2].

Компания АО «Востсибнефтегаз» по данным на 2022 г. затратила на закупку и поставку ДТ на ЮТМ 1,895 млрд руб. (табл. 1). Проект позволит экономить денежные средства на закупке ДТ. Расчет общего экономического эффекта для АО «Востсибнефтегаз» приведен в табл. 2.

Таблица 1

Затраты АО «Востсибнефтегаз» на закупку ДТ на ЮТМ в 2022 г.

Перевезено на ЮТМ в 2022 г. тонн ДТ	Сумма затрат, млрд с НДС	Затраты на 1 тонну ДТ, тыс. руб. с НДС
21 700	1,895	87,3

Таблица 2

Общий экономический эффект для АО «Востсибнефтегаз»

Экономический эффект	Показатель
Экономия на штрафах за сжигание ПНГ	18 млн руб./г
Экономия на закупке ДТ	810 млн руб./г
Прибыль от продажи ПНГ УПН-2 на GTL-установку	153 млн руб./г
Итого	981 млн руб./г
Масштабирование проекта среди дочерних предприятий ПАО «НК-Роснефть»	
Отсутствие налогов на продукты переработки ПНГ	
Минимальные вложения в проект за счет привлечения инвесторов	

GTL-установка производительностью 500 000 м³/сут. ПНГ будет размещаться на территории СНП. Необходимо произвести врезку в действующий трубопровод Г51/2 Ду630×8 и монтаж трубопровода Ду325×8 до GTL-установки (рис. 3).

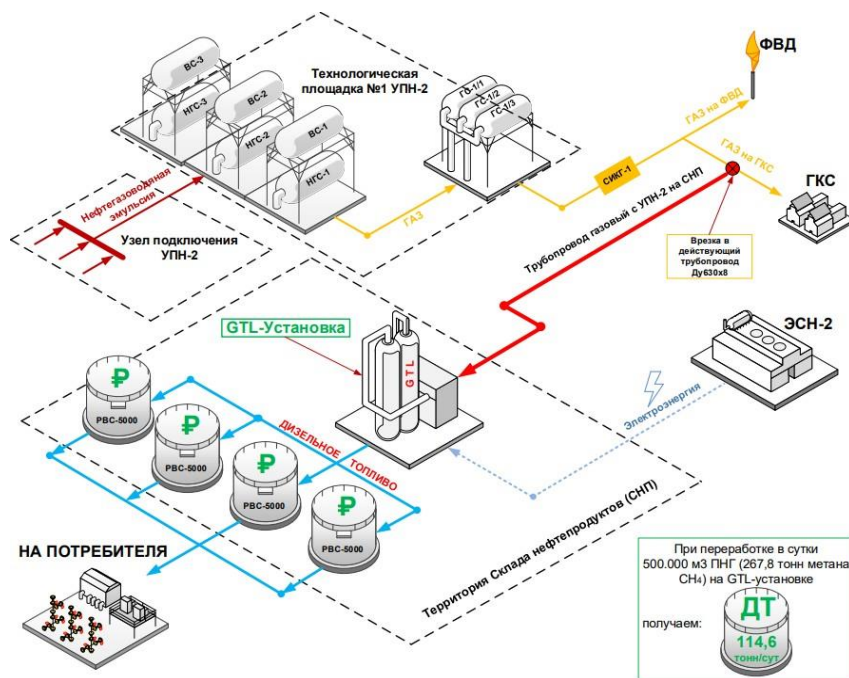


Рис. 3. Схема проекта «УПН-2 – GTL-Установка»

Положительный эффект от реализации проекта на АО «Востсибнефтегаз»:

- экономия на закупке ДТ;
- экономия на сжигании ПНГ на факельных установках;
- прибыль за счет продажи ПНГ подрядной организации;
- минимизация воздействия на окружающую среду: цель компании ПАО «НК-Роснефть»;
- ДТ высочайшего качества.

Список источников

1. Uzgtl [Электронный ресурс]: каталог содержит сведения о сравнении традиционного ДТ с GTL ДТ. – URL: <https://www.uzgtl.com/dizel>.
2. Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз». Установка подготовки нефти No2 Цеха подготовки и перекачки нефти Юрубчено-Тохомского месторождения. NoП1-01.05 ТР-3619 ЮЛ-107.

ПОЛУЧЕНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ УГЛЕРОДНЫХ СОРБЕНТОВ ИЗ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ

Е. Н. Ротарь¹

Научный руководитель: С. С. Косицына²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Углеродные сорбенты широко используются в промышленности для очистки сточных воды и газов от неполярных и малополярных соединений, в т. ч. высокомолекулярных. Например, показана эффективность таких сорбентов в отношении таких загрязнителей, как углеводороды нефти, в том числе ароматические, галогенорганические соединения, диоксины и другие [1]. Рассматривается возможность применения углеродных сорбентов для снижения выбросов парниковых газов [2].

Основным сырьем для производства углеродных сорбентов, за счет объемов и низкой стоимости, являются ископаемые угли. Кроме того, используется разнообразное растительное и животное сырье, например, опилки, скорлупа орехов, отходы сельскохозяйственных культур, макулатуру, модифицированный торф и т. п.

Достоинствами таких сорбентов являются, в первую очередь, биовозобновляемость и возможность регенерации. Кроме того, такие сорбенты могут использоваться в широком диапазоне температур. К недостаткам можно отнести сравнительно не высокую сорбирующую способность (не более 15 кг/кг) и низкую скорость адсорбции [3].

В данной работе исследовали процесс производства и сорбционную емкость углеродных сорбентов, полученных из древесины лиственных пород.

Образцы углеродных сорбентов получали методом пиролиза при температурах 300–500 °С в течение 5 ч. Сравнивали выход и сорбционную ёмкость образцов, полученных из необработанного сырья и сырья, подвергнутого последовательно химической модификации поверхности растворами NaOH и H₂SO₄, а также получены спеканием сырья с твердой щелочью.

В результате экспериментальных исследований было установлено, что при повышении температуры пиролиза от 300 до 500 °С выход сорбента снижается с 48 до 23 % масс. при пиролизе опилок и химически модифицированного сырья и от 65 до 43% масс. при спекании с NaOH в твердом виде.

Для полученных образцов определяли показатели сорбционной емкости по йоду, метиленовому голубому, кислоте и щелочи. Сорбционная ёмкость по йоду отражает содержание в адсорбенте микропор с размерами эффективных диаметров 0,6–1,5 нм, по метиленовому голубому – пор с размерами менее 1 нм. Показано, что обработка пиролизом позволяет увеличить сорбционную емкость по йоду в среднем в два раза (с 23 до 54 мг-экв/г для исходного и с 162 до 255 мг-экв/г для обработанного сырья), и минимум в четыре раза – сорбционную емкость по щелочи (с 23 до 95 мг-экв/г). Увеличение температуры пиролиза с 300 до 500 °С способствует повышению сорбции по йоду в среднем на 20 % на каждые 100 °С, однако приводит к значительному снижению активности по щелочи (с 420 до 46 мг-экв/г).

Кроме того, показано, что предварительная обработка сырья щелочью и кислотой позволяет значительно увеличить эффективность полученных сорбентов при сорбции йода и щелочи (в 4,7–7,3 и 1,5–2 раза соответственно). Для образцов, полученных

спеканием со щелочью, были получены показатели сорбционной емкости, сопоставимые с образцами, полученными пиролизом необработанных опилок. В отношении кислотности и метиленового голубого зависимости от технологии приготовления или температуры пиролиза выявлено не было.

Таким образом, в работе показаны зависимости влияния условий получения углеродных сорбентов пиролизом древесных отходов и технологии подготовки сырья на сорбирующую способность образцов.

Исследования выполнены по государственному заданию Минобрнауки России по проекту «Разработка комплекса научно-технических решений в области создания биотоплив и оптимальных биотопливных композиций, обеспечивающих возможность трансформации потребляемых видов энергоносителей в соответствии с тенденциями энергоэффективности, снижения углеродного следа продукции и использования видов топлива альтернативных ископаемому» (Контракт FSRZ-2021-0012) в научной лаборатории биотопливных композиций Сибирского федерального университета, созданной в рамках деятельности научно-образовательного центра «Енисейская Сибирь».

Список источников

1. Ariunaa A., Narangerel J., Purevsuren B., Erdenechimeg R. Activated carbons from Mongolian coals by thermal treatment // *Mongolian Journal of Chemistry*. – 2011. – N 12 (38). – P. 60–64.

2. Ketabchi M. R., Babamohammadi S., Davies W. G., Soltani S. M. Latest advances and challenges in carbon capture using bio-based sorbents: A state-of-the-art review // *Carbon Capture Science & Technology*. – 2023. – Vol. 6, 100087. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2022.100087>.

3. Промышленные сорбенты на основе натурального природного сырья [Электронный ресурс]. – URL: <https://terra-ecology.ru/stati/promyshlennye-sorbenty-na-osnove-naturalnogo-prirodnogo-syrya> (дата обращения: 10.03.2023).

СПОСОБ ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. К СТРАТЕГИИ «РОСНЕФТЬ-2030»

С. А. Сидоренко¹

Научный руководитель: А. В. Вьюшков²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск

Введение. В России и во всем мире существует глобальная проблема при добыче нефти – это попутный нефтяной газ (ПНГ). ПНГ является попутно добываемым сырьем при добыче нефти. ПНГ находит полезное использование в качестве топлива и сырья для производства тепла, но то количество (20 млрд м³ в России), которое добывается, не находит полезного применения и сжигается на факеле. Данный метод прост в исполнении и не требует больших капитальных вложений и на данный момент является основным способом утилизации ПНГ. Минэнерго штрафует нефтяные компании, если они полезно используют менее чем 95 % ПНГ, в 2018 г. сумма штрафов за сжигание ПНГ сверх нормы составила 405,6 млн руб. Роснефть реализует стратегию «Роснефть-2030», в которой прописано, что сжигание ПНГ на факеле должно отсутствовать. Поэтому перед компаниями встает вопрос о полезном использовании попутного нефтяного газа.

Многие компании находят решения: прокладывают газопроводы в ближайшие города и поставляют ПНГ как топливо или прокладывают газопровод на предприятия, занимающиеся переработкой попутного нефтяного газа. А что если месторождение находится в труднодоступном месте? Прокладка газопровода является нерентабельной и многим компаниям приходится платить налог за сжигание ПНГ. Куюмбинское месторождение не является исключением. Построить газоперерабатывающий завод в труднодоступном месте является сложным и не рентабельным решением. Использовать крупнотоннажные установки получения метанола или других продуктов не рентабельно.

Данный проект предназначен для решения проблемы полезного использования ПНГ на Куюмбинском месторождении, а также может стать решением и для многих других нефтяных компаний.

Цель проекта. Определить способы полезного использования ПНГ на Куюмбинском месторождении. Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- провести исследование возможных методов полезного использования ПНГ;
- предложить целесообразный метод по использованию ПНГ;
- разработать проектное решение;
- произвести технико-экономический расчет реализации проекта;
- оценить перспективу и составить стратегию развития проекта.

1. Исследование возможных методов полезного использования ПНГ. Опорой при проведении исследования была идея о рациональном использовании ПНГ на Куюмбинском месторождении.

При исследовании были выделены три наиболее выгодных метода использования ПНГ – использование ПНГ как топлива для автомобильного транспорта, выделение

ШФЛУ из ПНГ и переработка (GTL). Первые два метода уже были представлены обществу, поэтому детальное изучение проводилось по третьему методу, а именно технологии GTL.

Технология GTL представляет собой процесс, позволяющий при химических реакциях превращать попутный нефтяной газ в жидкие продукты. Жидким продуктом зачастую является метанол – первая ступень окисления метана, а также широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ). Данная технология реализуется в нефтяной отрасли и планируется расширяться. Интерес к GTL появился по нескольким причинам.

Отдаленность месторождений газа. По оценкам специалистов, до 60 % разведанных запасов природного газа расположены на большом расстоянии от конечного потребителя. Прокладка газопроводов к ним зачастую экономически необоснованна, несмотря на то, что издержки их строительства неуклонно снижаются. Если бы этот газ можно было с низкими затратами преобразовывать в жидкость, его транспортировка до потребителя приобрела бы большую привлекательность.

Помимо этого, в ряде других случаев, это поможет решить и экологические вопросы, так как отпадет необходимость сжигать попутный нефтяной газ. Это актуально для России в связи с госрегулированием величины сжигания ПНГ.

Рост цены на нефть. В середине 1990-х гг., когда мировая цена на нефть составляла 15 долл. США за баррель, GTL-технологии казались непривлекательными. Сегодня, когда она колеблется около 90 долл. за баррель, применение их более вероятно. Однако специалисты нефтедобывающих компаний сходятся в том, что снижение мировой добычи нефти можно будет наблюдать уже через 5–10 лет. Для того чтобы возместить это снижение, потребуется увеличение объемов производства продуктов, полученных из других углеводородных источников.

Качество продуктов переработки. Общеизвестно, что GTL-синтез лучше, чем очистка. В синтезируемых продуктах намного легче контролировать уровень содержания примесей. Это значит, что они в принципе намного чище, чем нефтепродукты, произведенные традиционным путем.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод о том, что технология GTL является преимущественным методом полезного использования ПНГ.

2. Анализ технологий GTL. В проекте было рассмотрено три технологии GTL:

2.1. Прямой синтез. Прямая конверсия метана позволяет производить дешевый синтез-газ, но сама реакция конверсии, имея высокую энергию активации, практически не поддается контролю.

Данный процесс проводится при высоких температурах и давлениях (80 атм. и 490 °C). Процесс имеет коэффициентом переработки равным 4 %. Все эти условия увеличивают капиталовложения и являются не рентабельными.

Были разработаны ряд процессов прямой конверсии, но они так и не нашли широкого коммерческого применения.

Использование технологии на Куюмбинском месторождении является не рентабельным, так как месторождения является труднодоступным и проектирование крупнотоннажной установки является сложной не выгодной задачей.

2.2. Каталитический синтез. Данный процесс основывается на технологии Фишера – Тропша. Процесс подразумевает получение на первом этапе синтез-газа и дальнейшее превращения в жидкие продукты. Технология является дорогостоящей, так как в ней задействуются катализаторы, высокое давления и температура (50 атм и 850 °C). Данные условия подразумевают установку огромного количества оборудования, которое будет создавать условия реакции (Печи, компрессоры, теплообменники).

Огромным плюсом каталитического синтеза является его промышленное использование.

2.3. Плазмохимический метод. Плазмохимический метод отличается от предшествующих тем, что он основан не на создании высоких температур и давлений, а основан на использовании плазмы. Плазма – это состояние вещества, при котором газовая фаза активизируется до тех пор, пока атомные электроны больше не будут связаны с каким-либо конкретным атомным ядром. Плазма состоит из положительно заряженных ионов и несвязанных электронов. Плазма может быть получена путем воздействия на него сильного электромагнитного поля. Частицы плазмы: молекулы, электроны, атомы, ионы, свободные радикалы. Частицы плазмы в этом диапазоне находятся в возбужденном состоянии, существенно повышается интенсивность столкновения таких частиц, и они вступают в химические реакции. Оборудование: специальные установки – плазмотроны.

В подведенных в плазмотрон газах или парах различных веществ интенсивным электромагнитным полем создают электрические разряды, образуется плазма.

Энергия электрического поля передается ее электронам и от них нейтральным молекулам, которые переходят в возбужденное, химически активное состояние.

Большая скорость химических реакций в газовой фазе позволяет добиваться высокой удельной производительности плазмотронов.

Конечные продукты выводятся из плазмы методом охлаждения.

В диапазоне температур плазмохимии химические связи разрушаются, поэтому энергии разрушения нередко не требуется. Это не только существенно ускоряет процесс, дает возможность уменьшить габариты оборудования.

Плазмохимия позволяет получать жидкие продукты из ПНГ при этом не требует больших температур и давлений. Исходя из этого капиталовложения уменьшаются, создается возможность уменьшить размеры установки.

Вышеперечисленные плюсы являются необходимыми для реализации технологии GTL на Куюмбинском месторождении.

После проведения анализа технологий была составлена таблица сравнения (табл. 1).

Таблица 1

Анализ технологий GTL

Параметр	Прямой синтез	Каталитический синтез	Плазмохимический метод
Процесс	Одностадийный процесс получения жидких продуктов (отсутствует стадия получения синтез-газа)	2-стадийный процесс на катализаторах (через получения синтез-газа)	Плазмохимическая технология конверсии ПНГ в жидкие продукты (отсутствует стадия получения синтез-газа)
Условия проведения процесса	Одностадийный, 80 атм, 490 °С	1-я стадия: 22 атм, 850 °С, никелевый катализатор; 2-я стадия: 50 атм, 220 °С, медный катализатор	Одностадийный процесс, 1 атм, 150 °С, без катализаторов
Сероочистка	Требуется	Требуется	Не требуется
Исполнение	Блок-бокс	Блок-бокс	Модульные, мобильные установки. Контейнерное исполнение
Коэффициент переработки	4	50	80
Производственное применение	нет	да	нет

Для детального изучения, а также представления проектного решения был выбран плазмохимический метод.

3. Способ полезного использования ПНГ – это плазмохимический метод.

Технология основана на использовании газоструйного плазмохимического метода. В качестве основных блоков струйного плазмохимического метода используется холодный плазматрон и реактор. Сырье подаётся на переработку в виде сверхзвуковой струи, одновременно обеспечивая газовый затвор и быстрое удаление продуктов реакции. Инициация реакции производится посредством электронно-пучковой плазмы с наложением внешних электромагнитных полей. В результате обеспечиваются высокие скорости протекания процесса в компактной проточной системе. Система представлена на рис. 1.

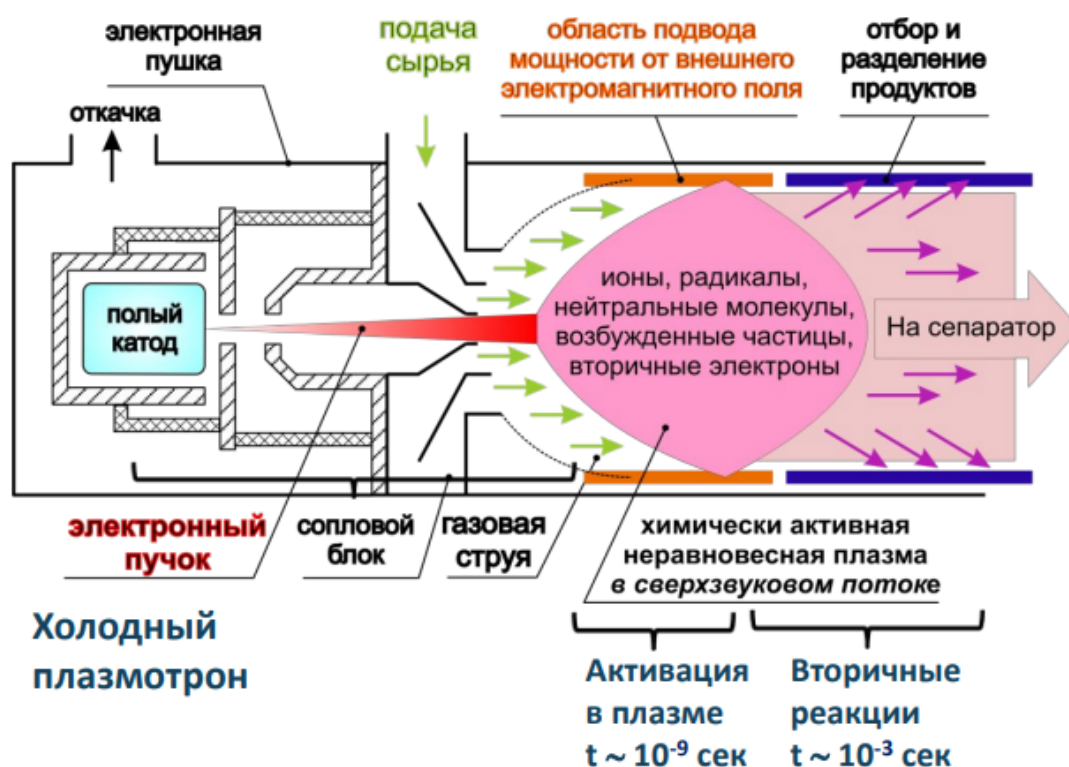


Рис. 1. Система холодного плазматрона и реактора

Плазмохимический метод представляет большое количество регулирующих параметров, что позволяет регулировать качество и количество продукции. Это является как плюсом, так и минусом, так как параметры взаимосвязаны, что может вызвать сложность настройки реактора. Внешние определяющие параметры процесса изображены на рис. 2.

Принципиальная схема установки представлена на рис. 3. Источником подачи газа является первая и вторая ступень сепарации. Очистка газа не требуется, но необходима очистка от механических примесей. Подача окислителя, это может быть, как водяной пар или воздух. Происходит смешения окислителя и газа. Смесь поступает в реактор, где происходит превращения в жидкий продукт при температуре 150 °С и давлении 1 атм. Далее происходит разделение в сепараторе, непрореагировавший газ поступает на вакуумную компрессорную станцию, откуда подается на рецикл. Жидкий продукт и является ингибитором гидратообразования. Он сертифицируется компанией изготовителем и научным центром разработки

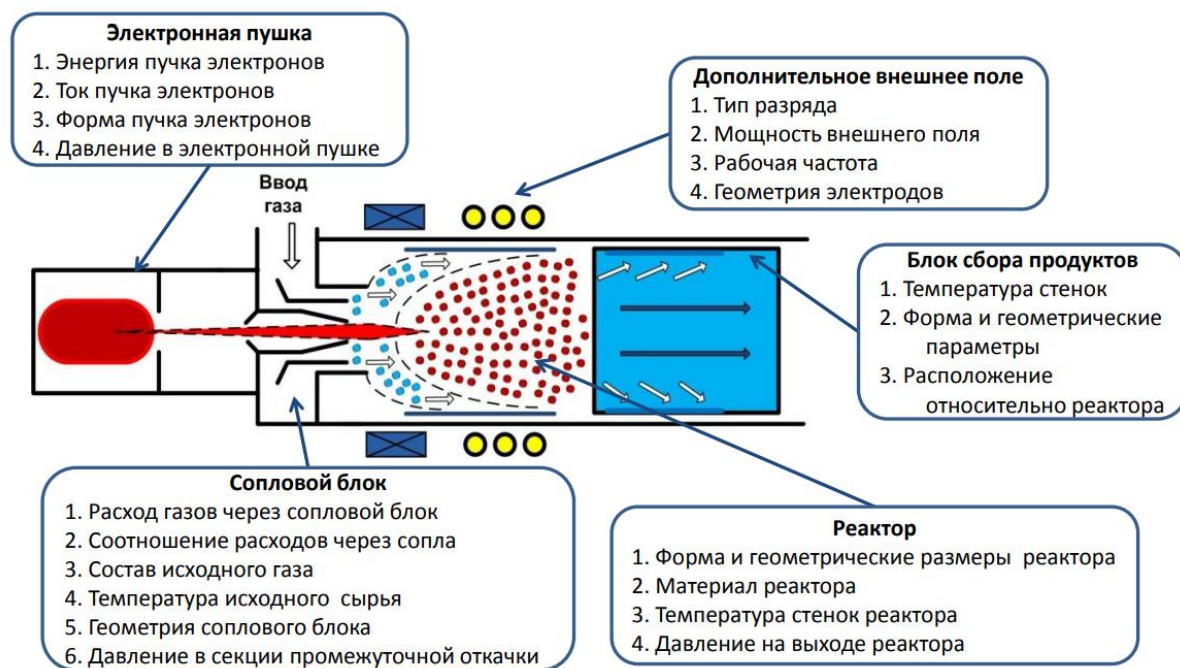


Рис. 2. Схема реактора и внешние определяющие параметры процесса

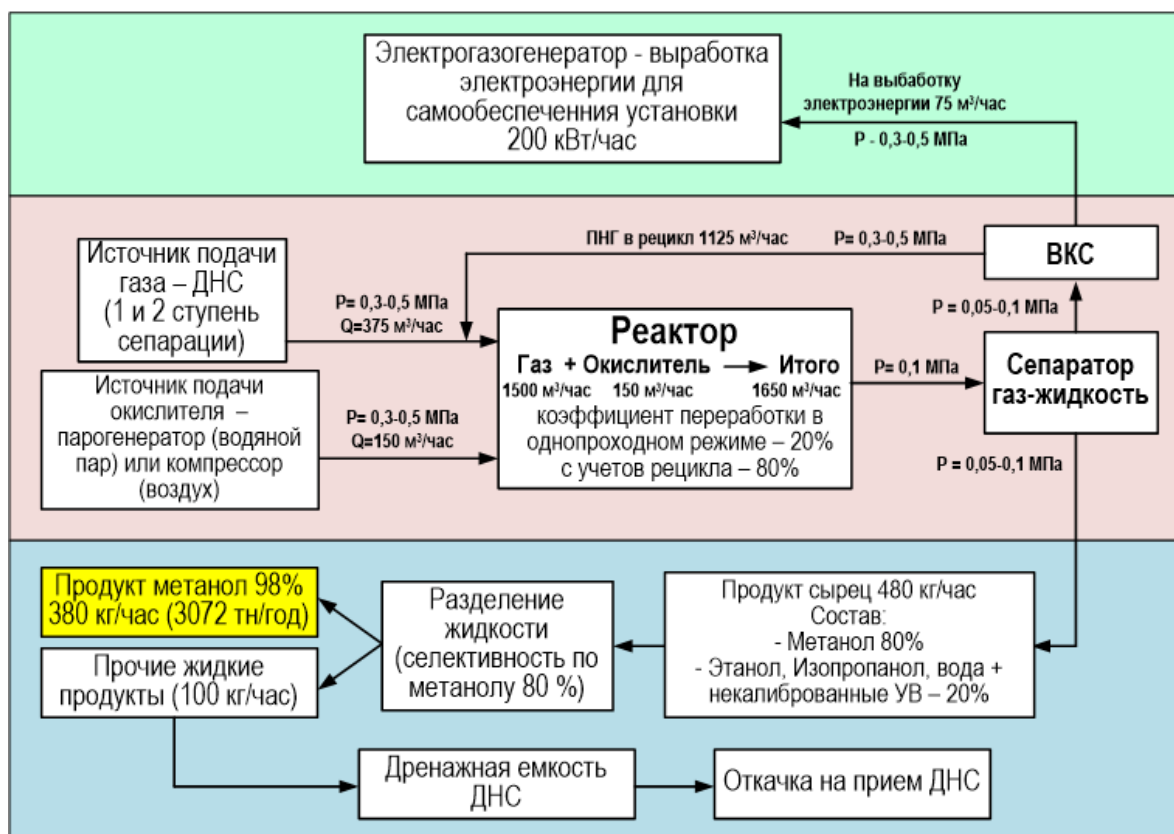


Рис. 3. Принципиальная схема установки

В табл. 2 представлены основные показатели установки.

Установка по получению ингибитора гидратообразования имеет площадь 60 м², что является приемлемым размером в условиях Куюмбинского месторождения. Также установка будет представлять модульное исполнение, что позволяет увеличивать производство добавляя новые блоки.

Основные показатели установки

Показатель	Значение
Расход сырья	550–1125 м ³ /ч
Коэффициент переработки сырья с учетом рецикла	80 %
Производительность одного модуля	3000–9000 т/год
Установленная мощность	600 кВт

Плазмохимический метод является инновационным и не использовался до текущего времени.

При анализе продукта, получаемого на установке, выявлено содержание ШФЛУ в количестве 5% от продукта. Этот факт говорит нам о том, что плазмохимический метод является перспективным. Так как из ПНГ можно получать ШФЛУ.

Проектное решение. Установку размещаем в план по строительству КСВД на Куюмбинском месторождении, а именно на позицию 60. Также организуем герметичную систему сбора готового продукта.

Проектом предусматривается строительство площадки хранения продукта, а именно герметичного резервуара объемом 100 м³, чтобы обеспечить 4-дневный запас продукции. Из резервуара организуем подачу ингибитора гидратообразования в газопровод. В плане компании, потребление ингибитора составит 1000 т в год. Также будет организован налив ингибитора в автоцистерны и возможная его транспортировка к местам потребления. Местом потребления может являться Восточно-Сибирская нефтяная компания (ВСНК), по оценкам потребность ВСНК в ингибиторе гидратообразования 3000 т в год, а также отдаленные объекты Куюмбинского месторождения.

Проектным решением предусмотрен момент перенастройки установки на получение ШФЛУ, это решение позволит использовать установку по двум направлениям:

1. Получение ингибитора гидратообразования.
2. Получение широкой фракции легких углеводородов.

Для испытаний установки будет спроектирована емкость для ОПИ.

Стратегия развития. Проектом предусмотрена стратегия на развитие потенциала плазмохимической установки, а также риски при различных обстоятельствах. Представлена на рис. 4.

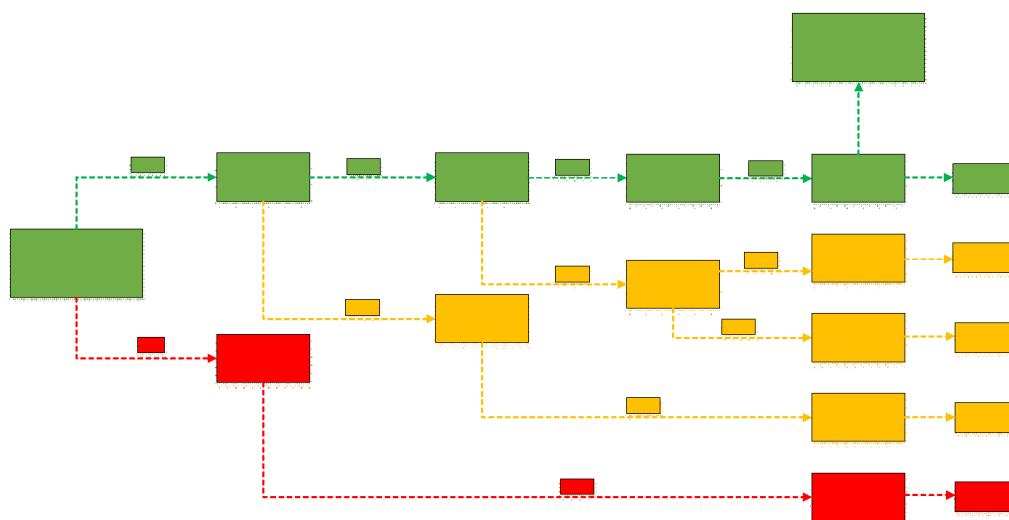


Рис. 4. Стратегия развития

В стратегии предусмотрен план по получению ШФЛУ и дальнейшее подмешивание в нефть. Это увеличит количество жидкого продукта на месторождении, а также увеличит потребление ПНГ.

С помощью данного проекта компания может выполнить требования стратегии «Роснефть-2030». Для этого потребуется установка нескольких модулей плазмохимической установки. Одна установка, позволяет полезно использовать ПНГ на 3 % от добычи газа на Куломбинском месторождении.

Разработкой плазмохимической установки занимается НТЦ «Плазма», которая предлагает модульную поставку оборудования, имеет полный комплект документов (патенты, инструкции), обучает персонал. Время до промышленного внедрения оценивается в три года.

Данный метод также подходит по ОКВЭД компании ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

4. Экономический расчет. Исходные данные для экономического расчета: капитальные вложения: установка «Плазма» (реактор, насос форвакуумный – 2 шт., компрессор, сепаратор, электронная пушка, баллон He, теплообменник – 3 шт., насос масляный, насос НВБМ – 2 шт., насос водяной – 3 шт., блок подготовки газа), резервуар для хранения продукта 100 м³ и побочных продуктов 50 м³, доставка оборудования, монтаж оборудования.

Сумма капитальных вложений составляет:

- установка «Плазма» 298567 тыс. руб.;
- организация метанольного хозяйства и хранения продукции 4800 тыс. руб.;
- доставка и монтаж установки 2445 тыс. руб.;

Цена ингибитора гидратообразования с учетом доставки на Куломбинское месторождение составляет 36 тыс. руб.

Себестоимость продукции складывается:

- из стоимости сырья ПНГ – 1 руб./куб. м;
- ЗП с налогами (6 чел, ЗП – 100 тыс. руб.);
- электроэнергия;
- амортизация основного оборудования – 10 лет;
- накладные расходы организации – 10% от стоимости основного оборудования;
- налог на основные средства (2 % от стоимости основного оборудования);
- расходы на эксплуатацию (3 % от стоимости основного оборудования).

Себестоимость продукта составляет 9 297 руб./тонна.

Производительность установки 6000 тонн/год или 500 тонн/мес.

Ставка дисконтирования 20 %.

Экономический расчет представлен в таблице Excel (рис. 5).

Экономический эффект за 5 лет:

NPV = 117 538 тыс. руб.

PP=3,08

PI=1,24

Плазмохимический метод является инновационным решением, поэтому целесообразно сделать анализ чувствительности (рис. 6).

Показатель, тыс. руб.	Справочная информация	2027	2028	2029	2030	2031	Итого за период
		Итого	Итого	Итого	Итого	Итого	
1. Выручка		198000	216000	216000	216000	216000	1062000
2. Капитальные вложения	Срок амортизации, мес.	305812	0	0	0	0	305812
1. Установка "Плазма"	120	298567	0	0	0	0	298567
2. Организация хранения продукции	120	4800	0	0	0	0	4800
3. Доставка оборудования и монтаж	120	2445	0	0	0	0	2445
3. Амортизация		25484,33333	30581,2	30581,2	30581,2	30581,2	147809,1333
1. Установка "Плазма"	120	24880,58333	29856,7	29856,7	29856,7	29856,7	144307,3833
2. Организация хранения продукции	120	400	480	480	480	480	2320
3. Доставка оборудования и монтаж	120	203,75	244,5	244,5	244,5	244,5	1181,75
4. Остаточная стоимость		280327,6667	249746,4667	219165,267	188584,067	158002,867	158002,8667
1. Установка "Плазма"	120	273686,4167	243829,7167	213973,017	184116,317	154259,617	154259,6167
2. Организация хранения продукции	120	4400	3920	3440	2960	2480	2480
3. Доставка оборудования и монтаж	120	2241,25	1996,75	1752,25	1507,75	1263,25	1263,25
0	0	0	0	0	0	0	0
5. Налог на имущество		5456	5831	5158	4485	3812	24742
1. Установка "Плазма"		5326	5693	5036	4379,0	3722	24156
2. Организация хранения продукции		86	92	81	70,4	60	388
3. Доставка оборудования и монтаж		44	47	41	35,9	30	198
6. Операционные затраты		51133,5	55782	55782	55782	55782	274261,5
7. Налогооблагаемая прибыль		115927	123806	124479	125152	125824	615187
8. Налог на прибыль		23185	24761	24896	25030	25165	123037
9. Чистый денежный поток		-187586	129626	130164	130702	131241	334147
7. NPV		-193188	99499	83260	69670	58297	117538
NPV накопительным итогом		-193188	-93689	-10429	59241	117538	-120528
8. Дисконтированные инвестиции		347933	42817	35681	29734	24778	480944
9. Срок окупаемости	3,08						
10. Индекс доходности	1,244						

Рис. 5. Экономический расчет

Показатель	0,00%	5,00%	10,00%	20,00%	30,00%
Стоимость оборудования, тыс. руб. без НДС	305812,00	321102,60	336393,20	366974,40	397555,60
1. Установка "Плазма"	298567,00	313495,35	328423,70	358280,40	388137,10
2. Организация хранения продукции	4800,00	5040,00	5280,00	5760,00	6240,00
3. Доставка оборудования и монтаж	2445,00	2567,25	2689,50	2934,00	3178,50
Производительность, тонн в месяц	500	500	500	500	500
Себестоимость, тыс. руб за тонну	9,297	9,297	9,297	9,297	9,297
Месячные затраты, тыс. руб	4648,5	4648,5	4648,5	4648,5	4648,5
Цена рыночная, тыс. руб/тонна	36	36	36	36	36
Выручка, тыс. руб.	18000	18000	18000	18000	18000
NPV	117 538	102 764	87 991	58 444	28 897
PP	3,08	3,41	4,25	4,08	4,41
PI	1,24	1,21	1,17	1,11	1,05

Рис. 6. Анализ чувствительности

Итоги анализа чувствительности: при увеличении капитальных вложений на 30 %, экономический эффект за 5 лет остается положительным, что является отличным показателем.

Выводы. Реализация данного проекта позволит:

- 1) рационально использовать попутный нефтяной газ;
- 2) получать жидкий продукт (ШФЛУ) на месторождении;
- 3) получать ингибитор гидратообразования непосредственно на месторождения;
- 4) возможность масштабировать производство.

Список источников

1. Патент № 2503651 Российская Федерация МПК C07C 31/04 (2006.1), C07C 29/151 (2006.01), B01J 19/00 (2006.01). Способ получения метанола из углеводородного газа газовых и газоконденсатных месторождений и комплексная установка для его осуществления : заявл. 20.09.2012 : опубликовано 10.01.2014 / Богослов М. Ю., Раменов Р. В., Долинский С. Э. – 15 с.

2. Патент № 2233831 Российская Федерация МПК C07C 31/04 (2006.1), C07C 29/50 (2006.01), B01J 19/24 (2006.01). Способ получения метанола и установка для его осуществления : заявл. 28.06.2022 : опубликовано 10.08.2004 / Юнусов Р. Р., Веденев В. И. – 11 с.

3. Патент № 102537 Российская Федерация МПК B01J 19/00 (2006.01). Установка для получения метанола из природного газа : заявл. 15.11.2010 : опубликовано 10.03.2011 / ОАО «Новатэк». – 10 с.

4. Патент № 114426 Российская Федерация МПК C07C 31/04 (2006.1), C07C 29/48 (2006.01), B01J 19/24 (2006.01). Установка для получения метанола : заявл. 29.11.2011 : опубликовано 27.03.2012 / ФГБОУ ВПО «Пензенский государственный университет» – 16 с.

5. Савченко В. И., Озерский А. В., Фокин И. Г. и др. Сравнение различных вариантов организации процесса прямого окисления метана в метанол // Журнал прикладной химии. – 2021. – Т. 94, вып. 4. – С. 516–524.

6. Советин Ф. С., Гартман Т. Н., Панкрушина А. В. и др. Обзор промышленных технологий получения метанола из природного газа // Успехи в химической технологии. – 2021. – Т. 25, № 8. – С. 143–144.

7. Юнусов Р. Р., Шевкунов С. Н., Дедовец С. А. и др. Малотоннажные установки по производству метанола в газодобывающих районах Крайнего Севера // Газохимия. – 2008. – С. 58–61.

8. Патент № 2200058 Российская Федерация МПК C23C 14/00 (2006.1), B01J 19/08 (2006.01), B01J 19/10. Способ проведения гомогенных и гетерогенных химических реакций с использованием плазмы : заявл. 12.02.2002 : опубликовано 10.03.2003 / ОАО «ТВЭЛ» – 15 с.

9. <http://www.neftchim.ru>.

10. <http://www.neftegaz.ru>.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: ВПХГ И GTL

В. А. Соснина¹, Е. Е. Пономарева^{2}*

Научные руководители: А. И. Мусин³, А. В. Верхотуров⁴

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

^{3, 4}ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск

Актуальность исследования обусловлена действующими постановлениями Правительства об увеличении платы за сжигание попутного газа сверх нормы, а также необходимостью обеспечения 95 % полезного использования газа.

Цель исследования: проведение сравнительного анализа экономической эффективности вариантов использования ПНГ в периметре лицензионных участков ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»: ВПХГ или GTL.

Методы исследования: сравнение, анализ, сопоставление, измерение.

В настоящее время на Курумбинском нефтегазоконденсатном месторождении основным направлением использования ПНГ является потребление на собственные нужды и поставка прочим потребителям на выработку электроэнергии. Полезное использование ПНГ занимает незначительную долю, на протяжении всего времени эксплуатации лицензионного участка газ подлежал сжиганию в связи с отсутствием каких-либо выгодных альтернатив. За 2022 г. объем сжигания ПНГ на факелах достаточно высокий, он составляет 91,4 %. В планируемый период с 2023 по 2027 г. наблюдается постоянный рост объемов добычи ПНГ в связи с увеличением добычи нефти. В таком случае стоит отметить, что Курумбинское месторождение достигло 1%-й выработанности в середине 2020 г., с середины 2023 г. будут начисляться штрафы за сверхнормативное сжигание ПНГ. И в период с 2023 по 2027 г. объем штрафов за сверхнормативное сжигание газа составит 1,1 млрд руб.

В качестве основной стратегии достижения целевых показателей в 2019 г. была утверждена стратегия достижения целевого уровня использования газа за счет закачки ПНГ во внутреннее подземное хранилище газа. Сооружение ВПХГ рассматривается на базе отдельных геологических объектов, предназначенных в указанный период только для многолетней закачки и хранения ПНГ с последующим его отбором и магистральной транспортировкой потребителям.

Кроме того, была оценена перспектива закачки ПНГ в ВПХГ с целью дальнейшего извлечения и монетизации по двум вариантам.

Также среди потенциально возможных вариантов можно выделить реализацию ПНГ при условии газификации Красноярского края. Данный проект является регулярным участником новостной повестки, но на текущий момент не реализуется, так как капитальные затраты, связанные с трубопроводами, газоперекачивающими станциями, эксплуатационными расходами, переоборудованием ТЭЦ для работы на новом топливе составляют колоссальные объемы. Реализация данного проекта необходима, но в контексте решения экологических проблем города Красноярска, так как прямого рентабельного кейса по газификации региона на сегодняшний день нет. Проект возможен к

реализации при учете согласования стратегии между региональной, федеральной властью с ПАО «Газпром» как одного из возможных маршрутов экспортного проекта «Сила Сибири – 2».

В связи с тем, что на текущий момент базовый сценарий реализации газовой программы (закачка ПНГ в пласт) не имеет дальнейшего технологического подтверждения монетизации ПНГ, а альтернативные сценарии, рассчитанные выше, обладают ограничениями для реализации (репутационные и экологические риски; зависимость от решения ПАО «Газпром»), целесообразно рассмотреть другие альтернативные варианты реализации газовой программы, которые будут наиболее эффективно влиять на инвестиционные проекты Куюмбинского и Терско-Камовского лицензионных участков.

Таблица 1

Варианты утилизации и использования ПНГ

Варианты утилизации и использования ПНГ	Период расчета	Значение показателя NPV
В случае сжигания ПНГ	2019–2050	NPV = 53,9 млрд руб.
Закачка в ВПХГ	2019–2050	NPV = 48,8 млрд руб.
Монетизация ПНГ через сдачу газа в «Силу Сибири 2»	2019–2050	NPV (вар. 1) = 50,7 млрд руб.
		NPV (вар. 2) = 36,8 млрд руб.

Источник: составлено авторами на основе проектов Общества.

В качестве альтернативного варианта было принято решение оценить технологию GTL. Это технология, предполагающая конверсию газа в жидкие углеводороды. С ее помощью можно получать достаточно большой ассортимент продуктов. По своим свойствам такие продукты близки с нефтяными аналогами, поэтому могут транспортироваться с добываемой нефтью. Именно поэтому значительным преимуществом данной технологии является возможность сдачи получаемого продукта через имеющуюся инфраструктуру АК «Транснефть».

Расчет эффективности внедрения технологии GTL на лицензионных участках был проведен в двух вариантах:

- с использованием текущего утвержденного профиля добычи ПНГ на Куюмбинском и Терско-Камовском лицензионных участках;
- с использованием обрискованного профиля добычи ПНГ.

Производительность установки GTL с учетом текущего и обрискованного профилей представлены в табл. 2.

Капитальные вложения для реализации технологии GTL при базовом профиле добычи составляют около 271,9 млрд руб., при реализации рискованного профиля добычи – 542,7 млрд руб. Они распределяются между Куюмбинским и Терско-Камовским лицензионными участками пропорционально добытому ПНГ.

После ввода в эксплуатацию установки планируется перерабатывать неиспользуемый попутный нефтяной газ в нефть и сдавать полученную продукцию через имеющуюся инфраструктуру ОАО «АК «Транснефть». Таким образом, образовывается дополнительная выручка от продажи дополнительных объемов нефти.

Итоги экономической оценки Куюмбинского и Терско-Камовского лицензионных участков с учетом применения технологии GTL представлены в табл. 3 и 4.

Результаты оценки показывают, что в случае реализации риска по росту газового фактора рост доходной части сможет компенсировать рост капитальных вложений. На КЛУ дополнительный эффект составляет 12,1 млрд руб., на ТКЛУ – 9,0 млрд руб., итого на лицензионных участках – 21,1 млрд руб.

Таблица 2

**Производительность установки GTL с учетом текущего
и обрискowanego профиля**

Показатель	Ед. изм.	Значение
Производительность установки GTL при текущем профиле добычи, в том числе:		
максимальный объем переработки ПНГ	млн м ³ /год	3800
максимальный объем производства синтетической нефти	млн м ³ /год	1379
объем производства синтетической нефти на 1 тонну ПНГ	т	0,363
Производительность установки GTL при обрискowanym профиле добычи, в том числе:		
максимальный объем переработки ПНГ	млн м ³ /год	10 200
максимальный объем производства синтетической нефти	млн м ³ /год	3 703
объем производства синтетической нефти на 1 тонну ПНГ	т	0,363

Таблица 3

**Итоги экономической эффективности применения технологии GTL
на Куюмбинском лицензионном участке**

Показатели	Ед. изм.	Закачка в ВПХГ (текущее видение)	Технология GTL (текущий профиль добычи)	Технология GTL (обрискованный профиль добычи)
IRR	%	98,28 %	101,84 %	96,71 %
NPV	млрд руб.	48,8	50,8	62,9
DPP	год	3	3	3
DPI	доли ед.	1,2	1,2	1,2
Период расчета		2019–2050	2019–2050	2019–2050

Таблица 4

**Итоги экономической эффективности применения технологии GTL
на Терско-Камовском лицензионном участке**

Показатели	Ед. изм.	Закачка в ВПХГ (текущее видение)	Технология GTL (текущий профиль добычи)	Технология GTL (обрискованный профиль добычи)
IRR	%	27,21 %	22,99 %	23,97 %
NPV	млрд руб.	8,5	10,0	18,9
DPP	год	13	17	16
DPI	доли ед.	1,15	1,10	1,15
Период расчета		2020–2050	2020–2050	2020–2050

В условиях, когда технология закачки ВПХГ имеет неопределенности, связанные с тем объемом ПНГ, который после закачки в пласт будет возможно снова обратно добыть, в условиях необходимости дополнительной стройки инфраструктуры, в случае принятия решения о необходимости реализации закаченного объема ПНГ, альтернатива со строительством завода GTL увеличивает свою инвестиционную привлекательность.

Таким образом, оценив внедрение технологии GTL на Куюмбинском и Терско-Камовском лицензионных участках, можем сделать следующие выводы:

- применение данной технологии с 2030 г. позволит достичь 95 % использование попутного нефтяного газа, согласно требованиям постановления Правительства;
- дополнительный эффект по сравнению с текущим вариантом газовой программы составляет 3,5 млрд руб. и обусловлен тем, что будет реализовываться дополнительный объем нефти через инфраструктуру «Транснефти».

Следовательно, данная технология позволит достичь положительного эффекта на Куюмбинском и Терско-Камовском лицензионных участках без вреда для окружающей среды и с дополнительной выгодой для предприятия.

Список источников

1. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. от 13.12.2019) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
2. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. – М. : «Экон-информ», 2011. – 806 с.
3. Мордкович В. З. Прошлые, настоящее и будущее GTL // Химия и жизнь. – 2007. – № 8. – С. 4–9.
4. Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2021 год [Электронный ресурс] // ПАО «НК «Роснефть» : официальный сайт. – URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2021.pdf.

РАЗРАБОТКА ВНУТРИТРУБНОГО ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ТВЕРДЫМИ ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

Е. С. Терентьев^{1}*

Научный руководитель: В. В. Латковский²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск

Развитие трубопроводного транспорта невозможно без внедрения новых технических средств, которые повышают эффективность и надежность эксплуатации трубопроводов. В процессе эксплуатации нефтесборных и напорных трубопроводов на стенках внутренней полости образуются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) [1]. В результате этого процесс транспортировки нефти осложняется комплексом проблем:

- снижение пропускной способности трубопровода;
- ухудшение эффективности работы оборудования;
- увеличение вероятности возникновения аварий.

Настоящая работа посвящена проектированию внутритрубного очистного устройства для проведения механической очистки нефтепроводов и поиску путей модернизации стандартного очистного поршня с полиуретановыми дисковыми манжетами, а также, доказательству эффективности предлагаемой конструкции.

Спроектированная модель относится к области трубопроводного транспорта нефтяной и газовой промышленности, в частности для проведения очистки внутренней полости внутрипромысловых трубопроводов от асфальтосмолистых и грязепарафиновых отложений. Обеспечивает расширение арсенала внутритрубных средств очистки и диагностики нефте- и газопромысловых трубопроводов, способствующих качественной очистке внутренней поверхности трубопроводов. Эффект достигается модернизацией стандартного очистного устройства путем дополнительного монтажа блоков с очистными ножами из маслобензостойкой резины или же сборкой новой конструкции манжетно-дискового поршня с блоком полиуретановых ножей 3Д1М2Н (3 диска, 1 манжета, 2 блока ножей).

Предложенная модель (см. рис. 1, 3) включает в себя стальной корпус 3 с направляющими 7, на который привариваются диски 11 для фиксации очистных элементов (блок ножей 2, очистные диски 1 и манжета из полиуретана 10) крепежными элементами (болты и гайки) 5, а также в корпусе может быть предусмотрен диск с отверстиями для установки трансмиттера. Для герметичности внутреннего пространства корпуса предусмотрена крышка 8 с паронитовой прокладкой. Блок очистных ножей 2 (рис. 2) состоит из стального диска с приваренными к нему стальными балками, на которые крепятся очистные ножи 4 из маслобензостойкой резины (полиуретан) высокой твердости.

Таким образом, заявляемая полезная модель поможет существенно повысить производительность выполнения работ, связанных с очисткой внутренней полости нефтепроводов, так как позволяет подрезать твердые АСПО.

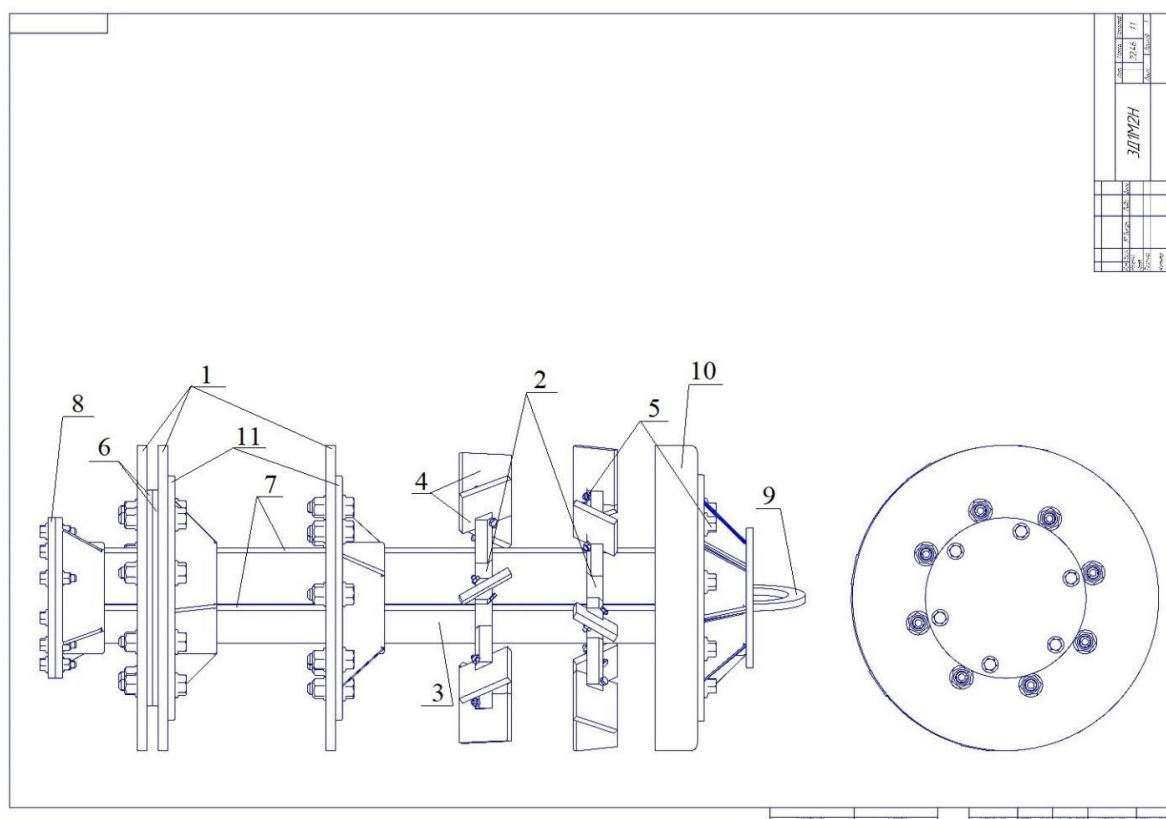


Рис. 1. Очистное 3Д1М2Н (вид сбоку): 1 – очистные диски; 2 – блок ножей; 3 – корпус; 4 – ножи для резания парафина; 5 – крепежные элементы; 6 – проставки; 7 – направляющие; 8 – крышка корпуса; 9 – проушина для извлечения ОУ; 10 – очистная манжета; 11 – диски крепления очистных элементов

Что касается потерь напора и, соответственно, снижения расхода при пропуске очистных устройств, то предлагаемое устройство показывает свою эффективность. Согласно проведенным расчетам, снижение расхода продукта перекачки при прогоне очистного с ножами для срезания парафина в 1,8 раз ниже ($0,056 \text{ м}^3/\text{ч}$ при очистке стандартным скребком типа СКР и $0,031 \text{ м}^3/\text{ч}$ поршнем с очистными ножами. Отсюда финансовые потери 1535 и 853 рубля соответственно.

По меркам нефтедобывающей компании цифры крайне незначительные, но если брать во внимание более протяженные объекты (в данном случае протяженность трубопровода Ду 219 составляет менее 5 км) и трубы большего диаметра и расхода, то суммы уже становятся весомыми. При этом в годовом выражении данный факт будет иметь колоссальный вес [2, 3].

Но все же наиболее значимым становится тот факт, что предлагаемая конструкция позволит снизить количество прогонов ОУ при преддиагностической очистке трубопровода [4]. В конкретном случае для получения требуемого качества очистки обычный полиуретановый скребок прогоняют порядка пяти раз, поршню с ножами на это потребуется два прогона. Отсюда затраты на проведение очистки 164153,5 и 65661,4 рубля соответственно. Однако данные суммы – при малом диаметре трубопровода и соответствующем расходе, но будут значительно возрастать при увеличении этих параметров.

Список источников

1. Вайншток С. А., Новосёлов В. Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М. : Недра, 2004. – 336 с.
2. Тугунов П. И., Новосёлов В. Ф., Коршак А. А. и др. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для вузов. – Уфа : ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
3. Чугаев Р. Р. Гидравлика : учебник для вузов. – Л. : Энергоиздат, 1982. – 672 с.
4. ГОСТ Р 55990–2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

ПОВЫШЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ ПОЛУПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д. Ю. Тимофеев^{1}*

Научный руководитель: Р. Б. Салманов²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²АО «Востсибнефтегаз», Красноярск

На УПН-1 одной из ключевых подземных емкостей является ЕП-5. За 2022 г. работы по демонтажу и чистке фильтра полупогружного насоса на подземной емкости ЕП-5 проводились шесть раз по причине засорения фильтра механическими примесями. Данные работы требуют оформления наряд-допуска на проведение работ повышенной опасности и привлечения специальной техники, что влечет за собой затраты на использование спецтехники, а проведение работ повышенной опасности повышает риск травматизма. Также проведение данных работ делает невозможным эксплуатацию подземной емкости на время проведения работ, что может повлечь за собой более серьезные проблемы. В случае выхода из строя насосного агрегата подземной емкости ЕП-5, дренирование таких важных объектов, как насосная нефть и воды, СИКН, БКНС, технологические резервуары РВС, а также устранение последствий аварий, таких как розлив нефти в насосных блоках, становится невозможным. В случае разлива нефти в насосных блоках загазованность в помещении повышается и насосы автоматически прекращают свою работу из-за сработки системы блокировки работы насоса при загазованности в помещении [3].

Все подземные емкости на установке имеют как минимум один полупогружной насос для откачки жидкости из емкости. Все они имеют схожий принцип действия и систему обвязки. Также у всех подземных емкостей имеется блок насоса подземной емкости, находящийся на поверхности и защищающий насосный агрегат от воздействий окружающей среды. У каждой подземной емкости имеется теплоспутник для поддержания положительной температуры в емкости [3].

Несмотря на регулярные НВО подземной емкости с зачисткой от загрязнений, присутствует проблема засорения фильтра полупогружного насоса, установленного на ЕП-5. При засорении фильтра насос не выдает необходимое давление и расход, а вскоре поступление жидкости в насос может совсем прекратиться. Это делает невозможным откачивание жидкости из емкости, а, соответственно, наполненная емкость не может выполнять свою главную функцию – прием дренажа [3].

Операции по чистке фильтра полупогружного насоса требуют немало времени, требуется привлечение спецтехники, оформление наряд-допуска на проведение работ повышенной опасности, привлечение персонала. Вывод емкости из технологического процесса делает невозможным проведение ремонтных или иных работ на объектах блока насосной нефти и воды (3, 4, 5 группы насосов), блочной кустовой насосной станции (БКНС), СИКН и технологических резервуаров. Также в случае аварии на дан-

ных объектах устранение последствий становится невозможным без дренирования продукции в подземную емкость ЕП-5 [3].

Одним из решений проблемы засорения фильтров полупогружных насосов является модернизация фильтра. Необходимо сконструировать устройство, которое будет препятствовать засорению фильтра насосного агрегата крупными механическими примесями. Одним из вариантов является размывание механических примесей с помощью жидкости под напором.

Техническое предложение заключается в следующем: из линии нагнетания создаем канал небольшого диаметра и направляем его в специальное устройство, находящееся внутри фильтра, которое будет рассеивать поток по всему диаметру фильтра, тем самым «омывая» его изнутри, что будет препятствовать проникновению механических примесей к фильтру насоса (рис. 1) [1].

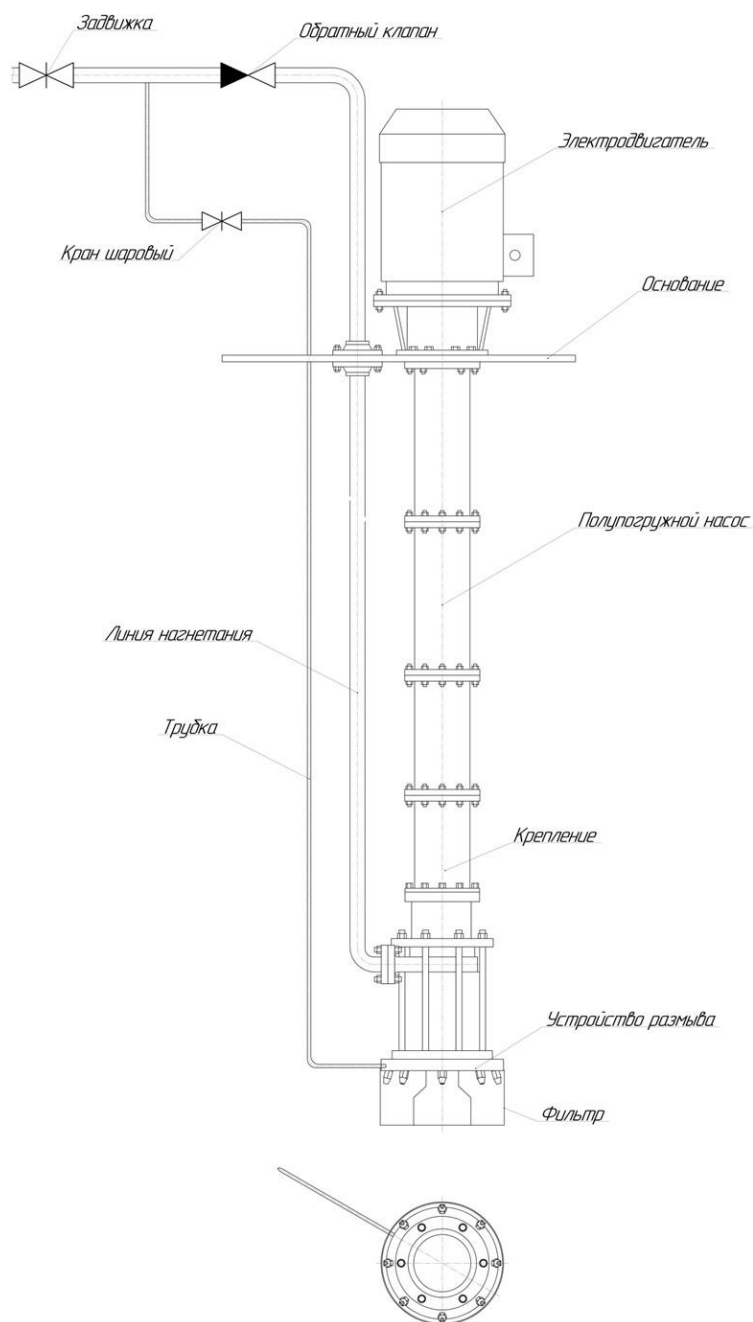


Рис. 1. Техническое предложение [1, 2]

Устройство работает следующим образом: к линии нагнетания насоса на поверхности производится монтаж трубки диаметром 32 мм, на которой установлен шаровый кран для подачи жидкости. Трубка проходит через отверстие в опорной плите насоса и направляется к фильтру. Внутри фильтра установлено устройство размыва, к которому подсоединяется трубка. Данное устройство крепиться к насосу с помощью стяжных шпилек, которые стягивают блок рабочих колес насоса.

При работе насоса жидкость проходит через линию нагнетания. При открытии шарового крана часть жидкости устремляется в трубку к устройству размыва. Устройство сделано таким образом, что поступающая в него жидкость под давлением распыляется на сетку фильтрующего элемента.

Направленным потоком жидкости происходит размыв механических примесей и крупных посторонних частиц, тем самым препятствуя засорению фильтра и обеспечивая бесперебойную работу насоса.

Полупогружной насос НВД 20/150, установленный на подземной емкости ЕП-5, имеет номинальную подачу $Q = 20 \text{ м}^3/\text{ч}$ и номинальный напор 150 м. Линия нагнетания насоса имеет диаметр $d = d_1 = 100 \text{ мм}$, трубка – $d_2 = 32 \text{ мм}$. Необходимо найти расход жидкости Q_2 в трубке за 1 минуту (рис. 2).

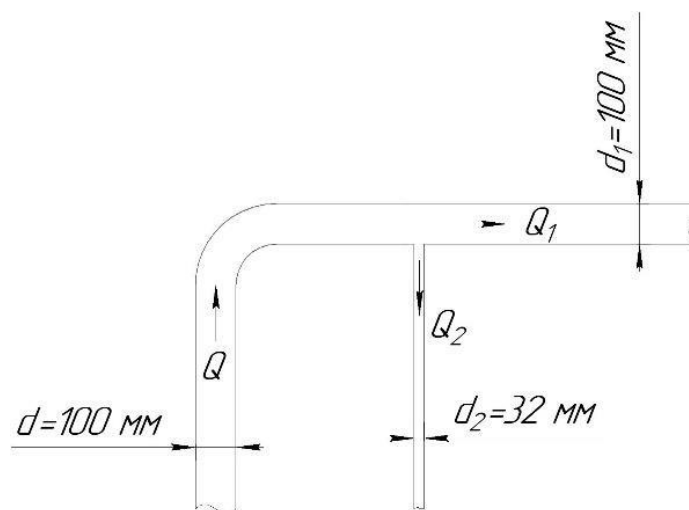


Рис. 2. Расчетная схема задачи

Полный расход жидкости до разветвления трубопровода равен сумме расходов после разветвления:

$$Q = Q_1 + Q_2, \quad (1)$$

где Q_1 – расход жидкости в линии нагнетания после разветвления; Q_2 – расход жидкости в трубке.

Площади поперечного сечения трубопроводов найдем по формуле

$$S = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (2)$$

где d – диаметр трубы.

Получаем:

$$S_1 = \frac{\pi(0,1)^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = \frac{\pi(0,032)^2}{4} = 0,000804 \text{ м}^2.$$

Поток расходится таким образом, что на большую часть поперечного сечения проходит большая часть жидкости. Соответственно, на меньшую площадь поперечного сечения – меньшая часть жидкости:

$$\begin{aligned}\frac{Q_1}{Q_1+Q_2} &= \frac{S_1}{S_1+S_2} \Rightarrow \frac{Q_1}{Q} = \frac{S_1}{S_1+S_2}; \\ \frac{Q_2}{Q_1+Q_2} &= \frac{S_2}{S_1+S_2} \Rightarrow \frac{Q_2}{Q} = \frac{S_2}{S_1+S_2}; \\ Q_1 &= Q \frac{S_1}{S_1+S_2} = 20 \cdot \frac{0,00785}{0,00785+0,000804} = 18,142 \text{ м}^3/\text{ч}; \\ Q_2 &= Q \frac{S_2}{S_1+S_2} = 20 \cdot \frac{0,000804}{0,00785+0,000804} = 1,858 \text{ м}^3/\text{ч}.\end{aligned}\tag{3}$$

Таким образом, расход в трубке будет равен 1,858 м³/ч, или 31 л/мин.

Вывод: при включении системы размыва на одну минуту потери в расходе составят 31 л.

Для объектов подготовки нефти и газа самыми важными факторами являются безопасность труда рабочих, бесперебойная работа аппаратов и сокращение до минимума количества аварийных ситуаций.

Реализация данного проекта позволит нам:

- увеличить бесперебойность работы полупогружных насосов;
- сократить количество аварийных ситуаций из-за вывода из эксплуатации подземной емкости;
- уменьшить количество работ повышенной опасности, тем самым увеличивая безопасность труда рабочих.
- уменьшить затраты на использование специальной техники.

Список источников

1. ВНД.21.0837.01.000 РЭ Руководство по эксплуатации. Агрегат электронасосный типа ВНД, АО «ГИДРОГАЗ», 2021. – 35 с.
2. ГОСТ 2.316-2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения надписей, технических требований и таблиц на графических документах. Общие положения. Взамен ГОСТ 2.316-68; дата введ. 01.07.2009. – М. : Стандартинформ, 2009. – 12 с.
3. Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз» №П1-01.05 ТР-3619 ЮЛ-107 версия 3.00 Участок предварительной подготовки нефти (УПН-1) Рег. №А66-01899-0023. Введ. 16.01.2020. – Красноярск, 2020. – 323 с.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПОЛИМЕРНО-БИТУМНОГО ВЯЖУЩЕГО

В. В. Шанин^{1}*

Научный руководитель: Ф. А. Бурюкин²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Долговечность дорожных, покрытий напрямую связана с качеством используемых материалов. В первую очередь, битума – основного компонента вяжущего. Для модификации битумных вяжущих с целью увеличения температуры размягчения, снижения температуры хрупкости, улучшения адгезии, морозо- и износостойкости, придания вяжущим эластичности, а следовательно, способности к большим эластичным деформациям, в их состав вводят модификаторы различной природы: полимерные материалы или продукты переработки отходов производства и потребления. Улучшение свойств и правильный выбор их с учетом территориальных и эксплуатационных условий, приведет к долговечности дорожного полотна.

Однако углубление переработки нефти в целях увеличения объемов выхода топливных и масляных компонентов приводит к ухудшению качества битумов. К тому же с выходом закона «О техническом регулировании» было разработано большое количество нормативных документов, стандартов организаций, корпоративных стандартов, в т. ч. и повышенные требования Росавтодора к битумам, предназначенным для использования на дорогах первой и второй технических категорий. Отечественные дорожные битумы марок БНД и БН (по ГОСТ 22245-90) не отвечают требованиям дорожного строительства по показателям низкотемпературной трещиностойкости, теплоустойчивости, эластичности, адгезионным свойствам, особенно по отношению к поверхности минеральных материалов из кислых горных пород, устойчивости к старению.

Поиск эффективных технологий и экологически приемлемых методов получения дорожных битумов – основная задача разработчиков. Эффективным способом повышения качества дорожных битумов является регулирование их свойств путем применения различных модифицирующих добавок (полимеров, резиновой крошки, серы, адгезионных добавок и др.) [1–3].

Объем рынка полимерно-битумного вяжущего (ПБВ) в РФ возрастает с каждым годом, и в настоящее время превышает 700 тыс. т. За последние 5 лет произошло увеличение объемов производства более чем на 180 %. Так, в дорожном строительстве в 2017 г. доля ПБВ составляла не более 5 %, а в 2020 г. – 9,9 % от общего объема производства битума в РФ.

Целью работы являлась разработка рецептуры для производства полимерно-битумного вяжущего на основе окисленного битума и бутадиен-стирольного каучука.

В качестве основы использовался битум нефтяной дорожный вязкий марки БНД 100/130, полимеры производства компании «Сибур» марок СБС Л 30-01 А и СБС Р 30-00 А, полученные сополимеризацией стирола и бутадиена в растворе углеводородов в присутствии литийорганического катализатора.

План работ по разработке рецептуры полимерно-битумного вяжущего включал варьирование типа и количества полимера, типа и количества пластификаторов (мазут,

индустриальное масло). Навеску битума помещали в круглодонную колбу и нагревали в колбонагревателе до 150–160 °С, параллельно навеску полимера растворяли в пластификаторе, после чего в нагретый битум растворенный в пластификаторе полимер, далее перемешивали битум с добавками в течение трех часов.

Контролировали показатели температуры размягчения по методу «кольцо и шар», растяжимость, эластичность, глубину проникновения иглы.

В результате обработки экспериментальных данных было установлено, что наибольшее влияние на температуру размягчения полимерно-битумного вяжущего оказывает концентрация полимера. Приrost температуры размягчения в среднем составил 8,3 °С на 1 % добавки полимеров. Однако при использовании СБС Р 30-00 А дуктильность образцов существенно снизилась – на 4,2 см на 1 %, также как и пенетрация – на 2,1 мм на 1 %.

Увеличение концентрации мазута практически не влияет на температуру размягчения, но прирастает дуктильность (в среднем на 2,3 см на каждый 1 % мазута). Увеличение концентрации масла отрицательно сказывается на показателях дуктильности и эластичности, но способствует значительному увеличению пенетрации. Таким образом, с точки зрения улучшения пластических свойств целесообразно увеличивать концентрацию мазута, а количество масла оставлять минимальным достаточным для полного растворения полимера.

В результате была получена оптимальная рецептура полимерно-битумного вяжущего и получены зависимости, позволяющие прогнозировать эксплуатационные свойства материала.

Работа выполнена при финансовой поддержке КГАУ «Красноярский краевой фонд поддержки научной и научно-технической деятельности» в рамках конкурса проектов прикладных научных исследований и экспериментальных разработок, выполняемых магистрантами, аспирантами и молодыми учеными в интересах первого климатического научно-образовательного центра мирового уровня «Енисейская Сибирь», в том числе в целях обеспечения устойчивого развития Арктики и территорий Крайнего Севера.

Список источников

1. Каменских Н. А. Основные тенденции применения битумных вяжущих в дорожном хозяйстве // Доклад X межотраслевой конференции «PRO Битум и ПБВ». 8–9 апреля 2021 г., Санкт-Петербург.
2. Polacco G. A review of the fundamentals of polymer-modified asphalts: Asphalt/polymer interactions and principles of compatibility / G. Polacco, S. Filippi, F. Merusi, G. Stastna // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2015. – N 224. – P. 72–112.
3. Zhu J. Polymer modification of bitumen: Advances and challenges / J. Zhu, B. Birgisson, N. Kringos // *European Polymer Journal*. – 2014. – N 54. – P. 18–38.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОИЗВОДСТВА БИТУМНЫХ МАСТИК

А. А. Шанина¹, Д. В. Агровиченко^{2}
Научный руководитель: Ф. А. Бурюкин³*

^{1, 2, 3}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Разработке новых технологичных материалов с высокими эксплуатационными характеристиками в настоящее время уделяется большое внимание. Так, актуальные задачи по освоению и развитию северных регионов и Арктики задают новые тенденции по разработке и внедрению новых конструкционных и функциональных материалов, а также продуктов нефтепереработки. Для освоения новых месторождений горючих полезных ископаемых, рудного сырья строится инфраструктура, возводятся здания и сооружения, прокладываются новые дороги и подъездные площадки.

Использование обычных, коммерчески доступных битумных материалов не в полной мере обеспечивают требуемые в подобных условиях эксплуатационные характеристики. Например, битумные антикоррозионные и гидроизоляционные покрытия отличаются невысокой стоимостью, доступностью и неплохой устойчивостью к воде, но они отличаются низкой термической стойкостью, склонны к растрескиванию при отрицательных температурах и теряют механическую прочность при нагреве.

При этом из-за изменения сырьевой базы нефтяных битумов и ужесточения требований к ним зачастую производство функциональных битумных материалов без специальной обработки и модификации становится невозможным. По этой причине становится все более актуальной задача по разработке новых рецептур и технологий производства композиционных полимерно-битумных материалов, так как за счет введения различных функциональных добавок и пластификаторов возможно получить материал с заданными эксплуатационными показателями.

Работы по разработке новых гидроизоляционных мастик с улучшенными эксплуатационными характеристиками можно разделить на два этапа: 1) приготовление непосредственно битумно-полимерной матрицы из битума, полимера и пластификатора; 2) непосредственно приготовление мастики, включающее растворение полимерно-битумной матрицы в соответствующем сольвенте, введение наполнителя и функционализирующих добавок. На каждом этапе ставятся различные задачи.

Основным типом полимеров, который используется для приготовления мастик, являются различные каучуки (бутадиен-стирольный, полибутадиеновый, полиизопреновый и другие). За счет разнообразия строения каучуков можно регулировать эластичные и прочностные характеристики материалов. Однако большинство мастик, приготовленных с использованием каучуков, характеризуются невысокой термической стойкостью (не более 110 °С) и механической прочностью на разрыв (не более 1,5 МПа). Поэтому кроме растворителя к такой полимерно-битумной матрице необходимо использовать наполнители и функционализирующие добавки. Из нестандартных полимеров можно выделить атактический полипропилен и окисленный атактический полипропилен, низкомолекулярный полиэтилен, полиэтилен высокого давления, полиуретаны, термоэластопласты, продукты химической обработки резиновой крошки.

В качестве пластификаторов при приготовлении полимерно-битумной матрицы для мастик в патентах и научной литературе предлагается использоваться различные нефтяные масла (в том числе отработанные), мазут, вакуумные газойли, черный соляр, жидкие продукты пиролиза нефтяных фракций и отходы других процессов нефтехимии (например, алкилирования бензола или производства фталевых кислот), остатки углепереработки (каменноугольное масло, каменноугольная смола и ее фракции), фталаты, канифоль, рапсовое масло и его компоненты (например, олеиновая, стеариновая кислоты), синтетические жирные кислоты и многие другие. Основная задача пластификатора – обеспечить набухание полимера в структуре битума. Он может и не использоваться, если битум богат масляной фракцией.

Касательно получения полимерно-битумных мастик, достаточно небольшое количество исследований посвящено изучению гетерогенной структуры и взаимному влиянию компонентов битума, полимера, пластификаторов и наполнителей на структуру дисперсной системы или функциональные свойства. Подавляющее число работ в этой области посвящено техническому подбору сочетания компонентов, обеспечивающего получение материала с требуемым функционалом.

Растворители для мастик обеспечивают гомогенизацию композиционного материала, удобство нанесения и проникновение компонентов мастики к основе, что влияет на прочность сцепления. Растворитель должен иметь малую вязкость и быть достаточно летучим, а также обеспечивать взаимную растворимость всех компонентов системы и не вызывать дестабилизации дисперсной фазы. В основном в качестве растворителя используются толуол, уайт-спирит и другие нефтяные фракции (бензин, лигроин, керосин и т.п.), сольвент нефтяной или каменноугольный. Также предлагается использовать скипидар, ксилолы, хлор- и фторпроизводные углеводов, низкомолекулярные спирты и другие.

В качестве наполнителей для полимерно-битумных мастик в патентной и научно-технической литературе предлагается использовать крайне широкое разнообразие минеральных и волокнистых материалов. Например, каолин и другие глинистые материалы, оксид кремния, оксиды металлов (например, марганца, алюминия и др.), карбонат кальция, микрокальцит, фосфогипс, тальк, шунгит, золы ТЭЦ, асбест, техническую сажу, нанотрубки, солому, лузгу и опилки и многое другое. Основная задача наполнителя – повышение теплостойкости и твердости мастики за счет адсорбции масляных компонентов развитой поверхностью и армирования системы (для волокнистых материалов).

Кроме того, к мастикам добавляются различные функционализирующие добавки, которые используются для улучшения структуры и эксплуатационных свойств. Подбор этих добавок ведется в основном эмпирическим путем. В качестве таких добавок могут использоваться полиспирты, полиэферы, амины, глицерин (так называемые «агенты разветвления цепи»), в качестве сшивающей добавки (отвердителя) может добавляться сера, полиизоцианаты, инициаторы радикальных реакций, в качестве антиокислителей предлагается использовать пространственно затрудненные фенолы, силоксаны и другие антиокислители.

Однако, несмотря на большое количество исследований и практических разработок в этой области, существует ряд нерешенных задач, таких как низкая седиментационная устойчивость из-за осаждения наполнителя, низкая морозо- и/или теплостойкость, и главное – неоптимальное соотношение показателей механической прочности и эластичности. Типично, что битумно-полимерные мастики с высокой устойчивостью к низким температурам обычно имеют высокую эластичность и адгезию, но низкую механическую прочность, а термостойкие мастики характеризуются достаточно высо-

кой механической прочностью на разрыв, но при этом имеют высокую вязкость и могут подвергаться растрескиванию при низких температурах.

Новые исследования по битумным мастикам посвящены изучению влияния различных наполнителей на реологию, устойчивость к старению и технологические свойства. Как и для дорожных покрытий, рассматриваются полимеры-наполнители, полученные из различных отходов: полиэтилена высокого и низкого давления, полиэтилен-терефталата [1; 2], пропилена [3], каучука [4], золы различного происхождения [4], отработанных масел и др.

Все изученные отходы показали себя как хорошие наполнители, а приготовленные на их основе мастики по своим механическим и прочностным свойствам были эквивалентны стандартным образцам. Такие, как зола угля, показали хорошие характеристики в отношении прочности и долговечности; зола рисовой шелухи и кирпичная пыль обладают хорошей прочностью, устойчивостью к колейности и растрескиванию, но при этом были получены неоднозначные отзывы исследователей об их эффективности против влаги. Наилучшие результаты по влагостойкости показали наполнители на основе кальция, а мастики с наиболее мелкодисперсными наполнителями – высокую устойчивость перед растрескиванием.

Таким образом, несмотря на большое количество исследований в области разработки полимерно-битумных покрытий, многие вопросы остаются нерешенными. Актуальной остается задача разработки новых рецептур полимерно-битумных мастик, имеющих высокие технологические характеристики.

Работа выполнена при финансовой поддержке КГАУ «Красноярский краевой фонд поддержки научной и научно-технической деятельности» в рамках конкурса проектов прикладных научных исследований и экспериментальных разработок, выполняемых магистрантами, аспирантами и молодыми учеными в интересах первого климатического научно-образовательного центра мирового уровня «Енисейская Сибирь», в т. ч. в целях обеспечения устойчивого развития Арктики и территорий Крайнего Севера.

Список источников

1. Veropalumbo R. Investigating the rheological properties of hot bituminous mastics made up using plastic waste materials as filler / R. Veropalumbo, F. Russo, N. Viscione, A.S. Biancardo, C. Oreto // *Construction and Building Materials*. – 2021. – N 270. – 121394
2. Ahmadinia E. Performance evaluation of utilization of waste Polyethylene Terephthalate (PET) in stone mastic asphalt / E. Ahmadinia, M. Zargar, M.R. Karim, M. Abdelaziz, A. Ebrahim // *Construction and Building Materials*. – 2012. – N 36. – P. 984–989.
3. Cardone F. Influence of mineral fillers on the rheological response of polymer-modified bitumens and mastics / F. Cardone, F. Frigio, G. Ferrotti, F. Canestrari // *Journal of Traffic and Transportation Engineering (English Edition)*. – 2015. – N 2(6). – P. 373–381.
4. Movilla-Quesada D. Thermal susceptibility analysis of the reuse of fly ash from cellulose industry as contribution filler in bituminous mixtures / D. Movilla-Quesada, O. Muñoz, A.C. Raposeiras, D. Castro-Fresno // *Construction and Building Materials*. – 2018. – N 160. – P. 268–277.

РАЗРАБОТКА ПОДХОДА К РЕГЛАМЕНТИРОВАНИЮ СКОРОСТИ ГЖС В НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ КАК ПУТЬ К СОКРАЩЕНИЮ МЕТАЛЛОЕМКОСТИ ПРОЕКТА

А. Е. Шиколов^{1}*

Научный руководитель: В. В. Веденеев²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

Введение. Работа посвящена оценке скорости движения потока и его фаз, обусловленных различными рисками при движении каждой из них с высокой или низкой скоростью. Данная работа на примере месторождения с высоким газовым фактором проходит все шаги по оценке пропускной способности и подбору диаметров труб нефтесборной сети месторождения, анализируя режимы течения и заполнение труб газовой и жидкой фазой, оценивает риски, возникающие с низкой и высокой скоростью их течения, и предлагает как наилучший вариант развития месторождения, с выполнением экономического сравнения, так и изменения в формулировке для недопущения ошибочного проектирования на любых других месторождениях впоследствии.

При выполнении работ по проектированию сетей нефтесборов на Лодочном месторождении согласно типовым требованиям («Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов») была выявлена необходимость ввода большого количества лупингов либо отделения газа и отдельного транспорта нефти и газа, что влечет большие экономические и трудовые затраты и ставит вопрос о целесообразности следования типовым требованиям. Было предположено, что необходимость масштабного строительства была вызвана неприменимостью рекомендаций ориентирования на скорость потока (ГЖС) при оценке пропускной способности промысловой сети трубопроводов к месторождениям с высоким газовым фактором из-за значительной расслоенности потока на две фазы в сечении трубопровода и большой разницей между скоростями жидкой и газовой фаз. Ограничения по скоростям движения жидкой и газовой фаз имеют различные пределы по возникающим при их преодолении повышенным рискам уменьшения срока работоспособности сети нефтесборов. Учет же только скорости потока (ГЖС) ведет к переоценке скоростей отдельных фаз, отсюда возникает цель работы.

Цель работы – изменить подход к регламентированию скорости потока и проектированию трубопроводов, учитывая высокий газовый фактор (рациональное проектирование). Для достижения цели работы поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ вариантов системы нефтесборов в ПО PipeSim.
2. Сравнить режимы течения ГЖС и определить разделение фаз в трубопроводе.
3. Рассмотреть негативные факторы, влияющие на различные варианты системы нефтесборов.
4. Оценить экономический эффект от изменения критериев проектирования.
5. Вывести собственную методологию/критерии оценки пропускной способности.

Гидравлические расчеты. По результатам гидравлических расчетов системы нефтесборов Лодочного НГКМ на период 2024–2043 гг. скорости ГЖС превышают регламентированное значение – 3 м/с (с учетом 20 % запаса – 3,6 м/с) на большинстве участков за весь расчетный период и доходят до значений 9–10 м/с. Для уменьшения скорости потока необходимо увеличить пропускную способность трубопровода либо за счет строительства лупингов – параллельных труб, либо, с учетом высокого ГФ, запроектировать отбор газа и организовать раздельную транспортировку жидкой и газовой фазы до пункта сбора. Скорость жидкости при этом ниже значений 3 (3,6 м/с).

При моделировании решения с параллельными трубами – лупингами, были получены следующие результаты расширения сети нефтесборов на период 2024 – 2043 гг.: на всех участках скорость ГЖС снижена ниже рекомендуемого верхнего предела – 3 м/с. Однако на большинстве участков НГС во всем расчетном периоде наблюдается снижение скорости жидкой фазы ниже 0,8 м/с, что согласно типовым требованиями по правилам по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов ведет к высоким рискам за счет расслоения транспортируемой среды на нефть и воду, что приводит к явлению ручейковой коррозии [1].

Во втором варианте мероприятий для повышения пропускной способности выполнялся подбор участков, в которых необходимо осуществить раздельную транспортировку фаз потока, подбор осуществлялся по скорости ГЖС, до ее снижения до 3 м/с. Аналогично варианту с лупингами, наблюдались низкие скорости жидкой фазы, ниже 0,8 м/с. Давления на кустах скважин достигали 3,68 МПа, не превышая 4 МПа на всем расчетном периоде от 2024 по 2043 г. Решение включало в себя строительство установок отбора газа и дополнительных трубопроводов для транспорта отделенного свободного газа.

Режимы течения в трубопроводах. Основания для пересмотра пороговых значений. По результатам гидравлических расчетов в трубопроводах с помощью ПО Pipesim 2021 были выявлены следующие режимы течения: segregated (раздельный) – 5 %; intermittent (прерывистый) – 34 %; transition (промежуточный) между ними – 61 % из общих 100 % течения.

Среднее заполнение трубопровода жидкой и газовой фазой составило 28 и 72 % соответственно. В связи с тем, что в трубопроводе двухфазный поток и режим течения преимущественно промежуточный между расслоенным и прерывистым, скорость жидкости и газа необходимо рассматривать отдельно друг от друга. Разделение пределов скоростей жидкости до 3 м/с и газа до 20 м/с является более корректным, так как поток движется раздельно двумя фазами, при этом жидкая фаза занимает меньшее сечение трубы, где изначально движущийся с большей скоростью газ увеличивает общую скорость ГЖС, что ведет к изначальной переоценке скорости движения жидкой фазы, так как скорость ГЖС в целом складывается из скоростей отдельно жидкой и газовой фазы учитываемых в соотношении заполнения ими трубопровода.

Данная ситуация наблюдается на всех участках Лодочного НГКМ с превышением скоростей. Высокий газовый фактор и, как частое следствие, большое количество попутного газа в трубе по отношению к объему жидкости, следовательно, большая площадь сечения занимает газовой фазой и образуемый расслоено-пробковый режим течения не позволяют использовать «скорость смеси» в качестве контрольного параметра. Все рассмотренные участки в анализе существующей сети с превышением скорости ГЖС характеризуются допустимыми скоростями движения жидкой фазы, если брать за ее допустимые пределы регламентируемую скорость ГЖС от 0,3 до 3 м/с. На рис. 1 приведены результаты ГР НГС Лодочного месторождения в виде графика зависимости скоростей жидкости – синяя линия, скорости ГЖС – зеленая линия в зависимости от заполнения трубопровода газовой фазой. На графике видна выраженная

тенденция повышения скорости ГЖС в зависимости от заполнения трубы газовой фазой и отсутствие значительных превышений скоростью жидкости красной линией – верхнего предела скорости жидкости – 3 м/с.

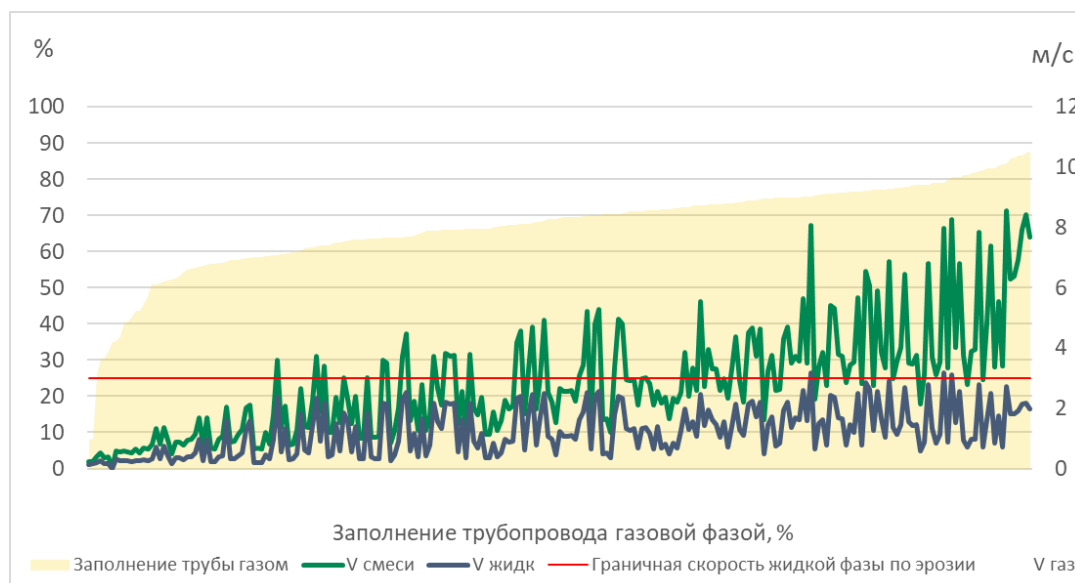


Рис. 1. График зависимости скоростей фаз от заполнения ими трубопровода (по газовой фазе)

В зависимости от заполнения трубы транспортируемыми фазами образуются три зоны.

- первая зона, где скорость ГЖС меньше всего зависит от скорости газа, так как заполнение трубы жидкостью – «liquid hold up» находится в высоких пределах;
- вторая (переходная) зона образуется с момента первого превышения скоростью ГЖС красного предела 3 м/с и до постоянного ее превышения;
- третья зона, где скорость ГЖС в большей степени описывает скорость течения газа в трубопроводе, на графике видно постепенное приближение зеленой линии скорости ГЖС к пунктирной оранжевой линии скорости газа.

Рекомендуемый вариант системы сбора. Исходя из вывода о переоценке скоростью ГЖС движения жидкой фазы и отсутствия по результатам гидравлических расчетов при существующей проектной схеме превышений скорости течения жидкости свыше 3 м/с (3,6 м/с с учетом 20 % запаса в отдельные года) было принято решение сохранить и принять изначальную схему нефтесборов по пропускной способности достаточной (без дополнительного строительства линейных объектов). В число дополнительных положительных факторов входит отсутствие появления коррозионных рисков при расширенной сети НС по нижнему пределу скорости течения жидкости по результатам гидравлических расчетов расширенной лупингами сети нефтесборов, большинство участков на всем расчетном периоде характеризуются скоростью течения ниже 0,8 м/с.

В рамках экономического сравнения рассматриваются три варианта:

- 1) увеличение пропускной способности строительством дополнительных трубопроводов – лупингов, согласно действующим ограничениям скорости потока;
- 2) увеличение пропускной способности путем строительства установок отбора газа и раздельной транспортировки жидкой и газовой фазы добываемой газожидкостной смеси;
- 3) рекомендуемый вариант без дополнительного строительства.

Сумма капитальных вложений в варианте 1 с лупингами и ограничением пропускной способности по скорости потока увеличилась на 93 % от изначальной стоимости трубной продукции, в варианте 2 с отбором газа и отдельной транспортировкой жидкой и газовой фаз на 56 % от изначальной стоимости трубной продукции.

Результаты. Результатами подхода по отказу от пределов по скорости ГЖС и отдельному подходу по ограничению по скорости жидкой и газовой фазы в рамках работ по актуализации сети нефтесборов Лодочного месторождения являются:

1) снижение металлоемкости проекта (отсутствие строительства дополнительных линейных объектов (лупингов) и площадных объектов для отбора свободного газа);

2) упрощение изготовления трубопроводов (не требуется антикоррозионное покрытие);

3) существенное уменьшение капитальных затрат на строительство площадных и линейных объектов.

Список источников

1. РД 39-0147103-347-86. Технология предотвращения «ручейковой» коррозии в системах нефтегазосбора. Руководящий документ : дата введения 1986-14-06. – Уфа : ВНИИСПТнефть, 1986. – 29 с.

Секция 8

**Экология, промышленная
и пожарная безопасность,
ресурсосбережение
и энергоэффективность
в нефтегазовом комплексе**

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*К. Р. Марупов^{1 *}*

Научный руководитель: М. В. Кузьмина²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск

На сегодняшний день углеводородное сырье и продукты его переработки являются важным составляющим экономики страны. Сырье служит энергоносителем и основой развития новых технологий производства.

Одной из главных задач многих нефтегазовых компаний является снижение себестоимости процессов добычи и переработки нефти. Поэтому актуален и необходим поиск методов сокращения затрат на использование энергоресурсов, обеспечивая при этом необходимый уровень их потребления.

Целью исследования является увеличение энергоэффективности технологической системы нефтегазового месторождения методом пинч-анализа.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) анализ технологической схемы подготовки нефти;
- 2) распределение холодных и горячих потоков, построение составных кривых на $T - Q$ диаграмме, выявление пинчей;
- 3) создание и анализ луковичной модели;
- 4) разработка принципиальной технологической схемы;

Объектом исследования является установка подготовки нефти нефтегазового месторождения.

Гипотеза исследования – повышение энергоэффективности установки подготовки нефти приведет к уменьшению эксплуатационных затрат на потребление энергии.

Научная значимость исследования заключается в адаптации современных методов анализа энергоэффективности технологических процессов к действующим установкам промысловой подготовки нефти.

Практическая значимость исследования состоит в том, что использование результатов проекта позволит компании сократить затраты на энергетические ресурсы, при этом уровень их потребления не будет изменен. Благодаря этому она сможет повысить свою конкурентоспособность на рынке. Основным методом уменьшения энергопотребления выступает оптимизация системы теплообмена вследствие использования пинч-анализа. Данная разработка может применяться при строительстве новых, а также реконструкции существующих технологических установок в нефтегазовой отрасли [1].

Увеличение энергоэффективности – совокупность действий по понижению расходов на электрическую энергию. Этапами операции являются [2]:

- анализ ситуации на производстве;
- нахождение решения по эффективному использованию энергетических ресурсов;
- усовершенствование технологической схемы процесса.

Первый этап работы состоит в анализе технологических схем для обнаружения потоков, у которых наблюдается перепад температур на входе и выходе аппарата. Помимо этого, учитывается расположение оборудования, чтобы предотвратить включение в анализ труднодоступных потоков.

Следующий этап пинч-анализа заключается в построении на температурно-энтальпийной диаграмме составных кривых технологических потоков: горячие (необходимо охладить) и холодные (нужно нагреть). По кривым находится положение пинча (область наибольшего сближения составных кривых).

В табл. 1 приведены температуры и энтальпии потоков в теплообменниках (ТО), необходимые для построения Т – Q диаграммы.

Таблица 1

Характеристика потоков теплообменников

ТО	Наименование потока	$T_{вх}$	$T_{вых}$	Массовая теплоемкость	Массовый расход	Теплоемкость	Количество тепла
		°С	°С	кДж/кг·°С	кг/ч	кДж/ч·°С	кДж/ч
ТО-1	Нефтяная эмульсия (1.1)	2,3	10,0	2,58	285 500	736 590	$11,34 \cdot 10^6$
	Товарная нефть (1.2)	45,0	30,0	1,98	191 600	379 368	$11,38 \cdot 10^6$
ТО-2	Пресная техническая вода (3.1)	5,5	27,1	4,32	87 650	378 648	$8,18 \cdot 10^6$
	Теплофикационная вода (3.2)	67,0	40,0	4,20	85 510	359 142	$9,70 \cdot 10^6$

Далее составляется график в координатах «тепловые характеристики – температуры» (рис. 1).

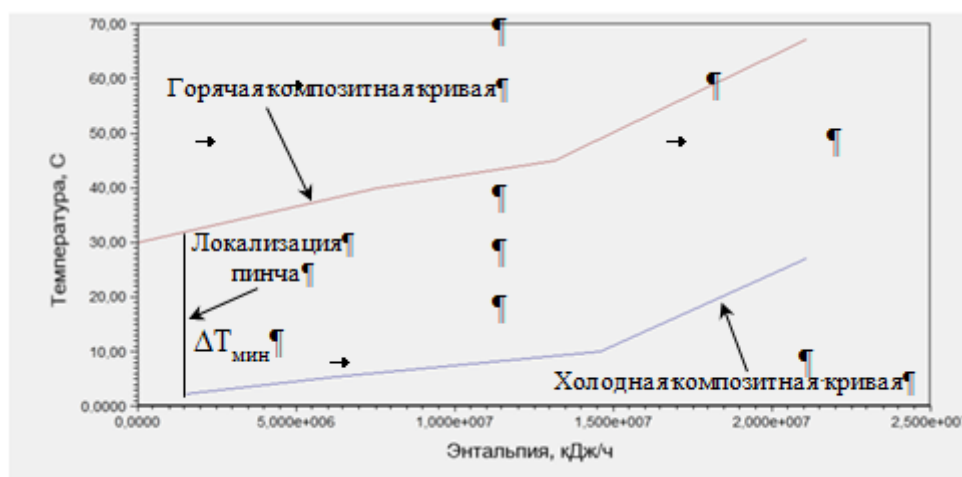


Рис. 1. Т-Q диаграмма

После построения диаграммы найдена точка пинча (точка наибольшего сближения кривых) – 32,3 °С для горячих потоков и 2,3 °С для холодных потоков.

Луковичная модель тепловых потоков представлена на рис. 2.

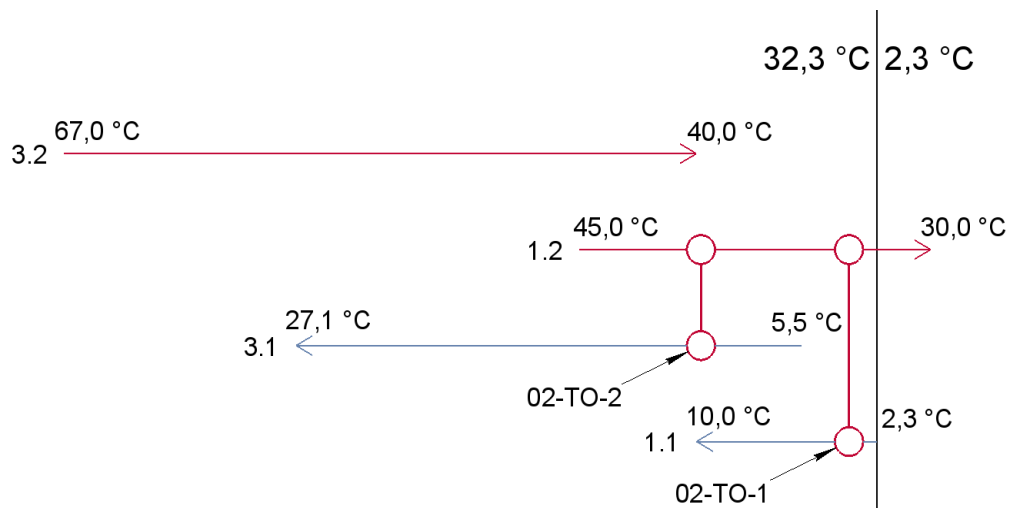


Рис. 2. Луковичная модель тепловых потоков процесса подготовки нефти: 1.1 – нагрев нефтяной эмульсии; 1.2 – охлаждение товарной нефти; 3.1 – нагрев технической воды; 3.2 – охлаждение теплофикационной воды

В результате проведенной работы предлагается проводить теплообмен между потоками товарной нефти (1.2) и технической воды (3.1), а также оставить рекуперацию тепла между потоками товарной нефти (1.2) и нефтяной эмульсии (1.1).

Список источников

1. Смит Р., Клемеш Й., Тобажнянский Л. Л. и др. Основы интеграции тепловых процессов. – Харьков : ХГПУ, 2000. – 457 с.
2. Черенцова А. А. Энерго- и ресурсосбережение : учеб. пособие. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2018. – 125 с.

БЕСПИЛОТНЫЙ АЭРОДРОМНЫЙ ТОПЛИВОЗАПРАВЩИК

А. А. Маслов¹

Научный руководитель: Ю. Ф. Кайзер²

^{1, 2}Сибирский федеральный университет, Красноярск

Каждый день в мире выполняется более 100 тыс. авиарейсов, миллионы тонн топлива ежегодно расходуются в гражданской авиации. Из данной информации следует, что авиалогистика является неотъемлемой составляющей экономики Российской Федерации. В свою очередь, в сфере авиаперевозок, основным технологическим процессом при подготовке авиатранспорта к вылету является заправка топливом [1]. Таким образом, от надежной работы системы авиатопливообеспечения зависит безопасность авиаперевозок, а скорость проведения данного процесса влияет на бесперебойную перевозку пассажиров и грузов. Поэтому актуальным вопросом является оптимизация и улучшение вышеупомянутых показателей, которые, в конечном итоге, значительно влияют на общую прибыль и имидж компании.

Исключение человека из технологического процесса заправки воздушных судов посредством автоматизации данного процесса – один из способов для достижения данных задач [2]. Этого можно добиться путем модернизации уже имеющихся на предприятии аэродромных топливозаправщиков.

Модернизация в данном случае заключается во внедрении современных технологий беспилотного управления автомобилем и последних разработок в сфере роботостроения в конструкцию топливозаправщика (рис. 1). Это позволит автоматизировать процесс заправки воздушного судна, что положительно скажется на работе предприятия.



Рис. 1. Топливозаправщик ТЗА-28

Для модернизации топливозаправщика (рис. 2) требуется выполнение следующих операций:

- установка системы беспилотного управления автомобилем;
- установка дополнительной цистерны;
- замена штатного дизельного двигателя и трансмиссии на три электродвигателя;
- проектирование полноуправляемого шасси;
- установка двух блоков-платформ из литий-ионных аккумуляторов;
- установка опоры для робота-манипулятора.

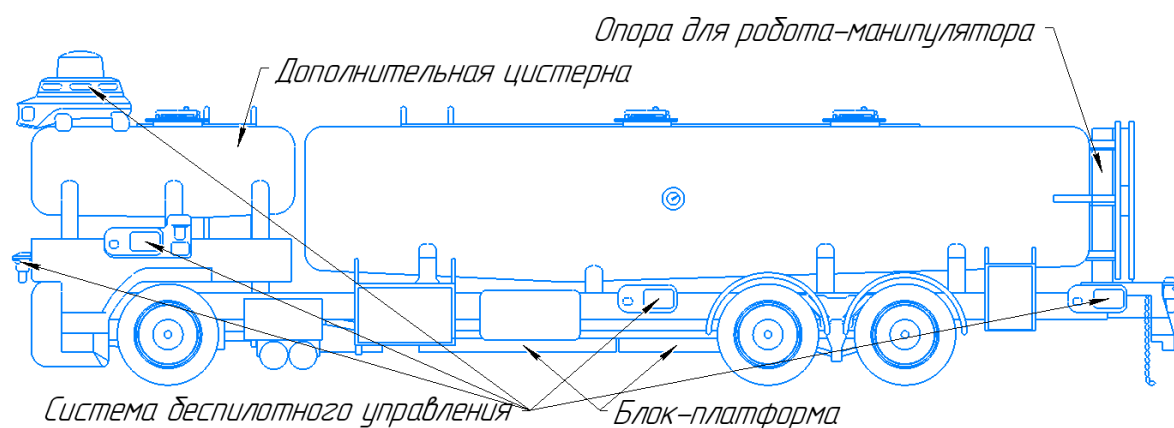


Рис. 2. Модернизированный аэродромный топливозаправщик ТЗА-28

Система беспилотного управления аэродромного топливозаправщика включает в себя блок управления системой беспилотного вождения и стандартный набор устройств для восприятия окружающего мира: камеры, радиолокационные датчики и лидары. Кроме перечисленного, необходимо доработать исполнительные устройства (электродвигатель, тормозную систему, рулевое управление), чтобы беспилотный топливозаправщик дублировал те действия, которые делает водитель, – руление, торможение и т. д.

Для модернизации робота-манипулятора (рис. 3) необходимо:

- спроектировать съемное крепление;
- добавить датчики;
- добавить крепления для наконечника нижней заправки (ННЗ);
- разработать автоматизированный ННЗ;
- добавить в конструкцию дополнительные звенья;
- выполнить рукав складным.

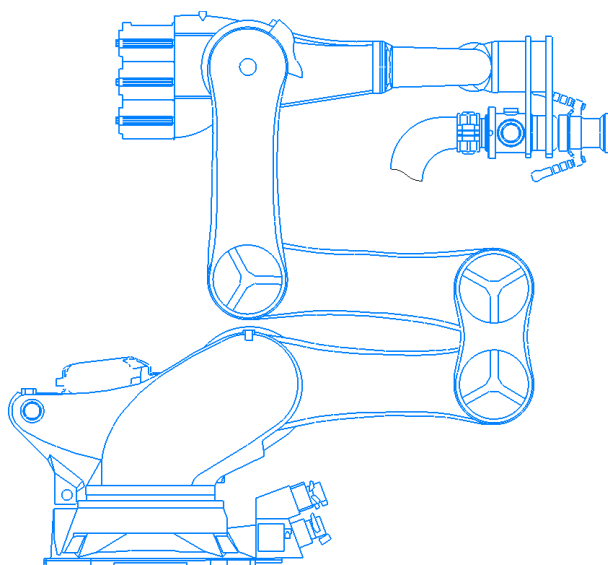


Рис. 3. Модернизированный робот-манипулятор Kuka KR 340 R3330

Исходя из изложенного выше, можно сделать заключение, что актуально будет модернизировать большинство уже имеющихся на предприятии современных топливозаправщиков (рис. 4), а также заложить новые направления для развития вновь выпускаемых транспортных средств специального назначения.

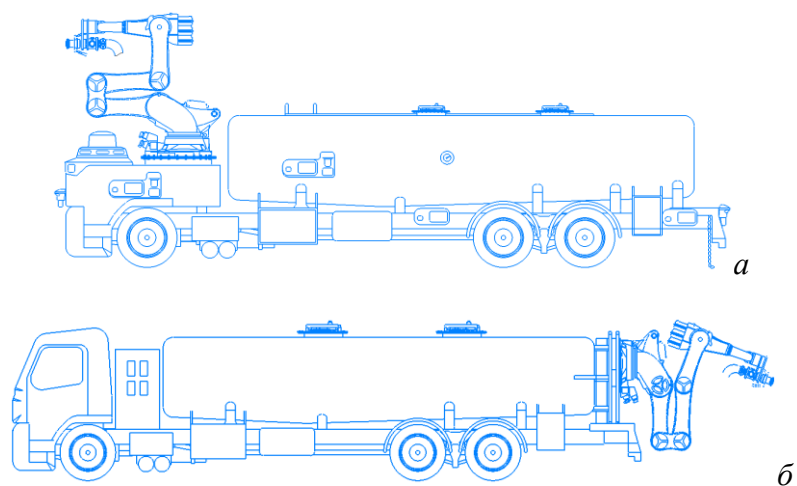


Рис. 4. Варианты модернизации автоматизированного беспилотного топливозаправщика:
а – установка робота-манипулятора на место штатной кабины ТЗ;
б – установка робота-манипулятора в задней части ТЗ

Основной особенностью данного проекта топливозаправщика является исключение человека из технологического процесса заправки воздушных судов, а все решения принимает искусственный интеллект, при этом увеличится качество и безопасность процесса заправки воздушных судов, потому что автоматизация представляет более высокую ступень механизации, освобождает работника от непосредственного участия в ходе работы, оставляя за ним функции управления и контроля [2].

Кроме этого, автоматизация процесса заправки влечет за собой повышение скорости заправки как за счет более оперативной работы аэродромного топливозаправщика, так и из-за более оптимального скоростного режима: уменьшается время отклика от получения информации о необходимости провести обслуживания воздушного судна до выполнения работы топливозаправщиком.

За работой беспилотного топливозаправщика возможен полный контроль. Диспетчер, отслеживающий работу топливозаправщика с помощью спутниковой системы «ГЛОНАСС», может получать всю необходимую информацию о процессе обслуживания воздушных судов и, в случае необходимости, принимать дистанционное управление над беспилотным топливозаправщиком.

Возможность использования беспилотного аэродромного топливозаправщика (рис. 5) в любое время года, в любое время суток и в любых погодных условиях сделает его незаменимым инструментом для работы в районах Крайнего Севера, где человеку работать в таких условиях некомфортно и опасно.

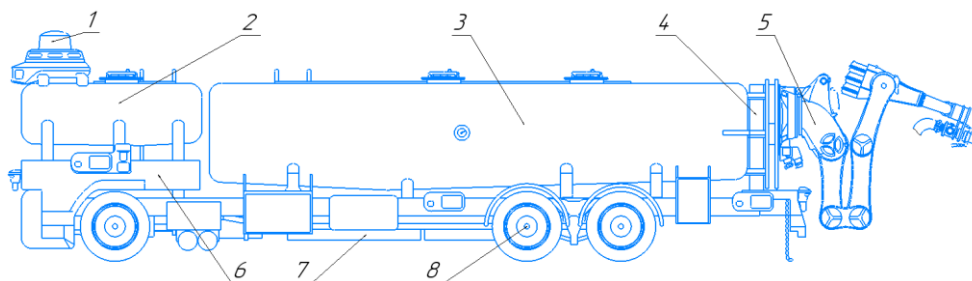


Рис. 5. Беспилотный аэродромный топливозаправщик: 1 – система беспилотного вождения;
 2 – дополнительная цистерна; 3 – основная цистерна; 4 – опора для робота-манипулятора;
 5 – робот-манипулятор; 6 – платформа с блоком автопилотирования; 7 – блок-платформа;
 8 – полноуправляемое шасси

Таким образом, достоинствами автоматизации, положительно влияющими на безопасность технологического процесса, являются:

- снижение количества профессиональных заболеваний;
- сокращение затрат на социальное обеспечение за счет снижения травматизма на производстве, на котором выполняют опасные технологические операции;
- сокращение затрат на лечение и на мероприятия по охране труда и технике безопасности;
- уменьшение производственных затрат, которые могут возникнуть при потере внимания за ходом процесса с высоким уровнем повторяемости операций.

Экономическая целесообразность проекта заключается в экономии топлива и денежных средств предприятия на выплату заработной платы и средств индивидуальной защиты обслуживающему персоналу.

Экономия от освобождения четырех водителей топливозаправщика – 5,37 млн руб. в год.

Общая стоимость модернизации топливозаправщика – 19 млн руб.

На рис. 6 представлен график изменения денежного потока с течением времени.

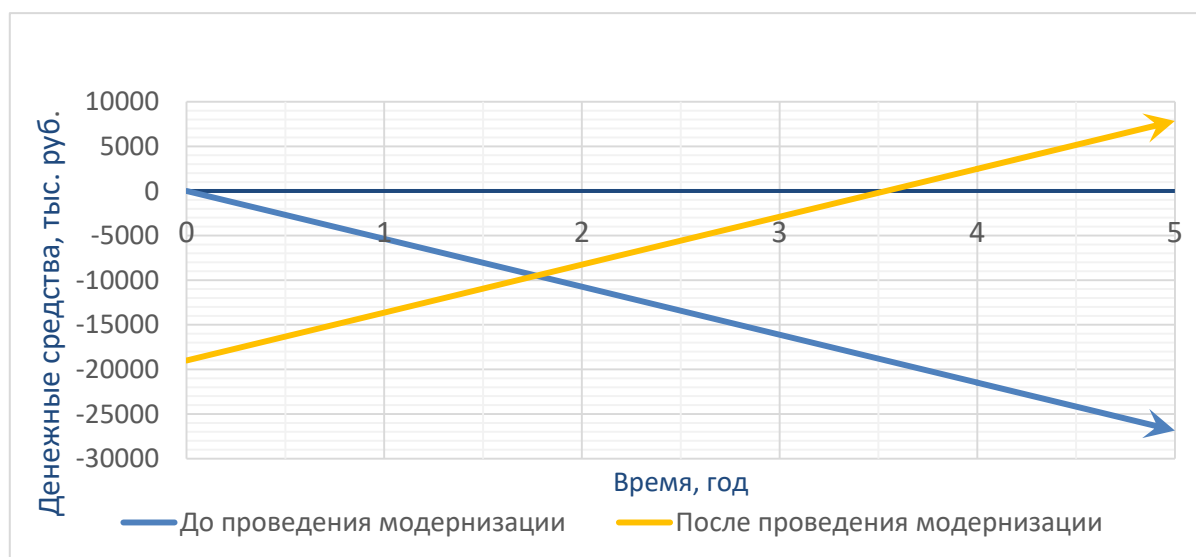


Рис. 6. График изменения денежного потока с течением времени

Таким образом, модернизация одного топливозаправщика окупится через 3 года и 6 месяцев.

Список источников

1. Кайзер Ю. Ф. Мобильные средства заправки воздушных судов авиационными горюче – смазочными материалами : учеб. пособие / Ю. Ф. Кайзер, В. Н. Подвезенный, Р. Б. Желукевич и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Красноярск : ИПК СФУ, 2012. – 346 с.
2. Иванов А. А. Автоматизация технологических процессов и производств : учеб. пособие. – М. : Форум, 2016. – 224 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УЧЕТА ОГNETУШИТЕЛЕЙ НА БАЗЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ 1С «ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ»

Е. С. Сивухина¹

Научный руководитель: И. Г. Трифонов²

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск

В данной работе будет рассмотрена автоматизация процесса учета огнетушителей на базе информационной системы 1С «Производственная безопасность». Предлагаемый проект разработан с целью сокращения трудозатрат на выполнение функций по проверке первичных средств пожаротушения – огнетушителей.

Зачастую одним из самых часто выявляемых нарушений требований пожарной безопасности при проверках государственного пожарного надзора является отсутствие учета первичных средств пожаротушения.

Учет первичных средств пожаротушения является неотъемной частью при контроле за их техническом состоянием и готовностью к незамедлительному использованию. При анализе существующей системы учета были выявлены следующие недостатки: информацию необходимо вносить вручную; требуется значительное время для занесения данных и поиска информации; нет возможности автоматического формирования отчетности и мониторинга показателей состояния пожарного оборудования; ошибки в заполнениях журналов; большой объем бумажной отчетности.

Для решения данной проблемы предлагается внедрить систему учета первичных средств пожаротушения, которая позволит: оперативно получать и обрабатывать информацию; эффективно управлять изменениями; формировать корректную отчетную документацию.

Для реализации системы была выбрана система 1С «Производственная безопасность», раздел «Пожарная безопасность». Программа обладает обширным функционалом и позволяет реализовать разработанный функционал.

Процесс создания системы «Учет первичных средств пожаротушения» включает несколько этапов.

Первый этап заключался в разделении зон доступа пользователей системы и их функционала (табл. 1).

Второй этап – реализация функционала в системы 1С. Раздел пожарной безопасности дополнен документами «Учет огнетушителей», «Приказы о назначении ответственных лиц», отчетными материалами «Потребность в огнетушителях», «Отчет по огнетушителям», «Осмотр огнетушителей», «Ответственные по объектам защиты», «Журналы отчета» (рис. 1).

Работа в системе начинается с создания карточки пожарного оборудования (рис. 2). Для успешной реализации продуманного интерфейса карточка была видоизменена и добавлены поля «Печать QR-кода», «История», «Состояние», «Место установки», «МОЛ», «Ранг». Заполнение дополнительных полей осуществляется путем оформления документов в разделе «Учет огнетушителей» – «Поступление огнетушителя на

склад МОЛ», «Установка / перемещение», «Передача на ТО», «Возврат с ТО», «Осмотр огнетушителей», «Списание огнетушителей».

Таблица 1

Распределение функций по группам пользователей

СП, ответственное за осуществление контроля за данным бизнес-процессом	МОЛ	Лицо, ответственное за обеспечение ПБ	Специализированная обслуживающая организация
Устанавливает общие требования	Вводит в систему первичную информацию об огнетушителях	Осуществляет ежемесячные проверки	Принимает огнетушители на техническое обслуживание огнетушителей
Составляет необходимый перечень проверяемых вопросов	Формирует документы на списание огнетушителей	Заполняет информацию о местах размещения и о результатах осмотров огнетушителей	Осуществляют техническое обслуживание огнетушителей
Вносит нормативные значения количества огнетушителей для каждого объекта			Возвращает огнетушители с ТО и, в случае необходимости, оформляет дефектовочную документацию
Выгружает отчетную документацию			
Контролирует процесс			

Пожарное оборудование и средства Объекты защиты Огнетушители Учет событий и состояний СПА Сообщения о срабатывании (отказе) СПА История состояния системы Учет технического обслуживания и ремонта Перечень работ по ТО Регламенты работ по ТО СПА Техническое обслуживание и ремонт СПА Техническое обслуживание огнетушителей Сведения о пожарной охране Договоры с пожарной охраной Подразделения пожарной охраны Деятельность пожарно-технической комиссии Акты проверки противопожарного состояния объекта Акты ПТК по проверке причины пожара Регламентные работы Регламенты работ для оборудования Графики проведения регламентных работ Проведение регламентных работ Документы пожарной безопасности Приказы о назначении ответственных Декларация пожарной безопасности Перечни положенности	Противопожарные тренировки Графики отработки планов и карточек тушения пожаров Графики проведения тренировок на случай пожара Планы тренировок Справки об итогах проведения тренировок Отчеты о дежурстве Учет огнетушителей Огнетушители Огнетушители (все документы) Поступление огнетушителей на склад МОЛ Установка/перемещение/передача МОЛ огнетушителей Передача огнетушителей на ТО Возврат огнетушителей из ТО Списание огнетушителей Осмотры огнетушителей Вопросы осмотра огнетушителей См. также Заводы-изготовители пожарной техники Марки (концентрации) заряженного ОТВ Марки пожарной техники Причины срабатывания или отключения СПА Эффективность срабатывания СПА Ответственные за обеспечение безопасности Типы (виды) пожарного оборудования Виды регламентных работ Перечни регламентированных работ Типы разрешительных документов Перечень работ Типы планов действий в аварийных ситуациях	Создать Акт проверки противопожарного состояния объекта Акт ПТК по проверке причины пожара Акт расследования пожара Объект защиты Обязательные программы для категорий ответственности Пожарное оборудование и средства Приказ о создании комиссии по расследованию пожара Состояние объекта защиты Удалить состояние объекта Сообщение о срабатывании (отказе) СПА Подразделение пожарной охраны График проведения регламентных работ Проведение регламентных работ Регламент работ Декларация пожарной безопасности Перечень положенности Приказ о назначении ответственных График отработки планов и карточек тушения пожаров График проведения тренировок на случай пожара Отчет о дежурстве План действий в аварийных ситуациях План тренировок Справка об итогах проведения тренировки Тип планов действий в аварийных ситуациях Отчеты Форма № 1 - ПОЖАРЫ Контроль обеспечения объектов защиты согласно нормам пожарной безопасности Учет срабатывания (отключения) систем пожарной автоматики Учет ТО и ППР систем пожарной автоматики Журнал учета проведенных тренировок по ПхБ Потребность в огнетушителях по нормативу Отчет по огнетушителям Осмотры огнетушителей
---	--	--

Рис. 1. Обновленный рабочий стол раздела «Пожарная безопасность» в программе 1С «Производственная безопасность»

★ Огнетушитель №1 (Пожарное дело ЦПС) (Пожарное оборудование и средства) *

Основное Пожарное оборудование и средства Прикрепленные файлы

Записать и закрыть Записать Печать Печать QR История

Наименование: Огнетушитель №1 (Пожарное дело ЦПС) Код: 000000588

Организация: ООО "Славнефть-Красноярскнефтегаз" Подразделение: Отдел пожарной безопасности

Тип оборудования: Первичное средство пожаротушения/Переносной/Передвижной Марка: ОП-8

Родитель: Средства пожаротушения

Состояние: Установлен Дата: 28.03.2023 8:54:01

Место установки: Пожарное дело ЦПС Дата: 28.03.2023 8:54:01

МОП: Юдин Алексей Иванович (951905) Дата: 28.03.2023 8:53:50

Общие данные Технические параметры Дополнительное описание **Ранг**

Инвентарный номер: 1/1 Номер по технологической схеме:

Завод изготовитель: АО "ЯрПолиИнвест" Порядковый номер: 1

Дата изготовления: 01.07.2018 Заводской номер: 846609

Срок эксплуатации, лет: 10 Дата начала срока эксплуатации: 16.07.2018

Дата вывода из эксплуатации: 16.07.2028

Комментарий

Рис. 2. Карточка огнетушителя

Для анализа работы и соблюдения требований нормативной документации созданы документы «Журнал учета» (рис. 3).

Журнал по ГОСТ

✓ Журнал по ЛНД Общества

Журнал по ППР 1479

Журнал по СП 9

Журнал по ППР 1479

Период: 31.03.2023 - 31.03.2023 Объект защиты: Пожарное дело ЦПС

№ п/п	Дата	Название обозначение огнетушителя, заводской номер, дата изготовления, присвоенный номер, место установки	Вид проведенных работ. Результаты проведенных работ, замечания.	Работы проведены (должность, ФИО)	Подпись лица, проводившего работы
1	28.03.2023	Огнетушитель №1 (Пожарное дело ЦПС), завод. № 846609, дата изг. 01.07.2018 0:00:00, шифр № 1/1, место установки: Пожарное дело ЦПС	Осмотр, проверка прошивки		
2	28.03.2023	Огнетушитель №1 (Пожарное дело ЦПС), завод. № 846609, дата изг. 01.07.2018 0:00:00, шифр № 1/1, место установки: Пожарное дело ЦПС	Испытание узла огнетушителя	Жакин Роман Владимирович (Пожарник)	

Журнал по ЛНД Общества

Период: 31.03.2023 - 31.03.2023 Объект защиты: Пожарное дело ЦПС

Журнал по ГОСТ

Период: 31.03.2023 - 31.03.2023 Объект защиты: Пожарное дело ЦПС

Журнал по СП 9

Период: 31.03.2023 - 31.03.2023 Объект защиты: Пожарное дело ЦПС

Рис. 3. Журналы

Третий этап включал в себя тестирование системы и перенос информации в базу данных.

В ходе решения задачи автоматизации процесса учета огнетушителей, в частности непосредственной работы с необходимым массивом документации, была создана информационная система и рассмотрена возможность применения приложения для непосредственной работы с ней, рассмотрены, структурированы и систематизированы основные документы для осуществления деятельности необходимые для выполнения функций, а также предложен механизм интеграции информационной системы в рабочий процесс.

В данный момент система полностью разработана и находится на этапе внедрения в рабочий процесс ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Список источников

1. СП 9.13130.2009 Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: docs.cntd.ru.

2. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации // «КонсультантПлюс» : справочная правовая система. – URL: <http://www.consultant.ru>.

3. ГОСТ Р 51057–2001. Техника пожарная. Огнетушители переносные. Общие технические требования. Методы испытаний = Fire fighting equipment. Portable fire extinguishers. General technical requirements. Test methods: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России от 25.10.2001 № 435-ст.

4. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ; редакция от 12.07.2012; с изм. и доп., вступ. в силу с 30.04.2021 // «КонсультантПлюс» : справочная правовая система. – URL: <http://www.consultant.ru>.

Научное издание

НЕФТЯНАЯ СМЕНА ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО!

Материалы IX Всероссийской научно-практической
конференции

Красноярск, 6 мая 2023 г.

Корректор *З. В. Малькова*
Компьютерная верстка *И. В. Гревцовой*

Подписано в печать 20.12.2023. Печать плоская
Формат 60×84/8. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 11,25
Тираж 10 экз. Заказ № 20663

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru