



Молодая нефть

Сборник научных статей
II Всероссийской молодежной
научно-технической конференции
нефтегазовой отрасли

17-19 мая 2015 г.
г. Красноярск

Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

*Всероссийская молодежная
научно-техническая конференция
нефтегазовой отрасли
(г. Красноярск, 15-17 мая 2015 г.)
Сборник статей*

Красноярск
СФУ
2015

УДК 622.276
ББК 33.36
М57

М57 Молодая нефть: сб. статей Всерос. молодежной науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли / отв. за выпуск О.П. Калякина. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 351 с.

ISBN 978-5-7638-3300-3

Сборник статей по материалам Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть», состоявшейся с 15 по 17 мая 2015 года в г. Красноярске.

Ответственность за аутентичность и точность цитат, имен, названий и иных сведений, а также за соблюдение законов об интеллектуальной собственности несут авторы публикуемых материалов.

ISBN 978-5-7638-3300-3

УДК 622.276
ББК 33.36
© Сибирский
федеральный
университет, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	9
Горидько К.А., Федоров А.Э. Оптимизация газлифтного фонда скважин ВУ ОНГКМ. Варианты технологических схем	9
Емельянов А.Н. Возможность и эффективность применения различных видов свай с целью снижения воздействия сил морозного пучения	14
Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения	20
Семенов А.В. Оценка эффективности применения боковых стволов и боковых горизонтальных стволов в условиях залежи №8 Ромашкинского месторождения НГДУ «Альметьевнефть».....	26
Трофимова Т.Н. Влияние эффективности поверхностно-активных веществ на фильтрационно-емкостные свойства горных пород	30
Кильдибаева С.Р. Математическая модель миграции капель нефти и пузырьков газа с учетом образования гидрата на поверхности пузырьков	36
Мартюшев Д.А. Особенности разработки карбонатного коллектора месторождения Предуральского краевого прогиба	41
Пирожкова М.А., Юркина К.В. К вопросу о перспективности нефтегазонакопления в пределах пассивной континентальной окраины на примере осадочного бассейна северо-восточной части Карского моря.....	46
Вафин Р.Р. Опыт разработки залежи бобриковского горизонта с применением БГС	53
Меньшикова И.Н. Прогнозирование показателей разработки залежей высоковязких нефтей малой толщины	57
МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ	63
Павлова П.Л. Стенд для экспериментальных исследований модели термокейса активного типа	63
Федоров А.Э., Горидько К.А. Технология снижения устьевого давления газлифтных скважин. Экспериментальное исследование характеристик газоструйных эжекторов.....	66

Зингер И.С.	
Модернизация ловильного оборудования.....	72
Шакуров И.М.	
Устройство для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов.....	77
Сиркин Д.И.	
Модернизация устройства для захвата трубы в роторе.....	81
Кундуш В.В.	
Модернизация абсорбера гликолевой осушки газа Ванкорского месторождения.....	83
ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА.....	87
Медведев В.И.	
Исследование возможности использования полимерных реагентов для кинетического ингибирования техногенного гидратообразования.....	87
Беляева Е.П., Кузнецов П.Н., Кузнецова Л.И.	
Исследование структурных свойств катализаторов на основе катион-промотированного диоксида циркония.....	93
Павлюкевич Д.Г.	
Разработка реактора для переработки отходов нефтепродуктов на основе процесса высокоскоростного пиролиза.....	99
Карпов А.Б., Сорокин Б.А., Василенко В.Ю.	
Исследование процесса ингибирования коксообразования при производстве легких олефинов.....	105
Южанина К.А.	
Разработка моделей для расчета физико-химических свойств нефтяных систем по температурам кипения и показателям преломления.....	110
Косолапов И.И.	
Флуориметрическое определение наличия нефтепродуктов в водах г. Красноярска.....	114
ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	119
Миронов А.Г.	
Учет теплообменных процессов в моделях магистральных нефтепроводов в пакете Matlab/Simscare.....	119
Салимов А.А.	
Анализ эффективности методов борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения.....	123
Новосёлова Н.А.	
Ингибиторная защита как разновидность антикоррозионных мероприятий для внутрипромысловых нефтепроводов.....	129
Кораванец В.С.	
Исследование возможности транспортировки тяжелой нефти в водоземulsionном состоянии.....	135

Фомин Д.А., Лапин Д.Г. Способ утилизации попутного нефтяного газа для месторождений Восточной Сибири при помощи забойного парогазогенератора.....	140
Венгеров А.А., Бранд А.Э. Применение гидродинамической обработки нефти как способ уменьшения ее вязкости	145
Агровиченко Д.В. Метод контроля термоокислительной стабильности синтетических моторных масел.....	149

ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ 154

Головачев А.О., Надыров Р.И., Потачин Р.Е., Суверина Е.А. Реконструкция морских нефтегазодобывающих платформ в центры возобновляемых источников энергии.....	154
Мухин В.В. Определение содержания нефтепродуктов в почвах методами ИК-спектроскопии и флуориметрии.....	159
Алешина С.А. Автономный комплекс по очистке сточных вод нефтедобывающих предприятий	163
Лысенкова Е.С., Ковтунова Е.В., Кузьмин А.П. Сорбционное концентрирование ароматических углеводородов нефти и их определение методом твердофазной ИК-спектроскопии.....	166
Рашид И.Д. Исследование изменений в органическом веществе почвы при нефтяном загрязнении.....	171
Шабанова Д.Н. Принятие эколого-ориентированных управленческих решений в нефтегазовых компаниях на основе причинно-следственной модели	176
Миронова А.С., Краплякова Н.С. Изучение особенностей накопления урана в почве: модельные эксперименты	181

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ 186

Бикташев П.В., Бикташев Р.В. Использование газового топлива для автобусного парка города Красноярска.....	186
Бекоева И.Ф. Нефтесервис России: проблемы и перспективы в современных условиях	191
Чикина В.Г. Повышение эффективности функционирования нефтебазы с использованием средств когнитивного моделирования	196

Трошина Н.В. Экономические аспекты развития рынка сжиженного природного газа в России.....	200
Кудерова М.А. Анализ влияния внедрения интеллектуальной собственности на финансовые результаты предприятия.....	206
Волков Н.А., Костоустова Е.В. Аспекты инвестиционной деятельности ОАО «НК Роснефть» на примере ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод»	209
Кулабухова А.А. Государственное регулирование инновационной деятельности в нефтегазовой сфере с использованием технологических платформ	212
НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА.....	218
Глубокий А.В. Разработка машины трения для изучения и определения коэффициента трения при различных изменяющихся факторах.....	218
Чумаков Е.А., Чумаков А.А. Повышение производительности и эффективности протекания процесса Клауса, установки утилизации сероводородсодержащего газа и производства гранулированной серы	221
Попов А.А. Разработка волнового вариатора мощности привода лебёдки буровой колонны.....	227
Абрамович В.О. Использование сверхвысокомолекулярного полиэтилена в качестве материала для изготовления клапанной пары штангового глубинного насоса (ШГН).....	232
Бжитских А.П. Повышение долговечности подшипниковых узлов при ремонте насосных установок нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).....	237
Богатов В.Е. Разработка методики и математического аппарата экспериментального исследования подшипников скольжения для насосных установок Ачинского НПЗ	241
Савицкая С.А. Анализ параметров надежности нефтяных скважинных фильтров на основе QFD-методологии.....	245
Финк В.Н. Системы технического обслуживания и ремонтов оборудования нефтегазового комплекса при эксплуатации ШСНУ	251
Колмакова А.И., Жуков Д.С. Качество электрической энергии в системе освещения нефтегазового комплекса.....	256

Валиев И.С., Чалкин И.А. Повышение надежности работы технологических колодцев магистральных трубопроводов.....	261
Галиахметова К.В. Мировой опыт перехода на светодиодные светильники	263
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	271
Ловейко М.А., Кибалина Е.С. Способ повышения эффективности противопожарного барьера пожароопасной зоны и устройство для его реализации на предприятиях нефтегазовой отрасли	271
Дупляков Г.С., Горбунов А.С. О применении состава «bonret» при ликвидации пожаров на предприятиях нефтяной отрасли	276
Сколкова Е.В., Чудинова С.Е. Современное состояние исследований и разработок в области тушения резервуаров с горючими жидкостями на предприятиях нефтегазовой отрасли	280
Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А. Модернизация конструкции и повышение взрывозащищенности буровой установки анкерного типа.....	286
Азарникова В.А., Загарских С.А., Лезина С.А., Ястребова О.И. Способы воздействия на форму факела пламени и устройства для их реализации, применяемые при тушении нефтяных и газовых скважин	293
Матиков Н.А., Вебер Д.А. К вопросу о бесперебойной доставке грузов для ликвидации чрезвычайной ситуации на удаленных предприятиях нефтегазовой отрасли.....	299
OIL GAS FIELD MACHINERY	305
Lonzinger N.M. The Design of Filters for the Protection of Submersible Pumps of Vankor Feild	305
Yatsenko M.A. Possibility Calculation of an Upper Gas Reservoir Usage as a Gas Lift Source in the Case of Horizontal Well	307
Evtushenko M.M. The Grades of Aviation Gasoline and Interchangeability of Domestic and Foreign Aviation Gasolinegrades.....	312
Serebrenikova J.G., Plakhotnikova M.A. A Set of Attachment for Heavy Type Graders	316
Stasiuk V.A. The Catalyticaction of Metals on Oxidizing Processes and Temperature Stability Lubricants.....	319
Gerasimova A.G., Kirillova Y.A. The Problem of Formation, Recycling and Utilization of Oil Slops	322

НАУЧНЫЕ РАБОТЫ ШКОЛЬНИКОВ	326
Короленко К.А.	
Применение биопрепаратов для ремедиации почв, подверженных локальному загрязнению ГСМ	326
Косова А.С.	
Гидроочистка прямогонной дизельной фракции.....	328
Грунин Н.В., Грекова Д.А.	
Сравнительная характеристика показателей экологичности автомобильных бензинов, полученных с использованием перспективных октаноповышающих присадок	331
Рыбачук В.Г., Нерода А.А.	
Рациональное использование устаревших компьютерных блоков: лазер	334
Жайлыбаева Б.Н.	
Использование нефтешламов в качестве вторичных материальных ресурсов: изготовление композиционного материала на основу дорожных покрытий	340
Герман В.А.	
Экологическое состояние почв в садовых обществах города Ачинска	345

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276

Оптимизация газлифтного фонда скважин ВУ ОНГКМ. Варианты технологических схем

К.А. Горидько, А.Э. Федоров¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук В.С. Вербицкий
Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина*

Газлифтный способ эксплуатации скважин хорошо известен всем специалистам в области нефтедобычи и широко используется на месторождениях как бывшего СССР, так и за рубежом. Несмотря на то что данный метод добычи хорошо изучен, на ОНГКМ приходится сталкиваться с рядом проблем при использовании газлифтной эксплуатации. Каждая из них может привести к значительному снижению эффективности данного метода. Но большинство этих проблем могут быть устранены использованием соответствующих методик мониторинга, автоматизации и оптимизации газлифтной эксплуатации.

Из рисунка 1 видно, что основные запасы добываемой продукции сосредоточены на ВУ ОНГКМ и основным способом эксплуатации является газлифт.

Проведен анализ работы газлифтного фонда ВУ ОНГКМ: из 188 газлифтных скважин было проанализировано 65, по которым есть данные ГДИС. В результате проведенного анализа были выявлены основные проблемы, процентное соотношение которых представлено на рис. 2.

Для решения выявленных проблем было предложено два пути:

- повышение давления закачки активного газа ($P_{aг}$);
- повышение удельного расхода газа ($R_{г}$, м³/т).

Анализ чувствительности показал, что изменение давления закачки является наиболее значимым параметром для оптимизации газлифтного фонда скважин (при прочих равных условиях: глубина спуска НКТ, глуби-

¹ © Горидько К.А., Федоров А.Э., 2015.

на спуска клапанов, количество клапанов, забойное давление и дебит по жидкости).



Рис. 1. Характеристики фонда скважин

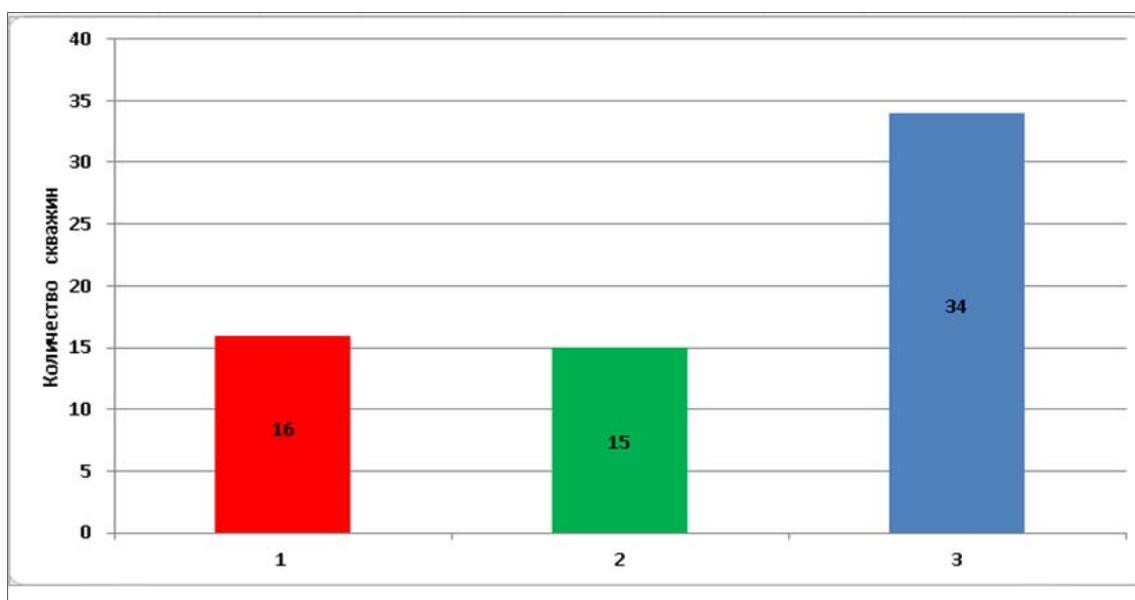


Рис. 2. Выявленные проблемы газлифтной эксплуатации:

- 1 – фонд скважин, который предположительно (расчетно) будет фонтанировать при снижении устьевого давления с фактического значения до 0,5 до 1 МПа (изменении технологической схемы системы сбора);
- 2 – фонд скважин, на котором неправильно расставлены или неправильно оттарированы клапаны; 3 – фонд скважин с повышенным удельным расходом газа или со вскрытием газовых горизонтов (конусы газа).

Для оптимизации газлифтного фонда скважин предложены следующие технологические схемы:

1. Модульно-блочная насосно-компрессорная установка снижения устьевого давления и циклического использования газлифтного газа (Схема №1) [2] (рис. 3);
2. Модульно-блочная бустерно-насосная установка циклического использования газлифтного газа (Схема №2) [2] (рис. 4);
3. Модульно-блочная передвижная насосно-компрессорная установка снижения устьевого давления и освоения скважин (Схема №3) [2] (рис. 5);
4. Модульно-блочная насосно-эжекторная установка снижения устьевого давления (Схема №4) (рис. 6);
5. Устьевой газлифтный струйный аппарат (Схема №5). [1, с. 188] (рис. 7).

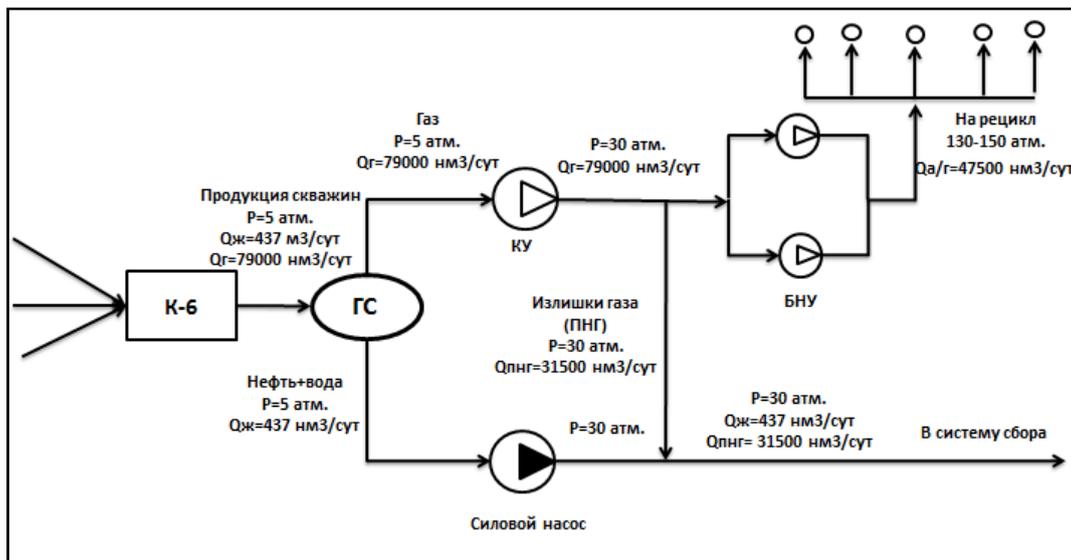


Рис. 3. Схема №1

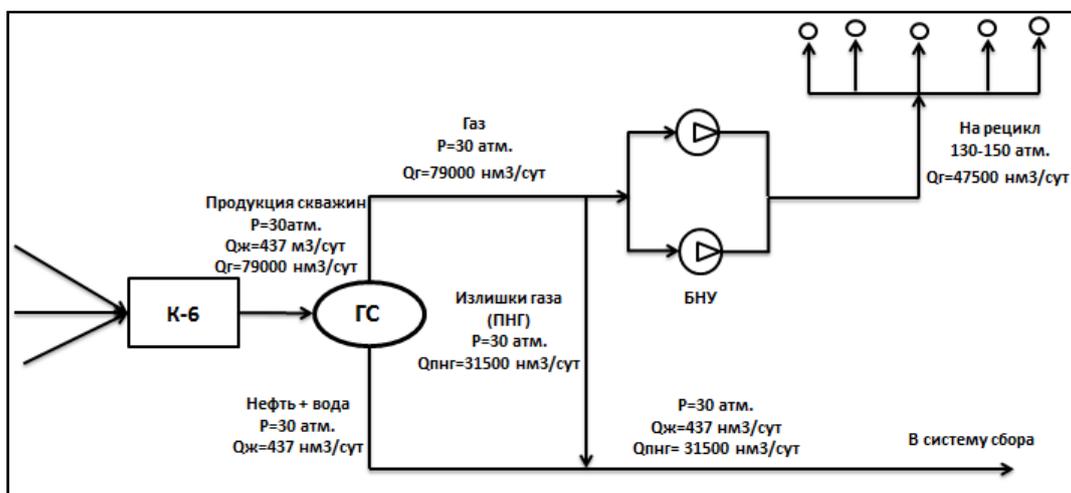


Рис. 4. Схема №2

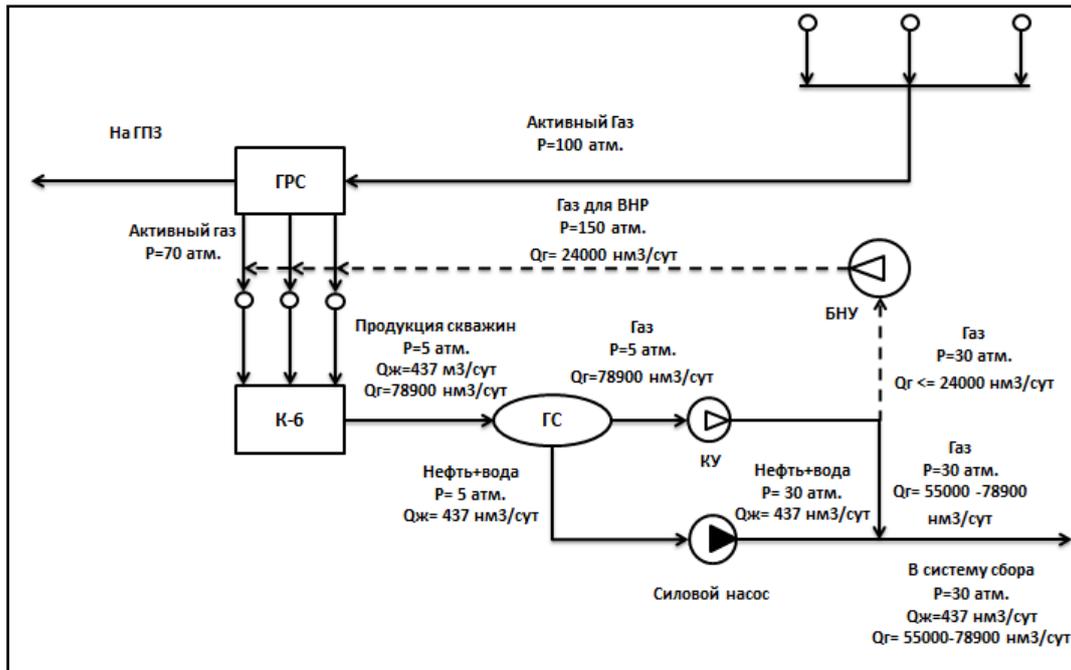


Рис. 5. Схема №3

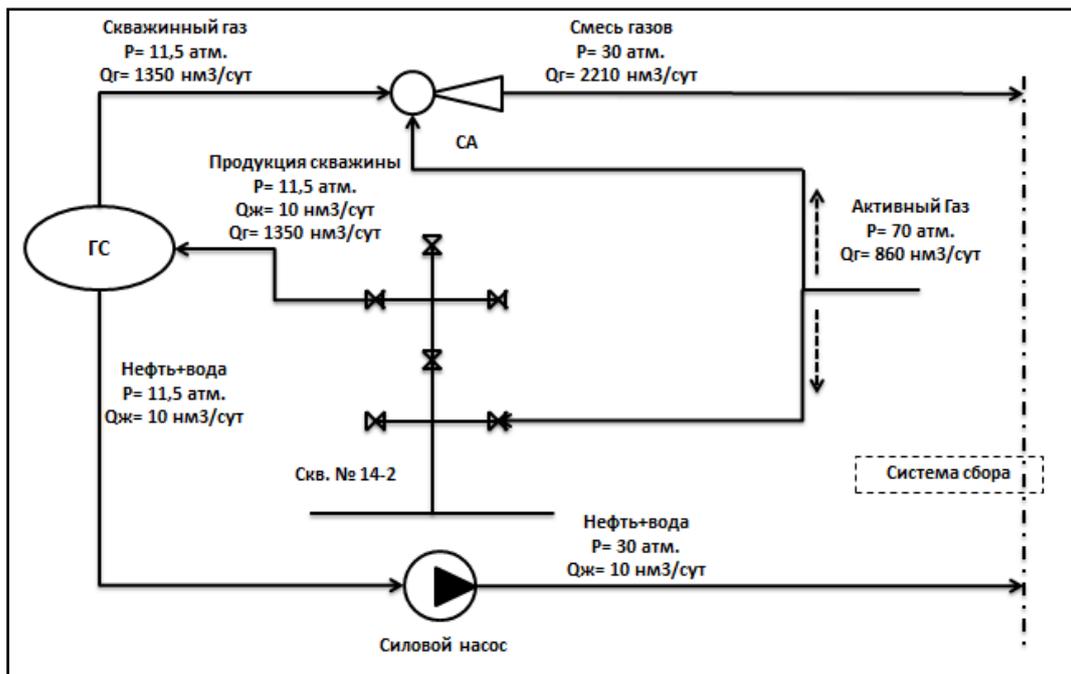


Рис. 6. Схема №4

Во всех схемах необходимо использовать коррозионностойкое оборудование, так как добываемая продукция содержит 6-7 % H₂S.

Так как использование оборудования в коррозионностойком исполнении значительно дороже, то на схемах №1, №3 предполагается подача газообразного ингибитора коррозии перед входом в компрессор (КУ) после газосепаратора (ГС), на схемах №1, №2, №3 требуется подача ингибитора коррозии вместе с питательной жидкостью в бустерную насосно-компрессорную установку (БНУ).

При реализации схем №1, №3, №4 силовые насосы необходимо оборудовать диспергаторами, так как гравитационный сепаратор (ГС) не позволит полностью отделить газ.

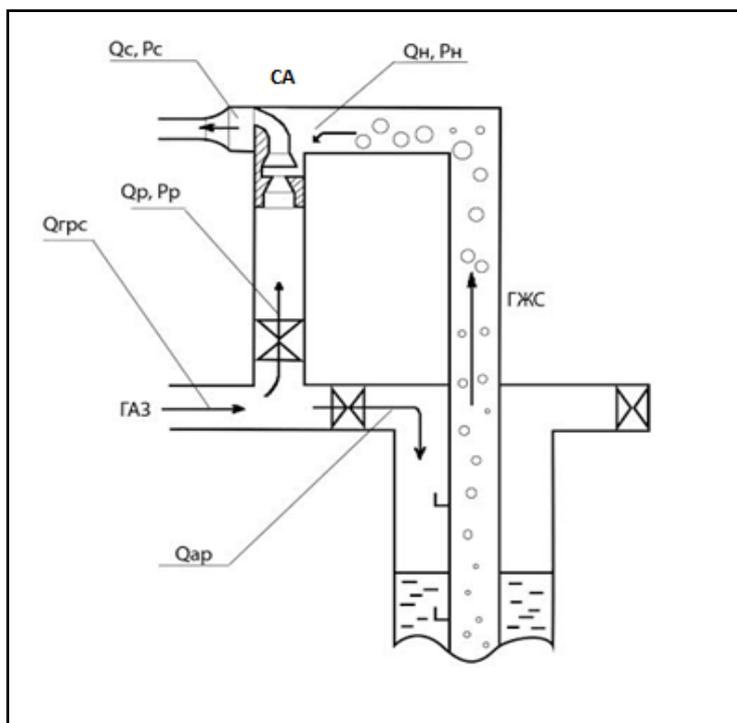


Рис. 7. Схема №5

Схемы с использованием компрессора (КУ) необходимо оборудовать дополнительной системой подготовки (осушки) газа.

Схема №5 самая простая и дешевая, но требует комплексной научной экспериментальной работы для разработки методики подбора эжектора газ-ГЖС.

Таблица 1

Сравнение технических возможностей оптимизации газлифтного фонда скважин

Характеристики	№1	№2	№3	№4	№5	Примечание
Снижение устьевое давления	+	-	+	+	+/-	Снижение устьевое давления до 5-10 атм. Снижение устьевое давления в 1,5 раза
ВНР без азотной установки	+	+	+	-	-	За счет использования БНУ (Ра/Г = 120-150 МПа)
Рецикл активного газа	+	+	-	-	-	Повторное использование активного газа
Затраты на внедрение, млн руб.	69	53	44	4,5	0,5	

Для решения задачи оптимизации работы газлифтного способа эксплуатации была выбрана Схема №5. В настоящее время проводятся экспериментальные исследования на базе лаборатории техники и технологии добычи нефти в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Список литературы

1. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты, Изд. 2-е, М.: Энергия, 1970. 288 стр. с илл.
2. Патент РФ 2251630, F04B23/06. Бустерная насосно-компрессорная установка/ Мартынов В.Н., Зильберберг Ю.А., Ретивых Д.Ю.; патентообладатель ООО «НПК «Ранко»; заявл. 25.09.2003. – опубл. 10.05.2005.

УДК 624.131.522.4:622.276

Возможность и эффективность применения различных видов свай с целью снижения воздействия сил морозного пучения

А.Н. Емельянов¹

*Научный руководитель: Хомутов Евгений Игоревич
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

В данной работе рассмотрены возможность и эффективность применения различных видов свай в условиях вечной мерзлоты с целью снижения воздействия сил морозного пучения (МП). Разработан собственный вид противопучинных свай. Проведен сравнительный анализ различных видов свай по ряду критериев с целью определения оптимального варианта их использования при устройстве свайных фундаментов на примере промыслового нефтегазопровода участка К1-К103 Лодочного месторождения. Произведены поверочные расчеты свай с учетом конструктивных особенностей применения противопучинных мероприятий, приведены технико-экономические расчеты с указанием ожидаемого экономического эффекта от внедрения проекта. Сделаны соответствующие выводы и определены перспективы дальнейшего исследования.

Введение

Освоение северных месторождений газа и нефти сопровождается строительством объектов основного производства по добыче, сбору и подготовке товарной продукции (насосные станции, системы трубопроводов, различного рода емкости и т.д.), а также строительством инфраструктур-

¹ © Емельянов А.Н., 2015.

ных объектов (жилые и общественные здания и сооружения). При этом часто сталкиваются с негативными природными проявлениями, такими как морозное пучение и коррозия свайных фундаментов.

В настоящее время основным мероприятием по снижению действия сил МП является заанкеривание свай в вечномерзлый грунт, расположенный ниже глубины возможного оттаивания. Этого добиваются путем увеличения длин свай.

Актуальность работы обусловлена тремя составляющими:

- Высокие капитальные затраты на ремонт и усиление зданий и сооружений, подвергшихся деформациям от действия сил МП (в некоторых случаях стоимость ремонта и усиления превышает стоимость нового строительства);
- Перерасход металла при заанкеривании свай в вечномерзлый грунт;
- Возможная остановка производства вследствие деформаций конструкций производственных зданий и сооружений.

Целью данной работы является рассмотрение вопроса о возможности и эффективности использования методов снижения действия сил МП на примере промыслового нефтегазопровода участка К1-К103 Лодочного месторождения.

Основная часть

Силами морозного пучения называют силы воздействия пучащегося грунта на фундамент. Эти силы по направлению их к поверхности фундамента делят на касательные и нормальные. Под касательными силами понимают силы, направленные вдоль поверхности фундамента τ_{fh} (по боковой поверхности фундамента), под нормальными силами понимают силы, направленные перпендикулярно (нормально) поверхности фундамента (под подошвой фундамента). В пределах глубины сезонного промерзания (оттаивания) основания d_{th} грунт попеременно будет находиться в талом и мерзлом состоянии.

В зимний период грунт, окружающий фундамент или сваю, смерзается с боковой поверхностью и в результате пучения стремится выдавить фундамент вверх. Если усилия, противодействующие силам морозного пучения (в мерзлых грунтах основная противодействующая сила – смерзание нижележащего грунта R_{af}), являются недостаточными, фундамент вместе с сооружением может подняться на некоторую высоту. Летняя осадка фундамента не компенсирует деформации пучения. Таким образом, год за годом деформации пучения накапливаются.

В ходе работы была рассмотрена возможность и эффективность применения различных видов свай в условиях вечной мерзлоты с целью снижения воздействия сил морозного пучения:

1. Применение свай СМОТ[3].

2. Применение свай из стальных труб.
3. Применение винтовых свай [7].
4. Применение свай «AntiFrost» (собственные разработки по борьбе с морозным пучением).

Применение свай из стальных труб, винтовых свай, свай «СМОТ»

Сваи из стальных труб представляют собой стальные трубы по ГОСТ 8732-78[8] сталь 09Г2С с закрытым нижним концом. Наконечники свай – конические, выполняются из листового металла способом раскроя и сварки лепестков. Погружать сваи принято буроопускным способом, в предварительно пробуренную лидерную скважину большего диаметра. Для заполнения пазух между стенками скважин и свай применен песчано-цементный раствор. Основным мероприятием по предотвращению выпучивания является заглубление свай в мерзлый грунт. Этого добиваются путем увеличения длины свай. Такой прием является достаточно эффективным, но приводит к большому расходу металла.

Сваи «СМОТ» изготавливаются из металлических труб различного диаметра с анкерными устройствами. Анкерные устройства разнообразны и представляют собой:

- анкер из уголков (к телу сваи привариваются уголки);
- анкер с лепестками (из тела сваи вырезаются лепестки);
- анкер из арматуры (к телу сваи приваривается арматура);
- анкер с отверстиями (из тела трубы вырезаются отверстия) и т.д.

Винтовая свая состоит из стального вала и приваренных к нему одной, двух и/или более стальных винтовых лопастей. Вал винтовой сваи изготавливается из бесшовных труб. Винтовые лопасти изготавливаются из стального листа. Сваи завинчиваются в предварительно пробуренную скважину, равную диаметру трубы.

Применение свай «AntiFrost»

Свая представляет собой стальную трубу по ГОСТ 8732-78 [8] сталь 09Г2С с закрытым нижним концом. Наконечник сваи – конический, выполняется из листового металла способом раскроя и сварки лепестков. Погружать сваи принято буроопускным способом в предварительно пробуренную лидерную скважину. Для заполнения пазух между стенками скважины и свай применен песчано-цементный раствор.

Анкерный пояс представляет собой круглую пластину толщиной не менее 8 мм (рис. 1). Анкеры привариваются к свае в круговую и усилены четырьмя ребрами жесткости. Расстояние от отметки верха наконечника сваи до анкера составляет d сваи. Расстояние между анкерами составляет $2d$ сваи. Анкеры устраиваются только в зоне вечномерзлого грунта.

Для того чтобы сэкономить пространство, складирование и транспортировка свай «AntiFrost» производится ряд к ряду со смещением относительно друг друга на величину, равную диаметру трубы сваи, как показано на рис. 2.

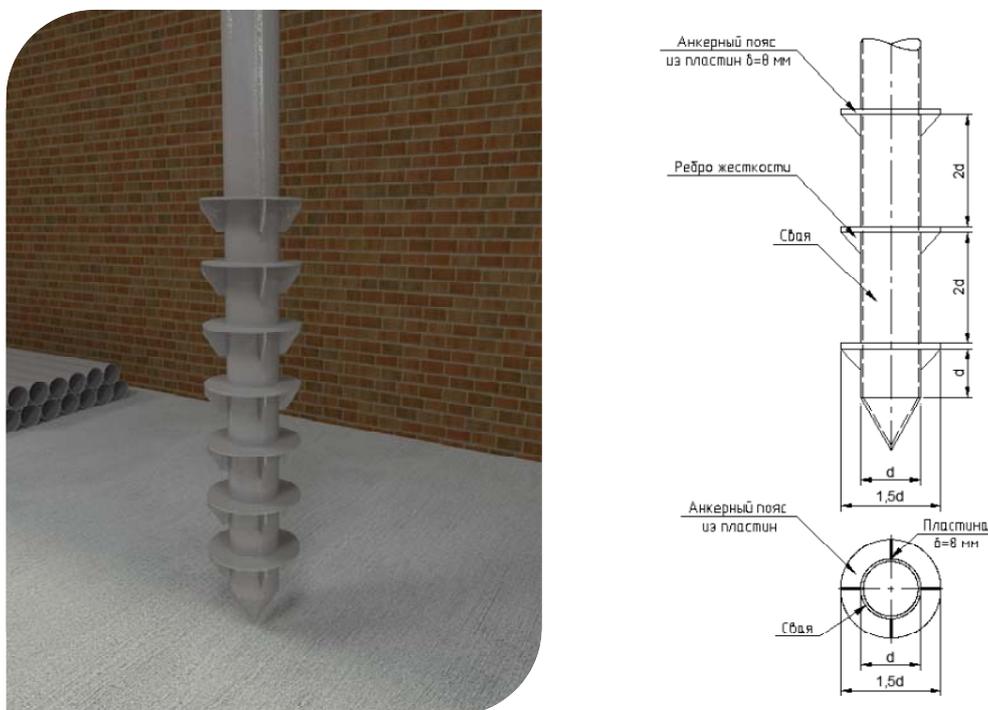


Рис. 1. Внешний 3D вид и чертежная схема сваи «AntiFrost»

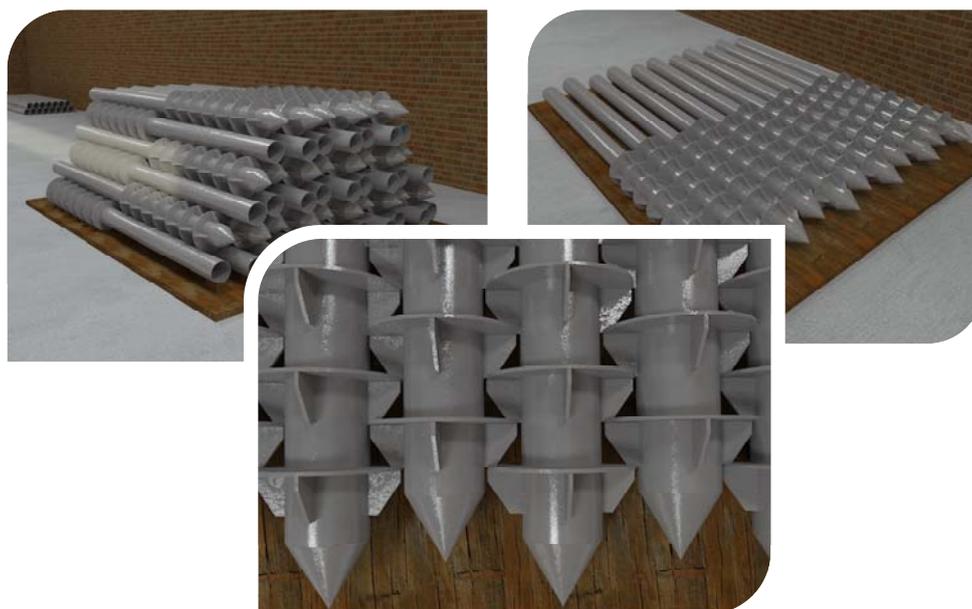


Рис. 2. Схема складирования и транспортировки свай «AntiFrost»

Сравнение свай по несущей способности

Тип применяемых свай	Длина свай, м	Глубина погружения свай, м	Диаметр свай, мм	Масса сваи, кг	Расчетная касательная сила пучения, кН	Значение силы, удерживающей фундамент от выпучивания, кН
Сваи из стальных труб	11	9	219	566,70	130	157,60
Сваи «СМОТ»	9	7	219	462,90	130	194,27
Винтовые сваи	10	8	219	535,6	130	131,34
Сваи «AntiFrost»	9	7	219	492,21	130	169,10

- Наибольшей несущей способностью обладают сваи «СМОТ» (анкер с лепестками).
- Винтовые сваи обладают наименьшей несущей способностью.
- Несущая способность свай «AntiFrost» при глубине погружения 9 м обеспечивается с запасом. По несущей способности уступают сваям «СМОТ» приблизительно на 15 % и превосходят стальные сваи примерно на 20 %.

Технико-экономическое сравнение свай под нефтегазопровод на примере участка К1-К103 Лодочного месторождения (сметная стоимость)

Тип применяемых свай	Длина свай, м	Масса сваи, кг	Стоимость устройства 1 сваи, тыс. руб.	Стоимость устройства свай на 1 км нефтепровода, тыс. руб.	Стоимость устройства свай нефтепровода длиной 15,4 км, тыс. руб.	Экономический эффект от внедрения, тыс. руб.
Сваи из стальных труб	11	566,70	95,18	11897,5	331506,03	0
Сваи СМОТ	9	462,90	95,72	11965	333406,05	+1900
Винтовые сваи	10	535,6	102,23	12778,75	356069,92	+24563,89
Сваи «AntiFrost»	9	492,21	91,26	11407,75	319253,57	-12252,46

- Наибольшая стоимость устройства у винтовых свай;
- Самая низкая стоимость у свай «AntiFrost». Экономический эффект от внедрения свай «AntiFrost» на примере промышленного нефтегазопровода участка К1-К103 Лодочного месторождения со-

ставляет 12,25 млн руб. (длина нефтегазопровода составляет 15,4 км; количество свай – 3483 шт).

Заключение

Проведена оценка перспектив использования некоторых видов свай в условиях вечной мерзлоты.

К недостаткам свай «AntiFrost» можно отнести дополнительную трудоемкость изготовления, а также необходимость предъявлять дополнительные требования укладки свай при транспортировке и складировании.

К преимуществам свай «AntiFrost» можно отнести:

- снижение металлоемкости фундамента при использовании свай «AntiFrost» (возможность применения свай с меньшим диаметром и глубиной погружения);
- высокая несущая способность на вдавливающие и выдергивающие нагрузки;
- долговечность (25-50 лет), экологичность;
- высокая сейсмоустойчивость;
- не требуется дополнительная гидроизоляция.

По результатам расчетов в практике свайного строительства на вечномерзлых пучинистых грунтах для сооружения III класса ответственности рекомендуются для применения сваи «AntiFrost», применение которых позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты приблизительно на 10 %. Для сооружений I и II класса ответственности несущую способность свай «AntiFrost» необходимо определять опытным путем.

Список литературы

1. СНиП 2.02.03-85 «Свайные фундаменты».
2. Далматов Б.И. Механика грунтов, основания и фундаменты. Изд. второе, перераб. и доп. Ленинград: Стройиздат, 1988.
3. Серия 1.411.3-11 «Свая металлическая трубчатая «СМОТ». Материалы для проектирования.
4. Инженерно-строительный журнал, №4, 2013.
5. Типовые проектные решения. Элементы и узлы свайных фундаментов. ОАО «ТомскНИПИнефть», шифр:3297-ТПР-0008.001.14-ОРП-01-СРД-001.
6. О применении винтовых свай для обустройства Бованоненковского месторождения (ОАО «ВНИПИГаздобыча») // Газовая промышленность. 2011. № 7.
7. Винтовые сваи СВС, ТУ 5260-005-80834535-2011.
8. ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные».

Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

О.И. Бойков¹

*Научный руководитель: д-р физ.-мат. наук В.М. Киселев
Сибирский федеральный университет*

Продуктивные нефтегазоносные горизонты ряда месторождений Восточной Сибири приурочены к карбонатным рифейским отложениям. Отличительной особенностью этих месторождений, к числу которых относится Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ), является кавернозно-трещиноватый тип коллектора. Это обуславливает определенные сложности при извлечении углеводородов из таких коллекторов. Матрица пород блоков практически непроницаема. Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернами. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны статистически упорядоченной системой микро- и макротрещин, что определяет ярко выраженную анизотропию проницаемости пласта–коллектора [1].

Введение

Результаты гидродинамических исследований скважин Юрубчено–Тохомского месторождения показали, что продуктивные объекты данного месторождения весьма восприимчивы к изменению действующих нагрузок. Наблюдается существенная зависимость продуктивных скважин от падения пластового давления, непредсказуемая обводненность скважин, резкое падение их продуктивности, различие в десятки и сотни раз проницаемостей, полученных по керну и по ГДИС. Выполненный анализ результатов промысловых гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах показал высокую неравномерность притока по стволу. При общей длине открытого горизонтального участка эксплуатационной скважины порядка 1000 м суммарная длина приточных интервалов варьирует от 150 до 300 м. В то же время результаты интерпретации данных UVI (ультразвукового скважинного сканера) свидетельствуют о повсеместном наличии трещин, пересекающих горизонтальный ствол.

Причиной того, что не все трещины являются фильтрующими, может быть явление кольматации, во-первых. Достоверно оценить степень влияния кольматации на снижение трещинной проницаемости не представляется возможным ввиду того, что на данный момент все испытанные

¹ © Бойков О.И., 2015.

горизонтальные скважины были пробурены на репрессии с использованием кольматантов. Провести данную оценку будет возможно после испытания уже пробуренных горизонтальных скважин на равновесии, так как данная технология предполагает меньшее загрязнение призабойной зоны. Во-вторых, закрытие трещин определенного азимутального направления вследствие горизонтальных тектонических напряжений. Данная причина выдвинута как гипотеза, поскольку по влиянию горизонтальных тектонических стрессов нет данных, и стоит обратить внимание на то, что современное направление тектонических стрессов не определить, необходимы специальные исследования например мини-грп. В-третьих, уменьшение апертуры под действием литостатического давления сжатия трещины в зависимости от угла ее падения.

Наряду с напряжениями, вызванными действием гравитационных сил (литостатическими напряжениями), в массивах горных пород существует поле тектонических напряжений, возникающих в результате тангенциального сжатия или растяжения земной коры. В первом приближении тектонические напряжения можно считать горизонтальными. Наряду с вертикальными и боковыми литостатическими напряжениями они могут оказывать влияние на апертуру трещин, с которой связана проницаемость пластов–коллекторов и, как следствие, продуктивность горизонтальных добывающих скважин. Опытные данные результатов замеров абсолютной газопроницаемости на стандартных образцах свидетельствуют о том, что матричную составляющую проницаемости рифейских карбонатных объектов можно условно принять величиной постоянной, в случае появления трещиноватости проницаемость значительно увеличивается. Таким образом, основное внимание необходимо уделять изучению изменения трещинной составляющей проницаемости, и, в частности, процессов, ведущих к уменьшению раскрытости трещин. Исследованию влияния напряжений в массиве горных пород на продуктивность горизонтальных скважин посвящена настоящая работа.

Исследование связи линейной густоты и азимута трещин с продуктивными интервалами горизонтального ствола

При проектировании и последующей эксплуатации добывающих скважин с горизонтальным окончанием было обнаружено следующее противоречие. Расчетные показатели добычи нефти кратно отличаются от фактических, в то время как фильтрационно-ёмкостные свойства пород, использованные для расчетов, подтверждаются данными лабораторных исследований керна [2]. Для вертикальных скважин столь существенной разницы в расчетных показателях не было выявлено. В связи с этим была выдвинута гипотеза о корреляции притока и линейной густоты трещин.

В пяти скважинах ЮТМ, находящихся на относительно близком друг от друга расстоянии и относящихся к первоочередному участку раз-

работки ЮТМ, была проведена запись профиля притока, по результатам которой были выделены интервалы, обеспечивающие приток к скважине. Во всех этих скважинах был прописан каротаж прибором UBI, который позволяет определить глубину трещины (точку пересечения ствола скважины трещиной), угол падения и азимут простирания. Связи между интервалами притока и густотой трещин не наблюдается. Аналогичный результат получен и по остальным рассмотренным скважинам. Таким образом, гипотеза о корреляции притока и линейной густоты трещин не подтвердилась.

Связь давления сжатия трещин с продуктивностью горизонтальных скважин

На основании данных о строении литолого-стратиграфического разреза рассматриваемого участка, о мощности каждого из литотипов (доломитов, солей, долеритов и др.), плотностях твердой фазы и пластового флюида был произведен расчет литостатического (вертикального) давления на уровне кровли продуктивного горизонта по формуле

$$P_{\text{верт}} = \sum_k [(1 - K_{nk})\rho_{rk} + K_{nk}\rho_{fk}] h_k \cdot g,$$

где K_{nk} – пористость, ρ_{rk} – плотность твердой фазы, ρ_{fk} – плотность жидкой фазы, g – ускорение силы тяжести. Все величины отнесены к k – му слою, мощность которого равна h_k ; $H = \sum_k h_k$ – глубина залегания кровли продуктивного слоя.

Для расчета бокового горного давления была использована формула А.Н. Динника

$$P_{\text{бок}} = \zeta \cdot P_{\text{верт}},$$

где ζ – коэффициент бокового распора, выражаемый через коэффициент Пуассона σ :

$$\zeta = \frac{\sigma}{1 - \sigma}.$$

Коэффициент Пуассона был определен в результате механических исследований керна, отобранного из рифейских отложений ЮТМ. Объем выборки составил 1500 образцов, среднее значение коэффициента Пуассона получилось равным 0,296. В соответствии с этим коэффициент ζ был принят равным 0,42.

Давление сжатия трещины $P_{\text{накл}}(\alpha)$, имеющей угол наклона α , в первом приближении в соответствии с (рис.1) можно представить как

$$P_{\text{накл}}(\alpha) = P_{\text{верт}} \cos \alpha + P_{\text{бок}} \sin \alpha = P_{\text{верт}} (\cos \alpha + \zeta \sin \alpha).$$

Добавками к боковому давлению, связанными с рельефом местности, пренебрежем в силу того, что глубина залегания кровли продуктивного горизонта много больше амплитуд изменений рельефа местности. Для каждого из пяти горизонтальных стволов были рассчитаны и построены кривые давления сжатия с учетом данных UBI по трещиноватости. Сопоставление этих кривых с данными записи притока показало, что интервалы, из которых получен приток, характеризуются низкими давлениями сжатия трещины. Другими словами, продуктивные интервалы связаны с зонами пониженных давлений, где трещины имеют наибольшую раскрытость.

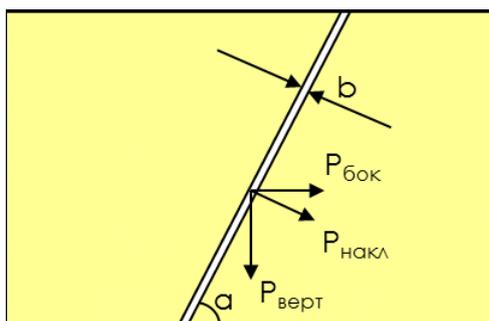


Рис. 1. Схема распределения нагрузок на стенки наклонной трещины.
 b – апертура трещин. Остальные обозначения в тексте

Все рассмотренные скважины, в которых выполнены записи профиля притока и измерения параметров трещиноватости, находятся на достаточно близком друг к другу расстоянии и достаточно равномерно охватывают первоочередной участок разработки ЮТМ. На основе данных о параметрах трещиноватости рифейских отложений по 15 скважинам (все горизонтальные скважины с данными UBI) в пределах первоочередного участка в программном продукте Petrel был построен куб углов падения трещин, который затем с использованием приведенных выше формул был пересчитан в куб давлений сжатия трещин. Построенная на основе этих вычислений карта распределения давления сжатия трещин (карта раскрытости трещин) представлена на рис. 2.

Как можно видеть из рис.2, в наиболее перспективной зоне, характеризующейся наименьшим давлением сжатия трещин, расположены скважины № № 16, 17, 15. В то же время скважины № 12 и № 11 находятся в зоне высоких давлений сжатия трещин, т.е. в зоне с минимальной апертурой трещин, и должны обладать низкими фильтрационно-емкостными характеристиками.

На рисунке 3 представлена зависимость продуктивности скважин, определенной по результатам испытаний, от давления сжатия трещин, принятого равным среднему значению по горизонтальному стволу скважины. Имеет место хорошо выраженная линейная связь: чем ниже давление сжатия трещин, тем выше продуктивность скважин. Скважина 15, со-

гласно нашим расчетам, располагается в наиболее перспективной зоне, имеет максимальную продуктивность, в то время как скважины 12 и 11 находятся в зоне высоких давлений сжатия трещин, имеют минимальное значение продуктивности.

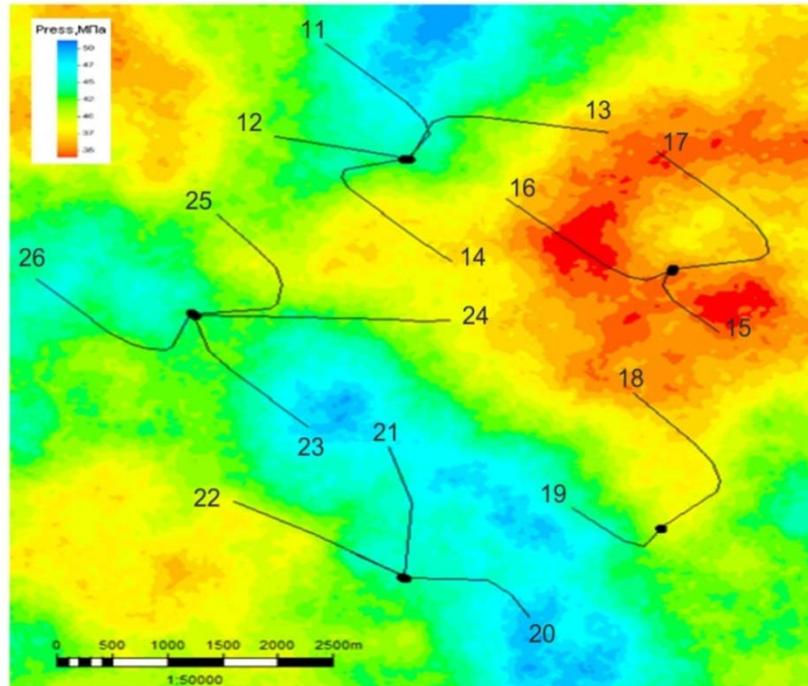


Рис. 2. Карта распределения давления сжатия трещин.
Красный цвет – высокая раскрытость трещин, синий – низкая раскрытость



Рис. 3. Зависимость между удельной продуктивностью скважин и давлением сжатия трещин

По представленному алгоритму, опубликованному в статье [4], были выделены направления горизонтальных стволов в рамках блоковой модели проницаемости. На рисунке 4 видно, что все выделенные нами направления располагаются в зонах с повышенной раскрытостью трещин.

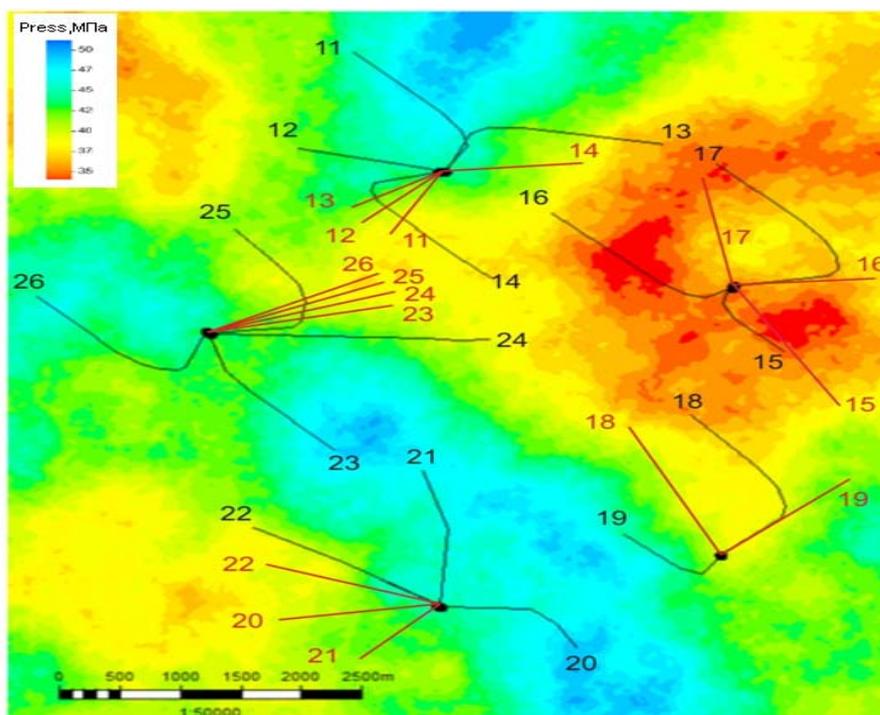


Рис. 4. Карта распределения давления сжатия трещин, красным цветом выделены направления рассчитанных горизонтальных стволов. Черным – уже пробуренные горизонтальные стволы

Заключение

Был проанализирован большой объем информации, касающейся лабораторных исследований керна, данных геофизических и гидродинамических исследований скважин, результатов испытаний. Рассмотрены данные по первоочередному участку разработки ЮТМ. Показано, что интервалы притока в горизонтальных скважинах не коррелируют с линейной плотностью трещин и с их азимутами. Это позволило предположить, что основным фактором, определяющим продуктивность горизонтальных скважин, является литостатическое давление сжатия трещин. Была построена трехмерная модель трещиноватости и рассчитано давление сжатия трещин продуктивных рифейских отложений. На основе этой модели можно выделить наиболее перспективные зоны для размещения добывающих скважин. Дополнительно к этому еще учли анизотропию проницаемости трещиноватых коллекторов, вследствие чего оптимизировали направление горизонтальных стволов[3].

Предложенная методика может быть использована при разработке ряда месторождений Восточной Сибири, обладающих схожими условиями образования и особенностями строения. Учет влияния давления сжатия трещин на изменение их проницаемости позволяет выявить наиболее перспективные зоны для места заложения и азимута проводки горизонтального ствола добывающих скважин, что, в свою очередь, снизит вероятность бурения низкодебитных скважин. Кроме того, в условиях анизотропного

строения трещинного пласта–коллектора реализация данного подхода позволит повысить достоверность прогноза дебита скважин при расчете и обосновании технологических параметров разработки за счет выявления эффективной рабочей длины горизонтального ствола скважины.

Список литературы

1. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Чашков А.В. Анизотропия проницаемости трещиноватых карбонатных коллекторов // Научно-технический Вестник ОАО «НК«Роснефть». – 2011. – №4 (25). – С. 10–14.

2. Теркот Д., Шуберт Дж. Геодинамика. Геологические приложения физики сплошных сред. Ч. 1. – М.: Мир, 1985. – 374 с.

3. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Расчет оптимального направления горизонтального ствола добывающей скважины в коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. Вып. 11. Красноярск: ИПК СФУ. 2013. С. 204–211.

4. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Антоненко А.А. Применение блоковой модели проницаемости трещиноватых коллекторов при проектировании горизонтальных стволов скважин // Российская техническая нефтегазовая конференция, Москва 2012 г.

УДК 622.276.5:622.243

Оценка эффективности применения боковых стволов и боковых горизонтальных стволов в условиях залежи №8 Ромашкинского месторождения НГДУ «Альметьевнефть»

А.В. Семенов¹

*Научный руководитель: М.В. Швыденко
Альметьевский государственный нефтяной институт*

Бурение дополнительных, боковых или вторых стволов в скважинах широко распространяется во всех нефтяных регионах России как один из эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях падающей добычи нефти и перехода многих месторождений на позднюю стадию разработки [1]. Необходимо отметить, что при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождений нерента-

¹ © Семенов А.В., 2015.

бильной [2]. Поэтому в данных условиях наиболее приемлемыми являются мероприятия по восстановлению малодебитных, обводненных, нерентабельных, аварийных скважин с помощью бурения боковых стволов (БС) [3]. Это направление для старых нефтедобывающих районов, каковым является Республика Татарстан, наиболее перспективно и актуально [4]. Для его развития имеются все необходимые условия: большой пробуренный фонд скважин, отработанность основных пластов и объектов [5].

В данной статье представлен анализ восемнадцати скважин с боковыми стволами, девять из которых имеют горизонтальное окончание. Отмечено, что каждая скважина имеет определенную цель "зарезки". Фонд скважин с БС и БГС по цели "зарезки" распределился следующим образом: 1) Бурение БС с минимальным смещением забоя по причине аварии на забое – 2 скважины. 2) "Зарезка" БС, БГС в направлении более высоких гипсометрических отметок с локализацией остаточных запасов – 8 скважин. 3) "Зарезка" БС, БГС из зоны отсутствия коллекторов (или из зоны низкопроницаемых коллекторов) в зону наличия пласта (или в зону лучшего коллектора) – 8 скважин.

Анализируя показатели работы скважин до и после "зарезки", отмечено увеличение дебита нефти и снижение обводненности добываемой продукции. К примеру, в скважине 27**0 после проводки бокового ствола дебит нефти увеличился с 0,1 т/сут до 2,4 т/сут. Обводненность снизилась с 98 % до 10 %. В скважине 2***д дебит нефти до "зарезки" не превышал 0,3 т/сут., а обводненность составляла 98 %, после проведения БГС дебит нефти составил 14,4 т/сут., обводненность – 30 %. Изменение дебита нефти и обводненности представлены на рис. 1-2.

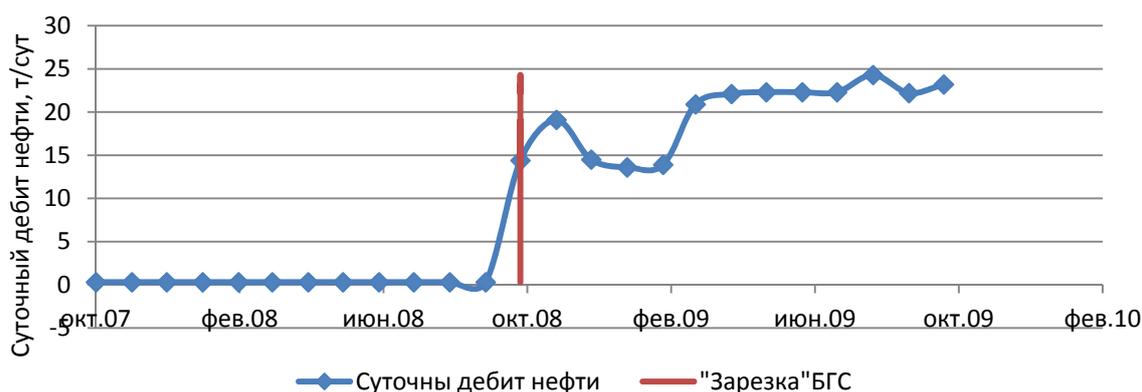


Рис. 1. Изменение дебита нефти в скважине 2***д до и после "зарезки" БГС

Анализ результатов ГДИ до и после "зарезки" показал увеличение гидропроводности как на скважинах с боковыми стволами, так и на скважинах с боковыми горизонтальными стволами, за исключением скважин 27**9 (БС), 1**1(БГС), 2***8(БГС), что обусловлено попаданием в зону с худшими коллекторскими свойствами.

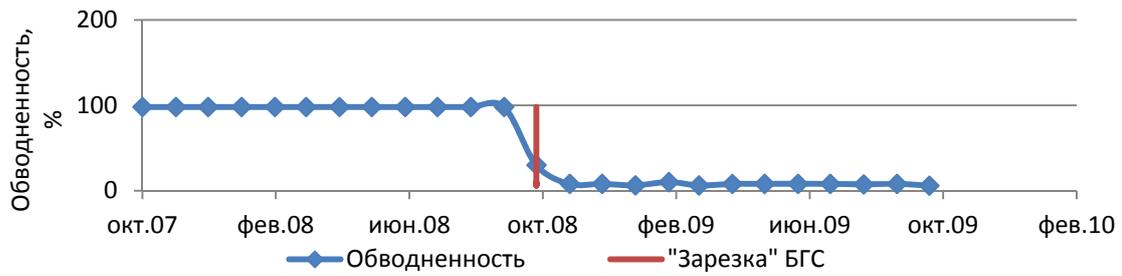


Рис. 2. Изменение обводненности в скважине 2***д до и после "зарезки" БГС

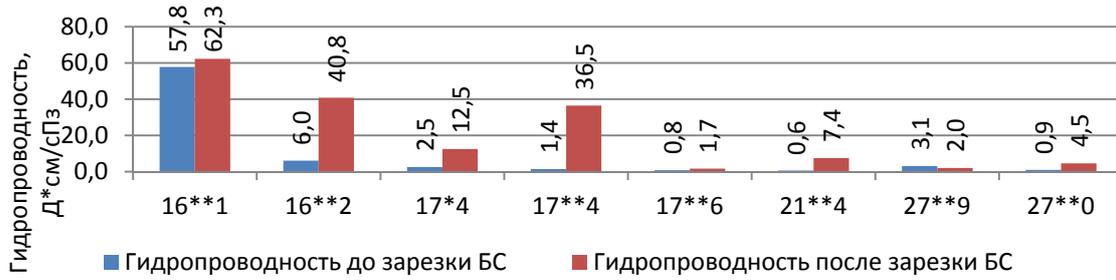


Рис. 3. Гидропроводность до и после "зарезки" БС

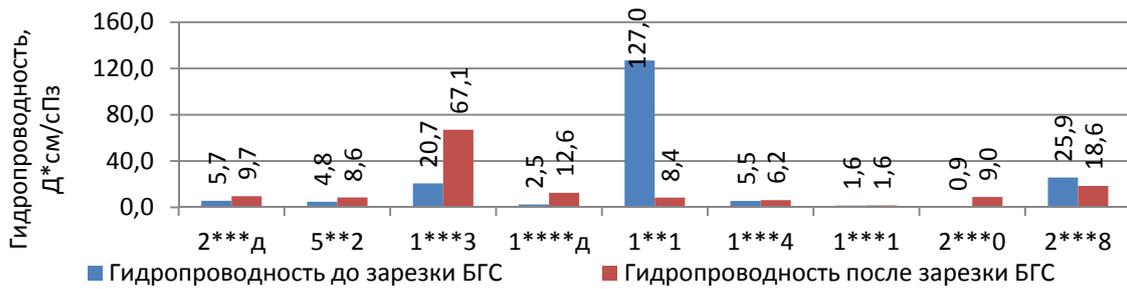


Рис. 4. Гидропроводность до и после зарезки БГС

Что касается скин-эффекта, после "зарезки" его величина не превышает нуля, что свидетельствует о качественном вскрытии пласта, а в восьми скважинах наблюдается его уменьшение, т.е. фильтрационные свойства "новой" ПЗ лучше "старой".

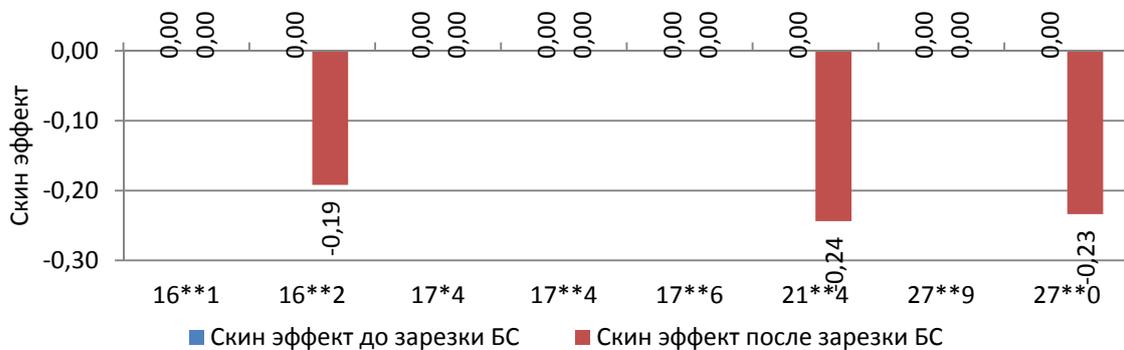


Рис. 5. Скин-эффект до и после "зарезки" БС

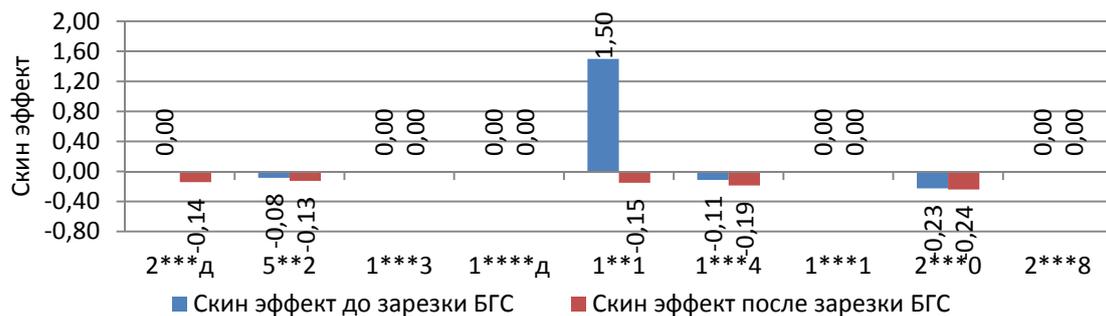


Рис. 6. Скин-эффект до и после "зарезки" БГС

На рассмотренном фонде скважин с БС отмечается увеличение пьезопроводности, за исключением скважины 27**9. На фонде скважин с БГС тенденции увеличения пьезопроводности не отмечается.

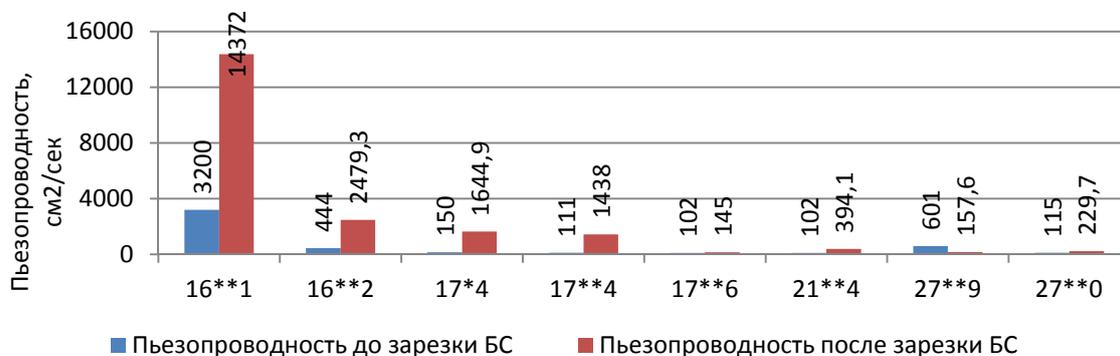


Рис. 7. Пьезопроводность до и после "зарезки" БС

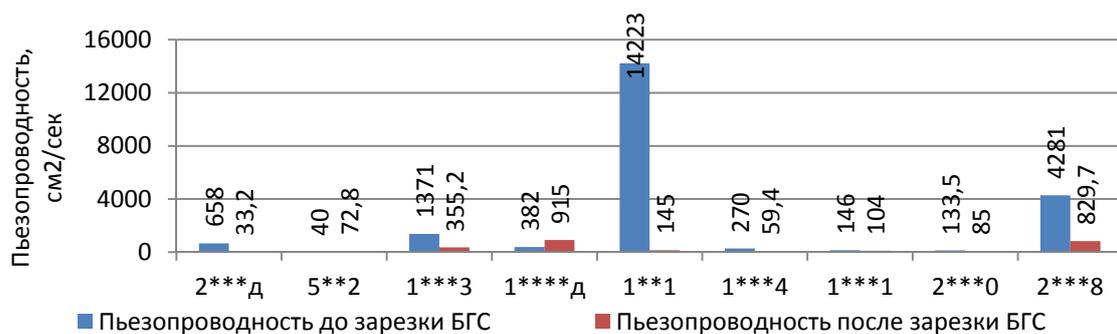


Рис. 8. Пьезопроводность до и после "зарезки" БГС

Также был проведен ассоциативный анализ влияния на дебит нефти пластового давления, депрессии, фазовой проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, длины ствола, вскрывшего продуктивный пласт. В ходе анализа выявлено влияние длины ствола на дебит нефти. Связь с остальными факторами установить не удалось.

Чтобы оценить степень влияния каждого фактора в отдельности, а также при их взаимодействии, был проведен дисперсионный анализ. Результаты

анализа подтвердили связь длины ствола и дебита нефти. Также влияние оказывает сочетание длины ствола проницаемости и депрессии (в скважинах с БС). В скважинах с БГС существенное влияние оказывает сочетание длины ствола и депрессии; длины ствола депрессии и проницаемости. В меньшей степени влияет сочетание длины ствола и фазовой проницаемости.

Список литературы

1. Самигуллин, В.Х. Восстановление бездействующих и малодебитных скважин путем бурения дополнительных стволов [Текст] / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Т.Н. Валуйскова, Г.И. Бикмухаметова, Р.Х. Юмашев // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №11. – С. 13-14.

2. Гилязов, Р.М. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами [Текст] / Р.М. Гилязов, Р.Ш. Рахимкулов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 11. – С. 10-12.

3. Самигуллин, В.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента "КГБ" для забуривания боковых стволов в один рейс [Текст] / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Г.И. Бикмухаметова, Р.Х. Юмашев // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №4. – С. 25-27.

4. Фаттахова, Л.И. Эффективность зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на скважинах старого фонда залежей №5 и №8 бобринского горизонта нижнего карбона Ромашкинского месторождения республики Татарстан [Текст] / Л.И. Фаттахова // Труды X Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых "Проблемы геологии и освоения недр". Томск. – 2006. – С. 389.

5. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами [Текст] / Р.М. Гилязов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". – 2002. – С.13.

УДК: 531

Влияние эффективности поверхностно-активных веществ на фильтрационно-емкостные свойства горных пород

Т.Н. Трофимова¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук Б.В. Григорьев
Тюменский государственный университет*

Основная задача любого предприятия – максимизация прибыли. Увеличение доходов любой нефтегазодобывающей компании зависит от

¹ © Трофимова Т.Н., 2015.

увеличения количества добываемых углеводородов [3]. С ростом обводненности скважин добыча нефти на месторождении падает. На сегодняшний день основным методом интенсификации добычи является введение в эксплуатацию нагнетающих скважин. Эффективность такой технологии оценивается по коэффициенту нефтеизвлечения и зависит от многих факторов, в первую очередь от проницаемости горной породы для вытесняющего и вытесняемого флюидов. Экспериментально эффективность такой технологии можно оценить методом стационарной фильтрации, создавая известные термодинамические условия давления и температуры, а также состав и скорость движения флюидов через образец горной породы, отобранный с нефтеносного пласта. Эффективность вытеснения нефти можно существенно повысить путем применения различных методов повышения нефтеотдачи. Одним из наиболее распространенных химических методов является применение мицеллярно-полимерных растворов и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение таких составов позволяет снизить межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, повысить проницаемость коллектора по воде, а также вовлечь в разработку низкопроницаемые участки пласта.

Чтобы сделать вывод об эффективности применения ПАВ, необходимо исследовать фазовую проницаемость породы коллектора при наличии в нагнетаемой воде поверхностно-активного вещества и без него.

Г.А. Бабаляном поднимался вопрос влияния растворов ПАВ на фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды [2]. Обобщение экспериментальных данных на кернах различной пористости позволило сделать вывод, что фазовая проницаемость исследуемых горных пород значительно возросла при вытеснении нефти раствором ПАВ, содержащим 0,05 % ОП-10. Расчеты показали, что при водонасыщенности $S_w = 0,4$ ОФП по нефти выросла на 32 % при использовании раствора ПАВ, при $S_w = 0,5$ – в 1,6 раза, а при $S_w = 0,65$ – в 4 раза по сравнению с проницаемостью исследуемых образцов по нефти без добавления ПАВ в вытесняющую воду. Однако в описанных экспериментах не учитывалась минерализация пластовой воды, являющаяся важным параметром при подборе оптимального раствора ПАВ.

Чтобы оценить степень влияния ПАВ на проницаемость горной породы для нефти и воды при увеличивающейся обводненности, нами была проведена серия экспериментов на образце керна Соровского месторождения с пористостью 18,71 % и абсолютной проницаемостью по воздуху 6,02 мД. Была использована нефть Умсейского месторождения вязкостью 0,51 мПа·с и модель вытесняющего флюида (воды) с минерализацией, равной минерализации реальной пластовой воды. Для проведения эксперимента был использован программно-экспериментальный комплекс ПИК-ОФП/ЭП-3, позволяющий моделировать двухфазный поток флюидов через образцы керна в условиях пластового давления и температуры и определять функции ОФП в зависимости от водонасыщенности.

В качестве поверхностно-активного вещества был использован реагент ТНХС-14.0 в концентрации 0,1 % об., в состав которого входят анионоактивные и неионогенные ПАВ. По структуре в водном растворе реагент представляет собой композицию молекулярно-диспергированных анионоактивных ПАВ с бимолекулярными мицеллами. Реагент был разработан для повышения нефтеотдачи пласта БС₀⁷Соровского месторождения и в лабораторных испытаниях показал прирост абсолютного коэффициента нефтеотдачи на 0,3-0,4 [4].

На первом этапе эксперимента образец насыщается моделью пластовой воды, затем осушается с помощью центрифуги, что необходимо для определения начальной водонасыщенности образца.

Следующий этап проводится с помощью установки ПИК-ОФП/ЭП-3, принципиальная схема представлена на рис.1[1]. Два плунжерных насоса П1 и П2 отвечают за подачу воды и нефти на вход в кернодержатель, горное давление создается ручным насосом ПР, а противодействие – с помощью газа БА. После прохождения флюидов через образец они собираются в сборный контейнер КС. Образец керна загружается в резиновую манжету кернодержателя КД таким образом, чтобы выводы обоих электродов находились на его торцах. На концах образца замеряется перепад давлений с помощью дифференциального манометра ДМ и сопротивление с помощью измерителя иммитанса R.

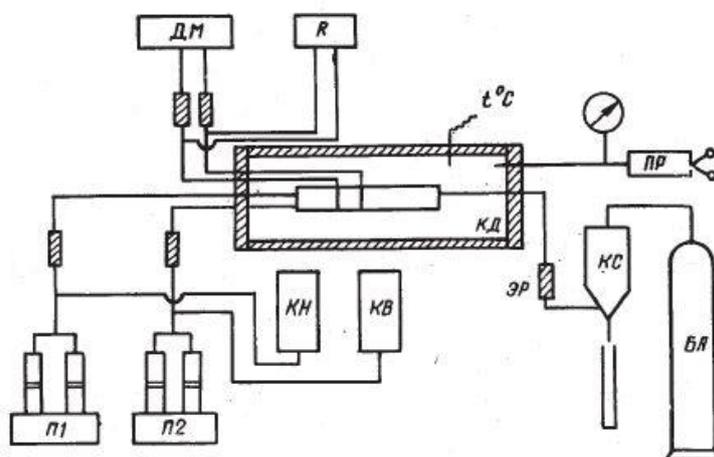


Рис. 1. Принципиальная схема установки для определения относительных фазовых проницаемостей при установившемся течении нефти и воды

Кернодержатель размещается в термощкафе, где поддерживаются термобарические условия, после чего кернодержатель с образцом внутри выдерживается в полученных условиях в течение 24 часов. Далее проводится донасыщение образца моделью пластовой воды до 100 % и измерение сопротивления для получения истинного сопротивления образца. Далее проводится фильтрация двухфазной смеси в различных пропорциях и фиксация сопротивления и перепада давления на образце для каждого из

режимов. Последовательно задается семь режимов: 100 % нефти – 0 % воды, 95 % нефти – 5 % воды, 75 % нефти – 25 % воды, 50 % нефти – 50 % воды, 25 % нефти – 75 % воды, 5 % нефти – 95 % воды, 0 % нефти – 100 % воды. После прокачки 100 % модели пластовой воды образец помещается в установку для определения остаточной водонасыщенности АДЖ-2.

После проведения эксперимента образец подвергается экстракции четыреххлористым углеродом в аппарате Сокслета.

На заключительном этапе эксперимента по полученным данным сопротивления и перепада давления на образце, а также исходя из данных о вязкости флюидов и геометрических размерах образца, из построения калибровочной кривой и вычисления параметра насыщения, рассчитывается водонасыщенность и ОФП исследуемого образца для каждого из режимов.



Рис. 2. Внешний вид установки для определения относительной фазовой проницаемости ПИК-ОФП/ЭП-3

Фазовая проницаемость породы для нефти и воды рассчитывается по формулам:

$$K_{Hi} = \frac{Q_{Hi} \cdot \mu_H \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (1)$$

$$K_{Vi} = \frac{Q_{Vi} \cdot \mu_B \cdot l}{\Delta p \cdot F}, \quad (2)$$

где Q_{Hi} , Q_{Vi} – расходы нефти и воды в условиях эксперимента, $\text{см}^3/\text{с}$; μ_H , μ_B – вязкости нефти и воды в условиях эксперимента, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; Δp_i – перепад давления на i -том режиме, атм ; F – площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см^2 ; l – длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см .

Относительная фазовая проницаемость породы для нефти и воды:

$$K_H^{отн} = \frac{K_H}{K} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

$$K_B^{отн} = \frac{K_B}{K} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

где K_H , K_B – фазовые проницаемости для нефти и воды, мД; K – проницаемость образца для газа, мД.

Параметр насыщения образца:

$$P_{Hi} = \frac{R_i}{R_{100}}, \quad (5)$$

где R_i – электрическое сопротивление образца при i -том режиме, Ом; R_{100} – электрическое сопротивление при 100 %-ной водонасыщенности (истинное сопротивление образца, насыщенного соответственно моделью пластовой воды с растворенным реагентом и без него), Ом.

Параметр насыщения связан с водонасыщенностью эмпирической зависимостью:

$$S_B = a \cdot P_{Hi}^k, \quad (6)$$

где a и k – эмпирические коэффициенты.

Начальная и конечная водонасыщенности образца:

$$S_{BH} = \frac{m_{ц} - m}{m_{100} - m}, \quad (7)$$

$$S_{BK} = \frac{m_{в} - m}{m_{100} - m}, \quad (8)$$

где $m_{ц}$ – масса образца после центрифугирования, г; m – масса сухого образца, г; m_{100} – масса образца при 100 %-ном насыщении водой, г; $m_{в}$ – масса образца после высушивания в аппарате АДЖ-2, г.

По результатам расчетов строится график зависимости ОФП от водонасыщенности.

В результате проведенных экспериментов были получены зависимости ОФП от водонасыщенности (рис.3) для двух случаев: с использованием ПАВ и без него. Исходя из графика можно сделать вывод, что с ростом обводненности проницаемость по нефти для горной породы падает ($K_H^{отн}$, $K_B^{отн}$), достигая нулевых значений при режиме соотношения флюидов в потоке 95 % воды и 5 % нефти и в отсутствие растворенного в воде ПАВ. При добавлении реагента проницаемость горной породы возрастает как для нефти ($K_H^{отнПАВ}$), так и для прокачиваемой воды ($K_B^{отнПАВ}$), увеличивая интервал обводненности, актуальный для нефтевытеснения.

Увеличение проницаемости образца по нефти составляет при 100 % нефти к 0 % воды – 9,4 %; 95 % нефти, 5 % воды – 6,5 %; 75 % нефти, 25 % воды – 42,1 %; 50 % нефти, 50 % воды – 141,2 %; 25 % нефти, 75 % воды – 189,8 %; 5 % нефти, 95 % воды – 308 % (рис. 4).

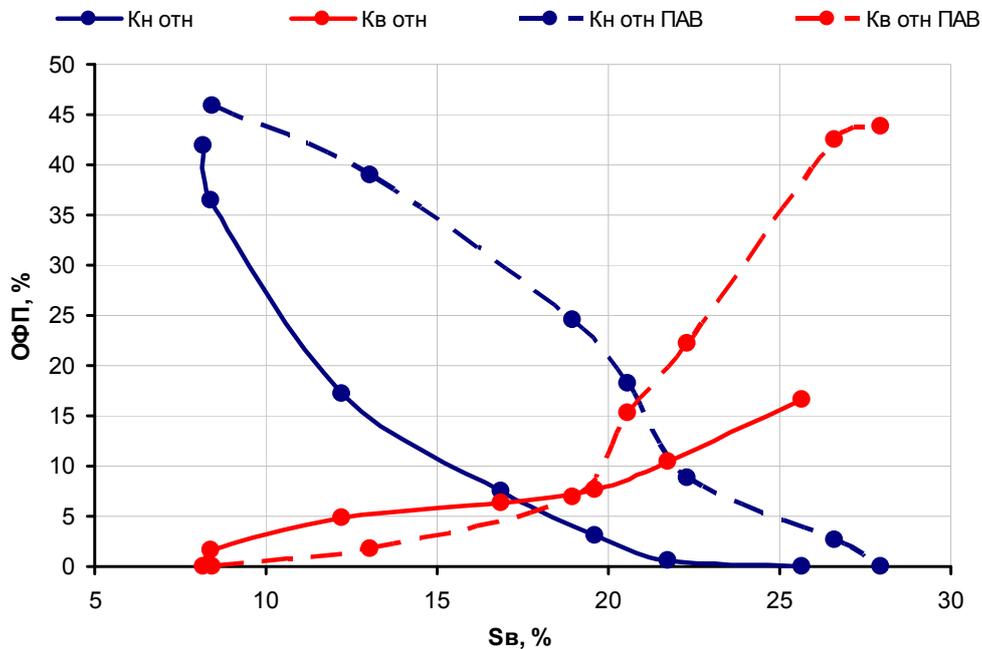


Рис. 3. График зависимости ОФП исследуемого образца от величины водонасыщенности с добавлением ПАВ в модель пластовой воды и без него

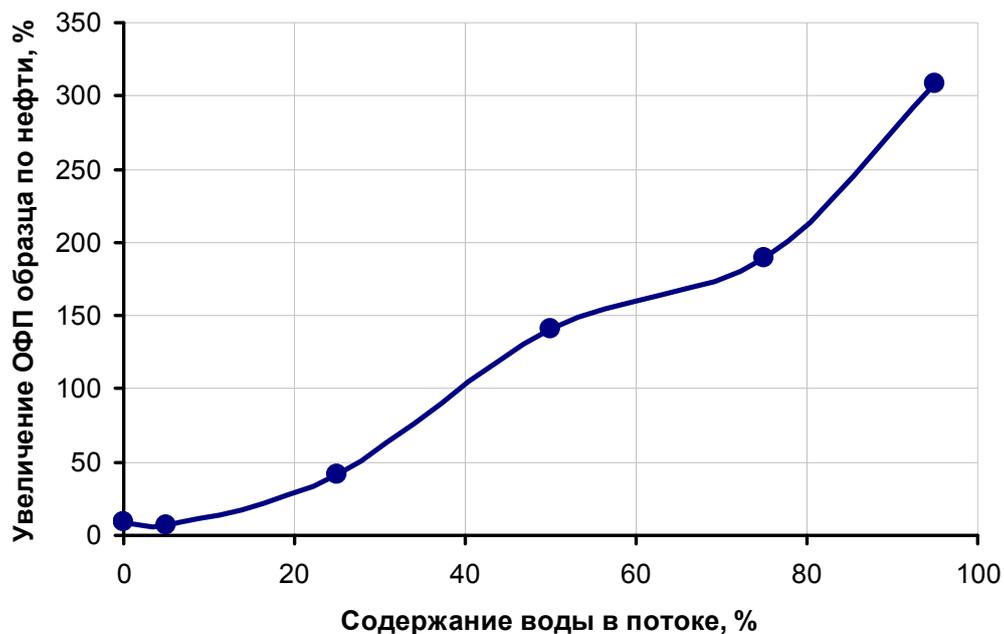


Рис. 4. Зависимость увеличения ОФП образца по нефти от содержания воды в потоке

Из графика (рис.4) видно, что эффективность ПАВ не одинакова на всем интервале обводненности образца. Минимальная эффективность соответствует минимальному количеству прокачиваемой воды с растворенным ПАВ. С ростом доли прокачиваемой воды и, как следствие, обводненности эффективность использования ПАВ возрастает, достигая трехкратного увеличения на предпоследнем режиме (95 % воды, 5 % нефти), что для реального месторождения означает увеличение срока эксплуатации и рентабельность разработки при высокой обводненности пласта.

Список литературы

1. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – Введ. 1989-02-06. – Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. – 35 с.
2. Бабалян Г. А., Леви Б. И., Тумасян Л. Б., Халимов Э. М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
3. Камартдинов М. Р. Формирование и планирование ГТМ. – Томск: Издательский дом ТГУ, 2011. – 201 с.
4. Нелюбов Д.В. Разработка и испытание состава реагента для повышения качества извлечения нефти / Д.В. Нелюбов, Л.П. Семихина, А.А. Севастьянов, Д.А. Важенин, А.Б. Шабаров // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. – 2014. – № 6 (7). 9 с. – URL: <http://7universum.com/en/tech/archive/item/1414> (дата обращения: 12.05.2015).

УДК 532.546:536.421

Математическая модель миграции капель нефти и пузырьков газа с учетом образования гидрата на поверхности пузырьков

С.Р. Кильдибаева¹

*Научный руководитель: д-р физ.-мат. наук И.К. Гималтдинов
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета*

Как показало исследование дна Мирового океана [1], происходят постоянные выбросы пузырьков метана. Пузырьки метана покрываются газогидратной коркой до некоторой высоты, при которой температура воды становится выше температуры гидратообразования. Однако процесс тая-

¹ © Кильдибаева С.Р., 2015.

ния гидрата протекает намного медленнее, чем процесс образования. Таким образом, при достижении поверхности пузырек не успевает раствориться в воде и попадает в атмосферу. Предположительно такой процесс вызывает парниковый эффект. Миграция пузырьков газа рассмотрена в работе [3].

Рассмотрим поврежденную скважину на дне океана, из которой с известным массовым расходом поступают пузырьки газа (M_g) и капли нефти (M_o). Термобарические условия способствуют образованию гидратной корки на поверхности пузырьков. Будем полагать, что все основные параметры течения системы, состоящей из частиц нефти, газа, воды и гидрата однородны по сечению.

Уравнения их сохранения для капель нефти и пузырьков газа запишем в виде:

$$\frac{d}{dz}(Sn_g w_g) = 0, \quad \frac{d}{dz}(Sn_o w_o) = 0, \quad (1)$$

где S – площадь сечения канала; n_i и w_i ($i = g, o$) – соответственно число пузырьков/капель в единице объема и их скорость. Здесь и в дальнейшем нижние индексы g, h, l, o соответствуют параметрам газа, гидрата, воды и нефти.

Уравнения сохранения масс газа, гидрата, воды и нефти запишем в виде:

$$\frac{dM_g}{dz} = -J_g, \quad \frac{dM_l}{dz} = -J_l, \quad \frac{dM_h}{dz} = J_h, \quad \frac{dM_o}{dz} = 0, \quad (2)$$

$$M_g = S\rho_g^0 \alpha_g w_g, \quad M_l = S\rho_l^0 \alpha_l w_l, \quad M_h = S\rho_h^0 \alpha_h w_h, \quad M_o = S\rho_o^0 \alpha_o w_o, \quad (3)$$

где M_i , ρ_i^0 , α_i , w_i ($i = g, h, l, o$) – соответственно массовый расход, плотность, объемное содержание и скорость i -ой фазы; J_i ($i = g, h, l$) – интенсивность расхода i -ой фазы. Поскольку гидрат образуется на газовом пузырьке, то $w_h = w_g$.

Интенсивности расхода газа, гидрата и воды связаны следующим соотношением:

$$J_g = GJ_h, \quad J_l = (1-G)J_h. \quad (4)$$

Объемные содержания фаз связаны следующим соотношением:

$$\alpha_g + \alpha_l + \alpha_h + \alpha_o = 1, \quad \alpha_g = \frac{4}{3}\pi a_g^3 n_g, \quad \alpha_h = \frac{4}{3}\pi(a_h^3 - a_g^3)n_g, \quad \alpha_o = \frac{4}{3}\pi a_o^3 n_o. \quad (5)$$

Уравнение импульса для данного потока может быть записано в виде:

$$\frac{d}{dz}(M_l w_l + (M_g + M_h)w_g + M_o w_o) = -S \frac{dp}{dz} - 2\pi R \tau_c - Sg(\alpha_l \rho_l^0 + \alpha_g \rho_g^0 + \alpha_h \rho_h^0 + \alpha_o \rho_o^0),$$

где τ_c – сила трения между потоком и стенкой канала.

Пренебрегая инерционными эффектами потока, запишем уравнения миграции для газового пузырька и капли нефти относительно воды:

$$w_g \frac{d}{dz} (m_b w_g + m_{prh} w_{gl}) = -m_b g - \frac{4}{3} \pi a_h^3 \frac{dp}{dz} - \pi a_h^2 \tau_b^h,$$

$$w_o \frac{d}{dz} (m_o w_o + m_{pro} w_{ol}) = -m_o g - \frac{4}{3} \pi a_o^3 \frac{dp}{dz} - \pi a_o^2 \tau_b^o,$$

$$m_b = \frac{4}{3} \pi a_g^3 \rho_g^0 + \frac{4}{3} \pi (a_h^3 - a_g^3) \rho_h^0, \quad m_{prh} = \frac{2}{3} \pi a_h^3 \rho_l^0,$$

$$m_o = \frac{4}{3} \pi a_o^3 \rho_g^0, \quad m_{pro} = \frac{2}{3} \pi a_o^3 \rho_l^0,$$

$$w_{gl} = w_g - w_l, \quad w_{ol} = w_o - w_l,$$

где m_b , m_{prh} – соответственно масса гидратного пузырька и его присоединенная масса; m_o , m_{pro} – соответственно масса капли нефти и ее присоединенная масса; w_{gl} и w_{ol} – соответственно скорости миграции газового пузырька и капли нефти относительно жидкости (рис. 1).

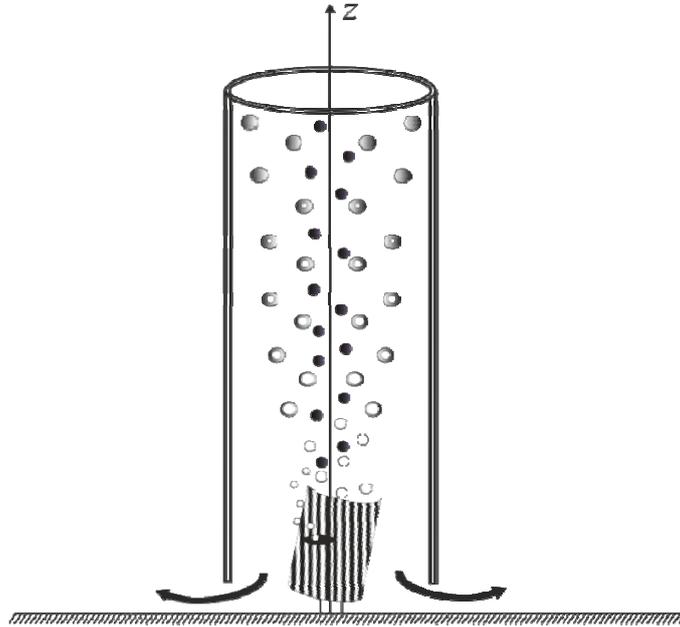


Рис. 1. Схема миграции пузырьков газа и капель нефти в вертикальной цилиндрической трубке. Черным обозначены капли нефти, белым – пузырьки газа, белым с серым обрамлением – частицы гидрата

Уравнение сохранения энергии:

$$\frac{d}{dz} (M_l c_l T_l) = Q_h + Q_o - J_l c_l T_{hs}, \quad Q_h = S n_g 4 \pi a_h^2 q_{ls}, \quad Q_o = S n_o 4 \pi a_o^2 q_{lo}.$$

Существует два подхода к изучению процесса гидратообразования при подъеме частиц со дна океана. При первом подходе полагается, что интенсивность образования гидрата на поверхности пузырька лимитируется отводом тепла, при втором – рассматривается процесс диффузионного переноса.

Интенсивность образования газогидрата представим в виде:

$$J_h = Sn_g 4\pi a_h^2 j_h, \quad (6)$$

здесь j_h – интенсивность гидратообразования.

В случае предположения, что интенсивность образования гидрата на поверхности пузырька лимитируется отводом тепла с нее:

$$j_h = \frac{q_{ls}}{l_h}, \quad (7)$$

где l_h – удельная теплота гидратообразования.

Из выражений (1) – (6) получим дифференциальные уравнения для нахождения радиусов газового и гидратного пузырьков:

$$\frac{da_h}{dz} = \frac{j_h}{w_g} \left(\frac{1}{\rho_h^0} - \frac{G}{\rho_g^0} \right), \quad (8)$$

$$\frac{da_g}{dz} = - \frac{Gj_h}{w_g \rho_g^0} \frac{a_h^2}{a_g^2}. \quad (9)$$

Будем полагать, что интенсивность образования гидрата лимитируется коэффициентом диффузии D' :

$$j_h = D', \quad D' = \frac{D\rho_{ge}^*}{\rho_{go}}, \quad (10)$$

где D , ρ_{ge}^* , ρ_{go} определяются согласно эксперименту [D.F. McGinnis et al. Fate of rising methane bubbles in stratified waters: how much methane reaches the atmosphere].

На рисунке 2 представлена зависимость радиуса газовой составляющей гидратной частицы от вертикальной координаты, на рис. 3 – зависимость радиуса гидратной составляющей частицы от вертикальной координаты. На рисунке 2-3 сплошной линией обозначена модель гидратообразования, лимитирующаяся теплоотводом согласно (7), пунктирной – лимитирующаяся диффузией согласно (10).

Из рисунка 2-3 видно, что в случае гидратообразования, лимитирующегося теплоотводом, частица превращается в гидратную на высоте $z=1.3$ м, гидратообразование завершается ввиду того, что закончился газ.

Согласно теории гидратообразования, лимитирующегося диффузией, образование гидрата завершается на высоте $z=7.3$ м, что связано с достижением воды равновесной температуры гидратообразования.

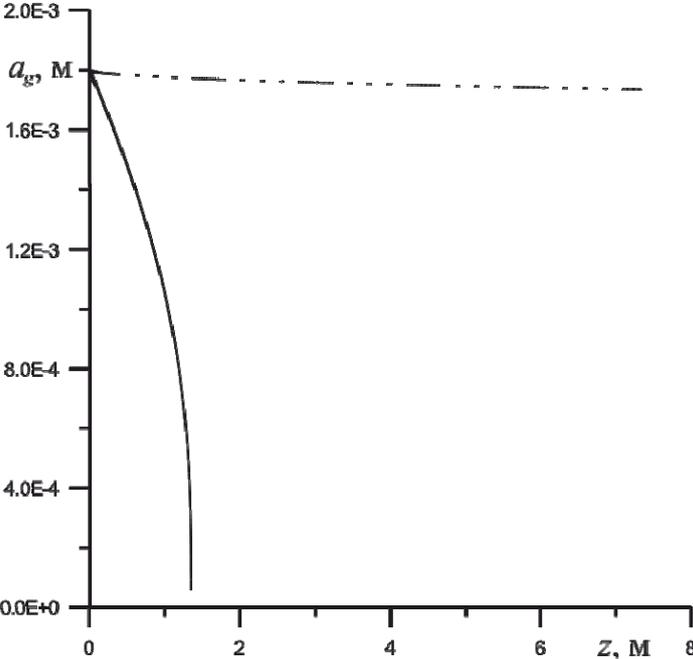


Рис. 2. Зависимость радиуса газового пузырька от вертикальной координаты

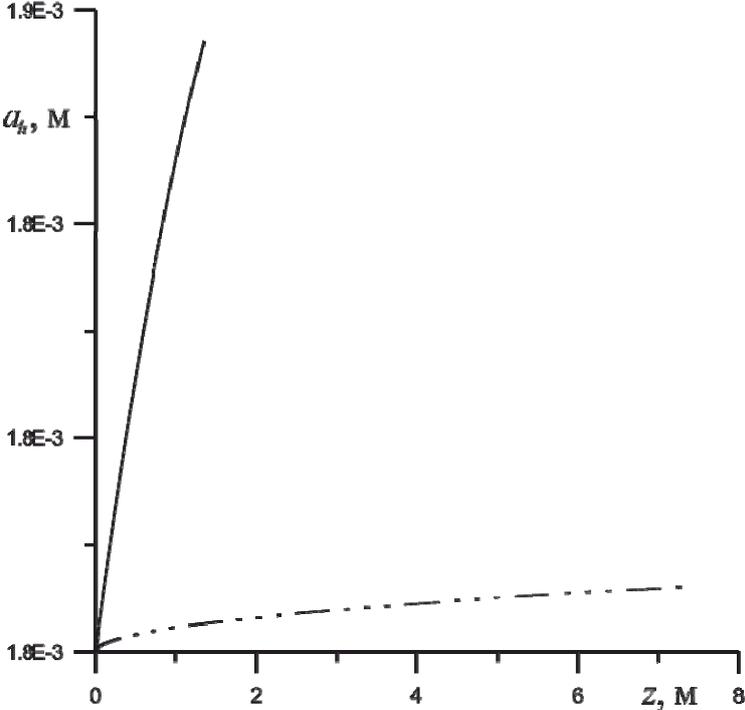


Рис. 3. Зависимость радиуса гидратной частицы от вертикальной координаты

Список литературы

1. Sautera E.J. et al. Methane discharge from a deep-sea submarine mud volcano into the upper water column by gas hydrate-coated methane bubbles // Earth and Planetary Science Letters. 2006. № 243(3-4). pp. 354-365.
2. Gregor Rehder, Peter W. Brewer, Edward T. Peltzer, and Gernot Friederich. Enhanced lifetime of methane bubble streams within the deep ocean. Geophysical research letters, 2002, vol.29, no 15, p.1-4.
3. Кильдибаева С.Р. Моделирование процесса всплытия гидратных частиц в куполе // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 3; URL: <http://www.science-education.ru/117-13063> (дата обращения: 13.05.2014).

УДК 622.276

Особенности разработки карбонатного коллектора месторождения Предуральского краевого прогиба

Д.А. Мартюшев¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук, профессор В.А. Мордвинов
Пермский национальный исследовательский политехнический университет*

В настоящее время одним из направлений поддержания уровня и увеличения добычи нефти в Пермском крае является вовлечение в активную разработку нефтяных залежей, приуроченных к сложнопостроенным и низкопроницаемым карбонатным коллекторам турнейско-фаменского возраста. Их особенностями являются сложная фильтрационно-емкостная характеристика, связанная с наличием пустот различного типа (трещины, поры, каверны), высокие значения газосодержания пластовой нефти и давления насыщения нефти газом. Разработка таких залежей должна осуществляться с постоянным мониторингом забойных давлений и коэффициентов продуктивности добывающих скважин.

Для удержания вертикальных трещин в продуктивном пласте в раскрытом состоянии пластовое давление жидкости должно превышать боковое горное давление, которое определяется с учетом коэффициента бокового распора $P_{бок} = P_{гор} \cdot K_{бок}$. Вертикальное горное давление ($P_{гор}$) при средней плотности горных пород 2700 кг/м^3 для условий турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения (Пермский край) составляет 48,2 МПа. Коэффициент бокового распора $K_{бок} = \frac{\nu}{1-\nu}$, где ν – коэффици-

¹ © Мартюшев Д.А., 2015.

ент Пуассона. Формула (1) для для карбонатных коллекторов Пермского края была предложена В.Д. Викториним [1]:

$$\nu = 0,2 - 0,006 \cdot m_{abc}, \quad (1)$$

где m_{abc} – полная пористость горной породы, %.

При $m_{abc} = 11$ %, $\nu = 0,134$ и $K_{бок} = 0,155$ боковое горное давление составляет 7,45 МПа, что согласуется с результатами, представленными в работе [2].

На рисунке 1 приведены построенные по данным гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов индикаторные диаграммы. В области $P_{заб} > P_{бок}$ диаграммы представляют слабо искривлённые при давлениях ниже $P_{нас}$ линии в сторону оси $P_{заб}$; в области $P_{заб} > P_{бок}$ наблюдается сильное искривление линий в сторону оси ординат, что связано, очевидно, с уменьшением раскрытия трещин при деформациях коллектора [3].

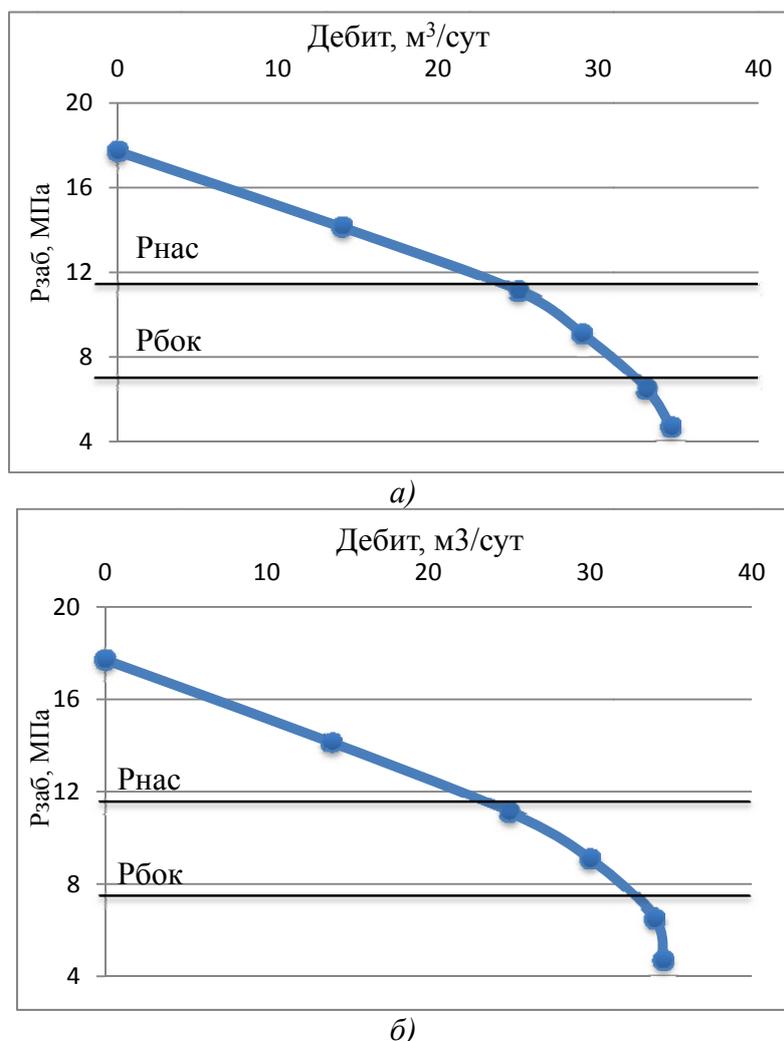


Рис. 1. Индикаторные диаграммы по скв.39 (а) и 42 (б) Озерного месторождения

Отдельные карбонатные залежи Верхнего Прикамья, включая залежь Т-Фм Озерного месторождения, характеризуются тем, что часть залежи в виде рифового гребня обладает открытой естественной трещиноватостью, а в низкорельефных участках трещины заполнены микритовым материалом [4].

В таблице 1 и 2 представлена динамика $K_{\text{прод}}$ по скв. 429 и 430 Озерного месторождения. Скв. 429 находится в зоне рифового гребня и характеризуется открытой естественной трещиноватостью коллектора, скв. 430 относится к низкорельефному участку залежи.

Таблица 1

Динамика $K_{\text{прод}}$ по скв. 429

Дата	Дебит, м ³ /сут	$P_{\text{пл.тек.}}$, МПа	$P_{\text{заб}}$, МПа	$P_{\text{заб}}/P_{\text{бок}}$	$K_{\text{прод}}$, м ³ /(сут · МПа)	$K_{\text{общая}}$, 10 ⁻³ · мкм ²	$K_{\text{трещ}}$, 10 ⁻³ · мкм ²
05.2006	42	12,10	11,4	1,53	60,00	89,8	62,0
09.2008	5,4	11,90	8,80	1,18	1,74	70,3	42,1
04.2009	6,6	11,20	8,40	1,12	2,36	58,5	30,4
08.2009	5,6	11,54	8,70	1,16	1,97	59,9	30,0
12.2010	5,4	11,64	6,40	0,86	1,03	37,6	9,0
01.2012	2,5	11,25	5,80	0,78	0,46	28,4	0
03.2013	2	10,95	4,00	0,54	0,29	22,1	0

Таблица 2

Динамика $K_{\text{прод}}$ по скв. 430

Дата	Дебит, м ³ /сут	$P_{\text{пл.тек.}}$, МПа	$P_{\text{заб}}$, МПа	$P_{\text{заб}}/P_{\text{бок}}$	$K_{\text{прод}}$, м ³ /(сут · МПа)	$K_{\text{общая}}$, 10 ⁻³ · мкм ²	$K_{\text{трещ}}$, 10 ⁻³ · мкм ²
03.2006	37,6	14,90	14,3	1,92	62,66	126,0	102,8
04.2011	107,6	15,20	7,17	0,96	17,06	78,9	56,0
06.2011	104,9	14,91	6,22	0,83	12,08	58,6	35,7
12.2011	89	16,10	7,91	1,06	10,87	85,2	62,4
01.2013	80	16,00	11,7	1,57	18,60	95,1	72,0
03.2013	75	14,50	9,10	1,22	13,89	77,4	57,4
07.2013	74,5	14,20	6,6	0,88	11,87	59,8	39,5
01.2014	73,9	14,10	5,8	0,77	11,55	50,1	28,9

Общая ($K_{\text{общ}}$) и трещинная ($K_{\text{трещ}}$) проницаемость определена по данным гидродинамических исследований скважин (КВД).

При снижении $P_{\text{заб}}$ в скв.429 с 12 до 6,4 МПа (в 1,9 раза) $K_{\text{трещ}}$ уменьшилась в 6,9 раза, при $P_{\text{заб}} = 5,8$ МПа трещины в ПЗП этой скважины полностью сомкнулись и коллектор стал работать как поровый, то есть произошла трансформация коллектора из трещинно-порового в поровый тип [5].

По скв. 430 при снижении $P_{заб}$ с 14,3 до 7,17 МПа (в 2 раза) трещинная проницаемость снизилась в 1,84 раза, а при снижении $P_{заб}$ до 5,8 МПа трещины сохранили свою проницаемость на уровне 28 % от начальной. В период с 2011 по 2013 гг. забойное давление в скважине возросло с 6,22 до 11,7 МПа, за этот период $K_{трещ}$ увеличилась в 2 раза.

По данным скважинам рассчитана начальная раскрытость естественных трещин и ее динамика в процессе эксплуатации скважин в зависимости от изменения $P_{заб}$ (рис. 2). Начальная раскрытость трещин ($W_{нач}$) была определена по данным гидродинамических исследований либо по анализу шлифов горных пород. Текущая раскрытость трещин ($W_{тек}$) в процессе эксплуатации скважин была рассчитана по данным гидродинамических исследований скважин.

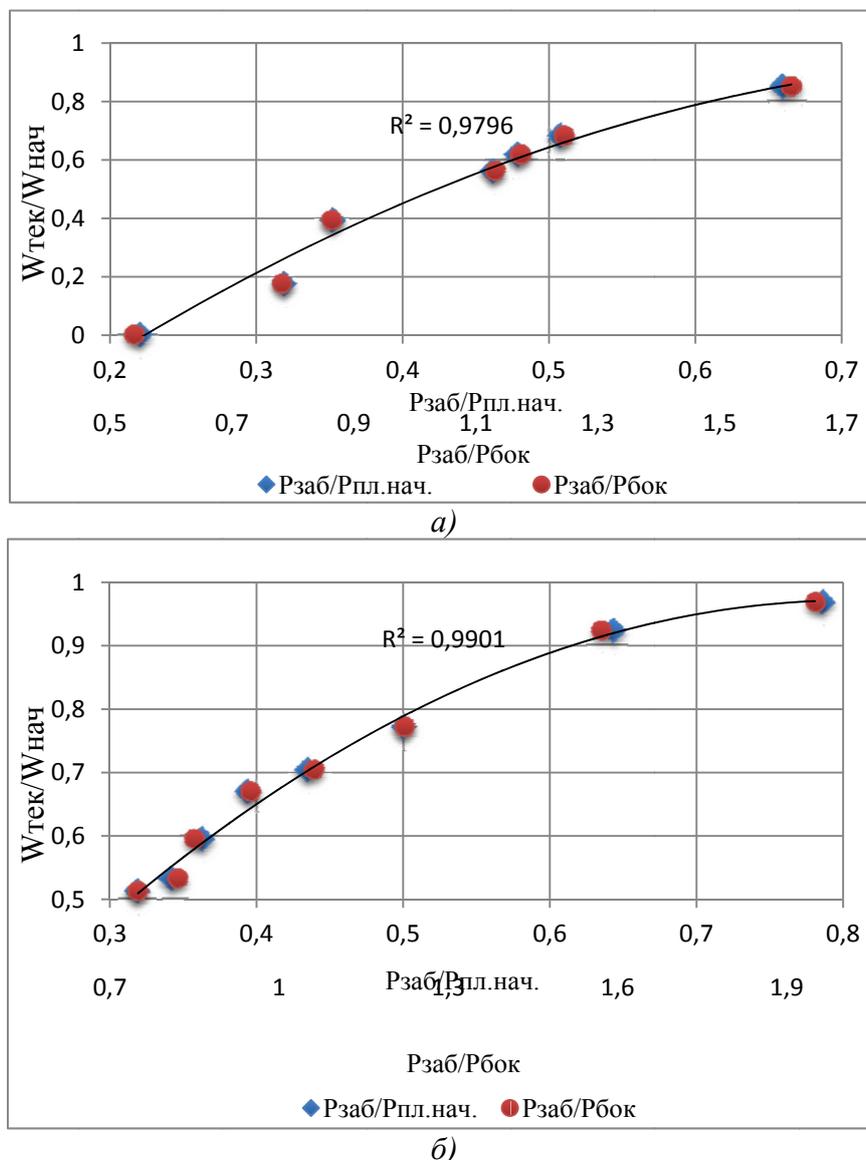


Рис. 2. Динамика раскрытости естественных трещин при снижении забойного давления: скв.429 (а) и скв.430 (б) Озерного месторождения

Из рисунка 2 следует, что существенное влияние на изменение раскрытости естественных трещин оказывает тип вскрытого разреза. В случае если скважина вскрывает трещиноватый коллектор, находящийся в зоне рифового гребня (скв.429), смыкание трещин происходит значительно более быстрым темпом, чем в случае если скважина находится в более низкорельефных участках залежи.

Таким образом, можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на продуктивность и производительность добывающих скважин, дренирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы нефтяных месторождений Верхнего Прикамья, является забойное давление. При снижении забойного давления происходит смыкание естественных трещин, что приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности скважин и даже к изменению типа коллектора. Величину забойного давления следует оптимизировать для каждой добывающей скважины исходя из анализа данных гидродинамических исследований и геологических особенностей строения коллектора.

Список литературы

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра. 1988. 150 с.
2. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 120-122.
3. Robert C. Earlougher, Jr. Advances in well test analysis. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York. 1977. Pp. 264.
4. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №4. – С. 51-53.
5. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Черепанов С.С., Балдина Т.Р., Филиппов Е.В. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 40–43.

К вопросу о перспективности нефтегазонакопления в пределах пассивной континентальной окраины на примере осадочного бассейна северо-восточной части Карского моря

М.А. Пирожкова, К.В. Юркина¹

*Научный руководитель: канд. геол.-минерал. наук Е.В. Прокатьен
Сибирский федеральный университет*

Интерес к данному участку Карского моря выбран не случайно, так как изученность его по сравнению с Баренцевым морем и южной частью Карского моря минимальна. Плохая изученность может объясняться тяжелыми условиями для совершения различных методов геологического анализа осадков северо-восточной части Карского моря.

Исследуемая территория охватывает северо-восточную часть Карского моря. С юга – от островов ЦИК до острова Шмидта, с запада – от прогиба Святой Анны до восточной границы острова Малый Таймыр.

Рассматриваемый регион до последних лет оставался наименее изученным на территории Арктического шельфа. В 1982 году на данном участке проводилась первая сейсмическая разведка, благодаря работе ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ). В 1990 г. по результатам исследований удалось получить первые схемы изохрон и структурно-тектоническую схему в соответствии с рисунком 1 [4.с.59].

По используемым материалам и их анализу, связанным с изученностью территории, обнаружено, что данный участок не затронут даже поисково-разведочным бурением, что не дает подробной картины о литологическом составе пород.

Участок является частью пассивной окраины, для ясности мы разобрали это понятие. В районах столкновения литосферных плит происходят процессы субдукции, возникают складчатые орогенные сооружения, сопровождаемые горизонтальным перемещением отдельных зон верхней части литосферы, в результате которого происходит запечатывание и преккрытие одних бассейнов, раскрытие и разрушение других.

Выделяются два основных типа континентальных окраин – пассивные и активные. Первые характеризуются относительной тектонической стабильностью, отсутствием сейсмичности, определенной направленностью в изменчивости осадочной толщи, своеобразной морфологией дна. В пределах пассивных окраин в классическом виде выделяют континентальный шельф, континентальный склон и континентальное подножие. Континентальный шельф, континентальный склон и континентальное подножие. Континентальный шельф, континентальный склон и континентальное подножие.

¹ © Пирожкова М.А., Юркина К.В., 2015.

нентальный шельф является верхней наиболее мелководной частью переходной зоны, расположенной между урезом воды и бровкой-перегибом рельефа дна.

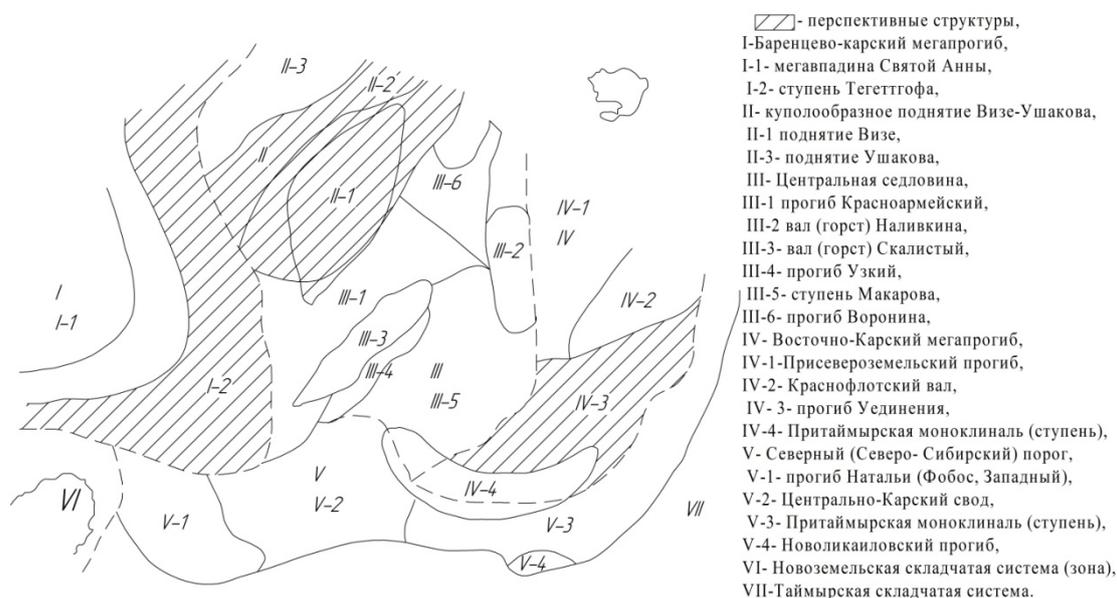


Рис.1. Схема тектонического районирования северо-восточной части Карского моря

В северных широтах встречаются участки затопленного ледникового рельефа, состоящего из серий поднятий и ложбин, направленных вкрест простиранию. Одной из характерных форм рельефа шельфа являются затопленные речные долины. Захоронению этих долин зачастую препятствует перемещение осадочного материала, происходящее под ним. Источники поступления осадочного материала в долины могут быть различными: вдольбереговое перемещение потока наносов, вынос осадков на шельф речными системами с прилегающих районов суши. В большинстве случаев долины и долиноподобные углубления в рельефе шельфа – это реликты древних речных долин, сформировавшиеся во время понижения уровня моря в антропогене.

Шельф усложняется формами органогенного происхождения – ракушечными банками и рифовыми постройками.

Зонами интенсивного современного прогибания и соответственно аккумулятивного выравнивания являются шельфовые зоны пассивных окраин, к которым приурочены дельты современных рек. Поэтому шельфовые зоны представляют наибольший интерес для поисков месторождений нефти и газа [2,с.7-17].

Территория имеет разделение по возрасту фундамента, основанное на информации полученной по сейсмопрофилированию.

Выбранный участок имеет 4 крупных области различной консолидации, согласно рис. 2.

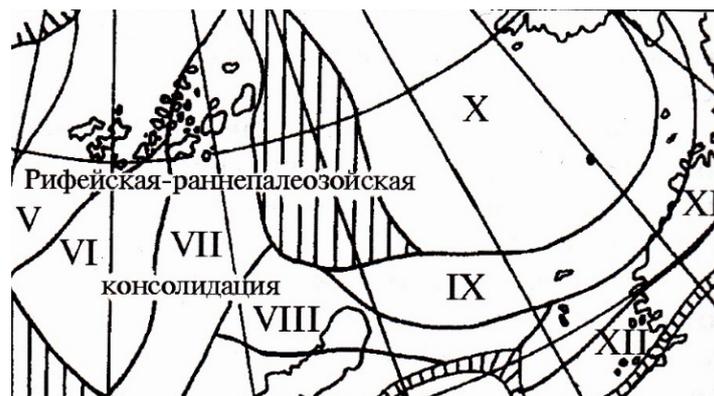


Рис. 2. Схема районирования фундамента северо-восточного Карского региона (1997 г)

X – Северо-Карский дорифейской консолидации. Он перекрыт осадочным чехлом, мощность которого имеет 8 км. Испытывал складчатость, маркированную средне-каменноугольным гранитоидным магматизмом.

XI – Северо-Таймырский гетерогенного строения. Включает в себя обнажающиеся на дневной поверхности фрагменты дорифейской консолидации, представленные амфиболитовой фацией метаморфизма и реликтами позднепротерозойской коры океанического, переходного – возраст 720-740 млн лет (Верниковский, 1995) – и континентального типов, подвергшиеся в позднем палеозое процессам складчатости и гранитогенезу, возраст 360-264 млн лет (Верниковский, 1977).

XII – Быррангский утоненной дорифейской коры, включен в позднепалеозойский передовой прогиб, где проявились пермско-триасовый базитовый магматизм, а затем раннекиммерийские (предъюрские) складчатые процессы со слабым гранитогенезом.

XIII – Новоземельский позднекембрийский (небольшая часть), подвергшийся в среднем и нижнем девоне рифтогенезу с базальтовым вулканизмом, а после утолщенный в результате раннекиммерийской складчатости и гранитогенеза (180-240 млн лет)

Блоки, составляющие северо-восточную часть Карского моря, имеют различное гипсометрическое положение, что оказало значительное влияние на формирование седиментационных бассейнов [1, с.165].

Что касается процесса осадконакопления, то в силурийское время наиболее глубокий морской бассейн располагался на месте современного Карского моря. К северо-западу он закономерно сменялся на более мелководную краевую часть шельфа, а далее на внутренний шельф, переходящий в сушу.

В девонское и каменноугольное время ситуация принципиально не менялась. Сохранилась она и в пермском периоде, район современного Карского моря и восточного склона островов Новая Земля продолжают характеризоваться относительно глубоководным осадконакоплением. Прин-

ципиальная смена обстановок в осадконакоплении произошла в триасовый период. На месте современного Карского моря и Новой Земли возникла литораль (приливно-отливная зона) и надлитораль (суша). Причем в континентальных отложениях триаса (обнажения на о-вах Новой Земли) в большом количестве встречаются вулканиты (туфы, туфопесчаники), что говорит об активной вулканической деятельности в тот период. К северо-западу континентальные отложения триаса сменяются морскими осадками внутреннего шельфа и далее еще более глубоководными образованиями внешнего (глубоководного) шельфа. В юрский период ситуация стала еще более контрастной. Тектонические поднятия территории современного Карского моря и Новой Земли привели здесь к активному размыву ранее накопленных отложений. Тенденция к воздыманию исследуемого региона сохранилась и в меловое время. Осадки формировались в условиях литорали и надлиторали, как на рис. 3 [3].

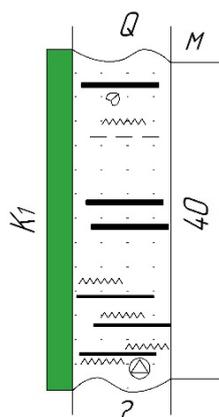


Рис. 3. Осадконакопление в раннемеловом периоде Баренцево-Карского бассейна (Фациальный комплекс представлен песчано-глинистыми породами с прослоями конгломератов и углей; детритом растений, фораминиферами)

Северо-Карская плита является региональным тектоническим элементом, в состав которого входит целый ряд структур, представляющих наибольший интерес для анализа нефтегазоперспективности, их описание мы приводим ниже.

Ступень Тегеттгофа приурочена к восточному борту мегавпадины Св. Анны. Осадочный чехол с увеличивающейся мощностью (от 5 до 12 км) в направлении с востока на запад включает четыре комплекса: венд-нижнепалеозойский терригенный, среднепалеозойский карбонатный, триасовый терригенный континентальный, меловой терригенный континентальный.

В 2009 г. на участке было проведено сейсмопрофилирование, по результатам которого удалось распознать в толще осадочного чехла рифы,

мощностью около 300 м и протяженностью 50-60 км. Так как барьерные рифы являются отличными коллекторами для флюидов, то гипотетически это дает возможность предполагать, что район имеет высокую перспективу нефтегазонакопления. Рифовые постройки находятся в палеозойских горизонтах от силура до верхнего карбона. Из этого следует, что и глубина залегания рифовой зоны варьирует от 2 км до 5 км.

Также в триасовом комплексе структуры прослеживаются песчаные линзы, возможно являвшиеся руслами рек, течение которых происходило с юго-востока к прогибу св. Анны, именно в таких отложениях о-ва Колгуев обнаружено месторождение УВ-Песчаноозерское (считается самым северным нефтепромыслом), что также указывает на перспективность района.

«Зарифованность» такого же типа прослеживается и в таких структурах, как:

- поднятие Визе-Ушакова, большую часть осадочного чехла составляют палеозойские карбонаты, а на юго-востоке также установлена рифовая область, вершины рифов расположены на глубине 2-3 км;
- прогиб Красноармейский, имеет границу с поднятием Визе по зоне барьерных рифов, в карбонатном комплексе структуры возможно развитие «зарифованности», а мезозойский комплекс включает угленосные отложения, так же как и верхние меловые толщи Центральной седловины;
- вал Наливкина представляет серию барьерных рифов, приуроченных к силурийскому горизонту, мощность их не менее 500 м.
- прогиб Воронина над линзой имеет «плоское пятно», которое может интерпретироваться как газонефтяной и водонефтяной контакт;
- средняя часть прогиба Уединения также имеет зону барьерных рифов на глубине 3-3,5 км, также имеются перерывы в осадконакоплении, что говорит о стратиграфических ловушках.

Литологический состав перечисленных тектонических структур довольно пёстрый:

- Ступень Тегеттгофа. В средней части палеозойских карбонатов в верхах триаса обнаружены песчаные линзы, которые интерпретируются как речные долины северо-западного простирания. В континентальных отложениях триаса в большом количестве встречаются вулканиты. «Зарифованные» глубоководные фации могут быть представлены переслаивающимися в различных соотношениях известняками, доломитами, красноцветными породами, эвапоритами, глинистыми породами, песчаниками. Нижнепалеозойский комплекс с размывом и конгломератами в основании слагается флишоидной толщей терригенного состава, в котором встречаются и карбонатные породы. Ордовикские отложения с уг-

- ловым несогласием залегают на кембрийских и представлены песчаниками, мергелями и известняками с прослоями гипсов и редкими маломощными покровами кислых лав. Силурийские отложения сложены известняками с прослоями доломитов и гипсов;
- поднятие Визе-Ушакова. На поднятии обнаружены рыхлые песчаники и светло-зеленые глины раннемелового возраста. Обнаруженные отложения верхнего мела, представлены алевролитами, песками, песчаниками, конгломератами и глинами с обломками углефицированной древесины. Породы палеогена имеют весьма ограниченное распространение и представлены маломощными песками и песчаниками;
 - прогиб Воронина. Прогиб резко отличает от остальной части плиты широкое развитие солей, залегающих в нижней части карбонатного комплекса, в ордовикских отложениях. Нижнего терригенного комплекса местами, по-видимому, нет. Соли образуют многочисленные линзы и подушки на различных стратиграфических уровнях внутри карбонатов. Высокая перспективность прогиба Воронина подтверждается и находками полужидких битумов на западе соседних островов Северной Земли.
 - вал Наливкина. В осевой зоне вала на северной его части большая часть палеозойских отложений размывта и мезозойские образования залегают непосредственно на фундаменте. Пермские отложения залегают горизонтально на дислоцированных породах нижнего и среднего протерозоя. Они сложены песчаниками с прослоями алевролитов, углистых аргиллитов, линзами гравелитов и мелкогалечниковых конгломератов. Триасовые отложения представлены пологозалегающими песчаниками и конгломератами, содержащими обломки углефицированной и пиритизированной древесины;
 - прогиб Уединения. Основная часть чехла состоит из двух обычных для плиты в целом комплексов: нижнего терригенного и верхнего карбонатного. В мезозойском комплексе в разрезе сохраняются девонские отложения, но иногда непосредственно под мезозойские выходят и силурийские. Нижний девон сложен пестроцветными терригенными, карбонатными и сульфатными мелководноморскими, лагунными, а также континентальными отложениями. Среднедевонские отложения в целом слагаются доломитами, мергелями и известняками с остатками рыб, пестроцветными кварцевыми алевролитами и песчаниками. Верхний девон сложен ритмичным чередованием кварцевых песчаников и алевролитов, а также аргиллитов и мергелей [4. с.59-69].

При изучении структур и седиментационных бассейнов северо-восточной части Карского моря с Тимано-Печерского НГО нами обнару-

жено много сходств. Поэтому несмотря на то что северо-восточная часть осадочного бассейна Карского моря не в полной мере изучена, на основании этого сходства можно предполагать, что исследуемая территория также может оказаться высокоперспективной для накопления УВ (рис. 4).

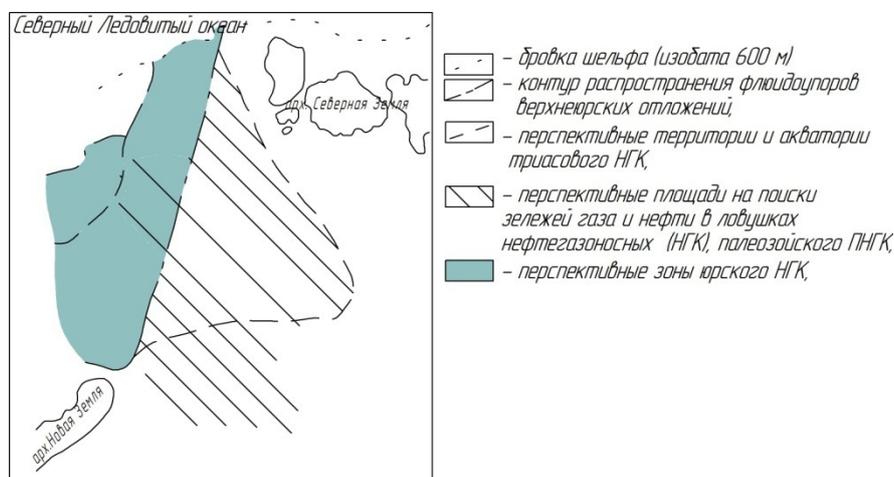


Рис. 4. Перспективы нефтегазоносности Карской рифтовой системы

Поскольку залежи нефти и газа в верхней части осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов шельфа в значительной мере уже разведаны, недостаточно изученными остаются ещё глубокие горизонты осадочно-породных нефтегазоносных бассейнов. В связи с этим в настоящее время для получения более точных сведений по литологии, распределению УВ в пределах осадочного бассейна северо-восточной части Карского моря остается актуальным заложение и бурение глубоких нефтегазопоисковых скважин и включение современных сейсмических методов на базе трёхмерной сейсморазведки.

Список литературы

1. Геология полезных ископаемых России. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Книга 1. Арктические моря: учебное издание/ВНИИОКЕАНГЕОЛОГИЯ; ред. И.С. Грамбер, В.Л.Иванов, Ю.Е. Погребницкий. – Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2004. – 467 с.
2. Нефтегазоносные бассейны континентальных окраин: учебное издание / ред. Н.Л.Крылов, Ю.К. Бурлин, Л.И. Лебедев. – М.: Наука, 1988. – 245с.
3. Гаврилов, В.П. Геологическая модель и нефтегазоносность Приновоземельского шельфа Баренцева моря / В.П. Гаврилов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №6.
4. Мартиросян, В.Н. Север Карского моря – высокоперспективная на нефть область Арктического шельфа России/ В.Н.Мартиросян // Геология нефти и газа. – 2011. – №6. – С. 59-69.

5. Шейн, В. А. Перспективы нефтегазоносности палеорифтовых систем Баренцево-Карского региона: автореф: 25.00.12 / Шейн Всеволод Алексеевич.- Москва, 2013.-24с.

6. Геологический словарь. В 2 Т.: науч.изд./ред. З.А.Смирнова, Л.В. Власова. – М.: Недра, 1973..

УДК 622.276.1/4

Опыт разработки залежи бобриковского горизонта с применением БГС

Р.Р. Вафин¹

*Научный руководитель: канд. тех. наук, доцент, Е.Ф. Захарова
Альметьевский государственный нефтяной институт*

Ромашкинское месторождение, как и многие другие месторождения, разрабатываемые сейчас в России, находится в поздней стадии эксплуатации. Все более актуальной становится задача сохранения или увеличения объемов нефтедобычи. Месторождения постепенно обводняются, новые, подобные Западно-Сибирскому региону, не появляются, передислокация в отдаленные необжитые, необустроенные регионы требует больших финансовых вложений, поэтому жизнь все более будет подталкивать к капитальному ремонту фонда бездействующих скважин. Возврат в производство простаивающих скважин имеет большое значение для получения дополнительной нефти.

Зарезка боковых стволов – это одна из наиболее эффективных технологий, позволяет добиться повышения добычи нефти на старых месторождениях и увеличения коэффициента извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем зарезки боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Эффективность технологии основана на том, что вскрытие продуктивного пласта горизонтальным стволом приводит к увеличению контактной площади взаимодействия пласта со стволом скважины, снижению фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта, что в итоге приводит к значительному росту дебита скважины и коэффициента нефтеотдачи.

Метод бурения боковых стволов (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) позволяет существенно (в 2-10 раз) повысить дебиты сква-

¹ © Вафин Р.Р., 2015.

жин при сравнительно меньших затратах, чем на бурение новых скважин. Помимо экономического эффекта капитальный ремонт скважин (КРС) бурением БС и БГС сокращает техногенное воздействие буровых работ на окружающую среду [1].

Это направление наиболее перспективно для старых нефтедобывающих районов. В условиях острого дефицита инвестиций строительство боковых стволов является эффективным средством интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения пластов. Для его развития имеются все необходимые условия: значительный фонд пробуренных скважин и отработанность основных пластов в них, наличие большого числа невыработанных пластов как в основном эксплуатационном объекте, особенно в вышележащих отложениях.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на восстановление скважин методом бурения БС и БГС значительно ниже аналогичных показателей бурения новых скважин за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения [2].

Использование нерентабельных, простаивающих и аварийных скважин бурением боковых и боковых горизонтальных стволов позволяет:

- восстановить бездействующие, нерентабельные, аварийные скважины;
- вскрыть и подключить к разработке оставшиеся целики, тупиковые зоны, пропущенные нефтяные пласты и др;
- повысить нефтеотдачу пластов за счет увеличения площади дренирования;
- сократить затраты времени и материальных средств на проведение работ по обустройству и подключению скважин к системе сбора и ППД;

При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать тем скважинам, которые уже пересекли невыработанные пласты [3].

Эксплуатационным объектом залежи №9 является бобриковский горизонт нижнего карбона. Продуктивный горизонт характеризуется вертикальной неоднородностью (коэффициент расчлененности равен 1,37) и невысокой долей коллектора (коэффициент песчанистости равен 0,59), а нефть относится к категории вязких (23,5 мПас в пластовых условиях), поэтому бурение боковых горизонтальных стволов в данных условиях является перспективным мероприятием.

Для проводки БГС на залежи №9 выбраны скважины, ранее обводненные (в среднем 88,5 %), пересекающие продуктивный пласт бобриковского горизонта толщиной более 4 м, что вполне удовлетворяло требованиям, позволившим осуществить в них глубокое проникновение в пласт боковым горизонтальным стволом.

Для анализа эффективности мероприятия были выбраны 10 скважин залежи. Анализ промысловых данных показал, что на залежи №9 НГДУ

«Лениногорскнефть» в скважинах **58 и **901 была успешно осуществлена вырезка «окна» и проводка по песчанику бобриковского горизонта с длинами горизонтальных участков 7 м и 77 м соответственно. Первоначальный дебит скважин по нефти составлял 0,24 т/сут и 0,1 т/сут соответственно, и при обводненности 90,3 % и 96 %. После освоения горизонтальных участков дебиты составили: **58 – 11 т/сут при обводненности 4,7 %, **901 – 3,34 т/сут при обводненности 57 %.

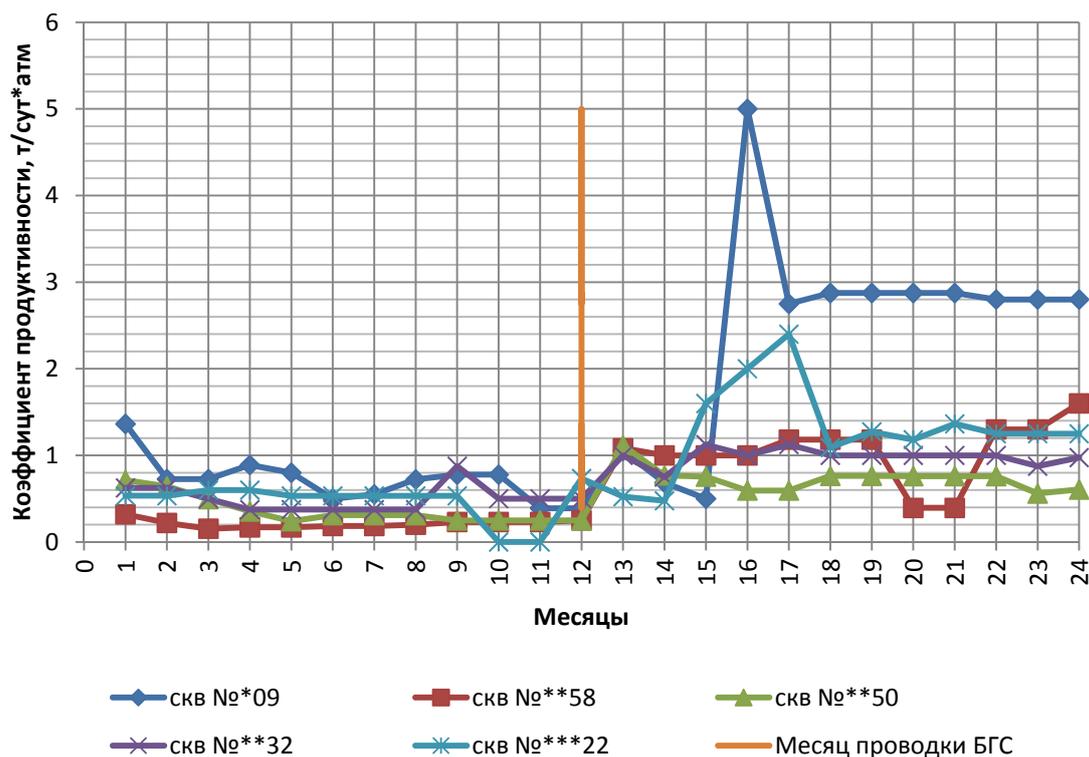


Рис. 1. Динамика изменения коэффициентов продуктивности до и после проводки БГС

На рисунках 1 и 2 отмечается заметное увеличение коэффициентов продуктивности скважин после ввода в эксплуатацию боковых стволов.

Также в результате проведения данного вида ГТМ средний дебит по нефти в рассматриваемых скважинах после проводки бокового горизонтального ствола увеличился с 0,08 т/сут до 7,1 т/сут (в 89 раз). Средний прирост дебита по жидкости составил 10,7 т/сут. Обводненность снизилась на 37 %. После ввода скважины в эксплуатацию незначительно снизилось забойное давление, что, возможно, также повлияло на прирост дебита в скважине. Кроме того, в целях повышения надежности работы оборудования была увеличена длина хода штанг и уменьшено число качаний установки штангового глубинного насоса (УШГН).

В работе выполнен расчет технологической эффективности применения БГС по изменению коэффициента продуктивности и по характеристикам вытеснения. Для расчета были выбраны скважины, в которых в те-

чение года не применялись никакие другие ГТМ. В результате удельная технологическая эффективность БГС по характеристикам вытеснения составила 1632,2 т/скв, по изменению коэффициента продуктивности – 1123,35 т/скв.

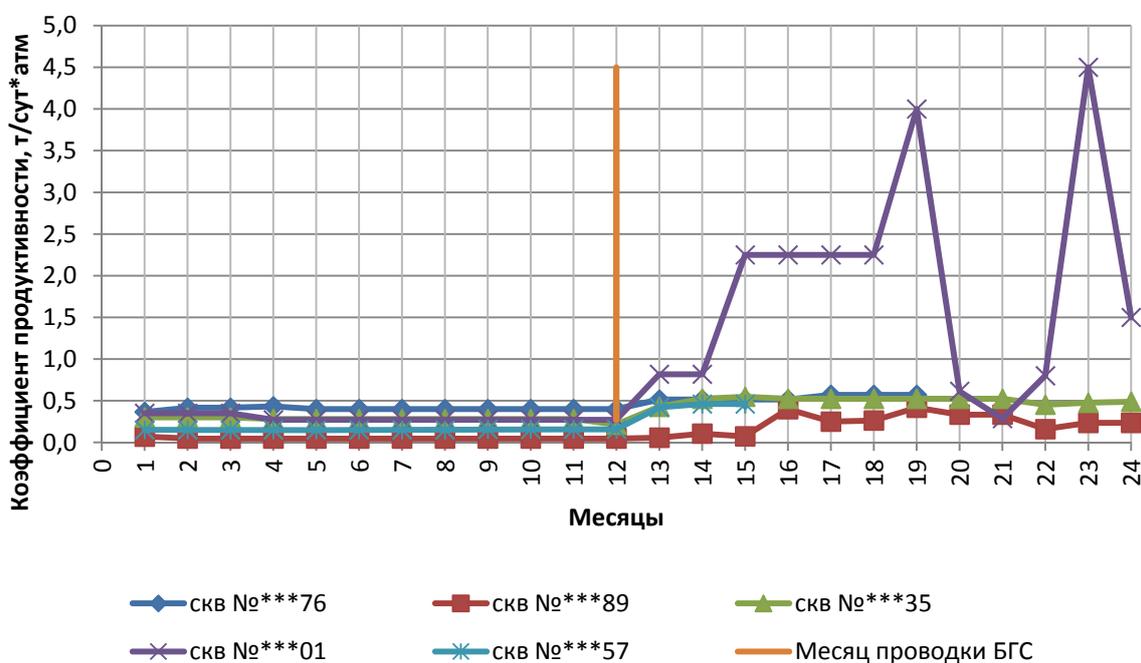


Рис. 2. Динамика изменения коэффициентов продуктивности до и после проводки БГС

По результатам многофакторного анализа на эффективность мероприятия установлено очевидное влияние таких факторов, как длина горизонтального участка, гидропроводность пласта и радиус контура питания.

По результатам гидродинамических исследований отмечено, что в основном свойства пласта улучшились в приближенных зонах исследованных скважин, по сравнению с предысторией, когда профиль скважин был условно вертикальный.

Особенно изменились средние значения таких параметров, как гидропроводность (увеличение более чем в 2 раза), пьезопроводность (увеличение на 8,5%), скин-эффект (снижение более чем в 10 раз) и коэффициент продуктивности (увеличение почти в 2 раза).

В работе также были проведены расчеты предельных безводных дебитов до и после проведения ГТМ. Так как залежь характеризуется повышенной вязкостью нефти (в среднем 40 мПа·с в поверхностных условиях), то значения теоретических безводных дебитов оказались существенно ниже фактических (в среднем в 100 раз). Поэтому образование конусов воды неизбежно по факту.

С технической точки зрения развитие технологий бурения скважин возможно при совершенствовании технического контроля за проводкой

ствола. В результате применения наддолотного модуля с телесистемой имеет место положительный эффект, достигаемый за счет получения непрерывной информации о местоположении текущего забоя и траектории ствола, сокращением спуско-подъемных операций, а также исключением вызовов геофизического отряда и интерпретацией материалов ГИС.

Успешность применения метода в НГДУ «Лениногорскнефть» обеспечивается ввиду значительного фонда скважин и плотной сетки разбуривания площадей, т.е. достаточная геологическая изученность, анализ первых двух групп факторов позволяют сделать уверенный прогноз и выбрать направления бурения БС и БГС.

По результатам выполненного в работе анализа можно сделать вывод, что применение БГС является эффективным ГТМ, позволяющим повысить коэффициент извлечения нефти (КИН), за счет увеличения охвата пластов воздействием.

Список литературы

1. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика). – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
2. Муслимов Р.Х., Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Академия наук РТ, 2005.
3. РД 153-39.0-343-04, Регламент на строительство боковых стволов. – Бугульма, ТатНИПИнефть, 2004.

УДК 622.276.652:532.5

Прогнозирование показателей разработки залежей высоковязких нефтей малой толщины

И. Н. Меньшикова¹

*Научный руководитель: канд. тех. наук С.М. Дуркин
Ухтинский государственный технический университет*

В настоящее время все более актуальной становится проблема вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов аномально вязких нефтей.

Данная проблема обусловлена, во-первых, большими запасами таких углеводородов, а во-вторых, сложностью, многогранностью и наукоемкостью задач, решаемых при их освоении.

¹ © Меньшикова И.Н., 2015.

Не менее актуальной проблемой является и освоение эффективных технологий для извлечения этих ресурсов, поскольку традиционные методы добычи нефти не могут применяться для извлечения высоковязких нефтей, так как не позволяют увеличить нефтедобычу пласта свыше 15 % [2].

Лабораторные и промысловые исследования показывают, что наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией разработки подобных углеводородов являются термические методы добычи нефти.

В качестве достижений отечественной науки можно отметить уникальный термошахтный метод разработки Ярегского месторождения, позволивший увеличить нефтеотдачу пласта с 6 до 60 % [2].

Но следует отметить, что потенциал ресурсов высоковязких нефтей используется недостаточно. Так темп отбора нефти составляет всего 0,5 % от начальных извлекаемых запасов [2].

Одной из причин такого положения является недостаток эффективных технологий, обеспечивающих необходимый уровень рентабельности при высокой степени использования запасов.

Фактор, сдерживающий развитие термошахтной технологии, – большие инвестиции в строительство новых шахт. Поэтому вопрос изучения и применения других технологий является достаточно важным.

Залежи Ярегского месторождения характеризуются небольшими толщинами, что затрудняет процесс нефтедобычи. Поэтому следует уделить особое внимание прогнозированию показателей разработки таких залежей с помощью современных гидродинамических симуляторов.

В данном докладе рассматривается моделирование горизонтальных скважин, позволяющих вскрыть залежи малой толщины (до 10 м). Построены несколько моделей залежи Ярегской площади Ярегского месторождения с различными толщинами: 10, 20 и 30 м. Смоделированы процессы теплового воздействия на пласт, а именно нагнетание горячей воды и пара. Произведен расчет технологических показателей разработки и сделана оценка экономической эффективности предложенных вариантов.

Цель исследования: выбор оптимального варианта разработки залежей ВВН малой толщины.

Прогнозирование показателей разработки проводилось с помощью гидродинамического симулятора Tempest MORE компании ROXAR.

Заданы следующие физико-химические свойства флюидов и параметров пласта:

- | | |
|----------------------------------|-------------------------------|
| - начальная температура пласта | - 8 ⁰ С; |
| - начальное пластовое давление | - 0,14 МПа; |
| - абсолютная проницаемость | - 2.759 мкм ² ; |
| - пористость | - 0.26; |
| - нефтенасыщенность | - 0.85; |
| - коэффициент сжимаемости породы | - 1,0·10 ⁻⁶ 1/кПа; |

- плотность нефти в поверхностных условиях - 945 кг/м³;
- плотность нефти в пластовых условиях - 933 кг/м³;
- объемный коэффициент нефти - 1,01 м³/м³;
- вязкость нефти в пластовых условиях - 12000 мПа·с.

Варианты моделей:

1. Теплоноситель: пар; толщина пласта: 30 м;
2. Теплоноситель: пар; толщина пласта: 20 м;
3. Теплоноситель: пар; толщина пласта: 10 м;
4. Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 30 м;
5. Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 20 м;
6. Теплоноситель: горячая вода; толщина пласта: 10 м;

Для всех вариантов задано одно значение среднесуточной закачки теплоносителя, равное 60 т/сут, при этом температура закачиваемого теплоносителя равна 264 °С.

Расположение скважин представлено на рис. 1. Расстояние между горизонтальными участками скважин равно 5 м.

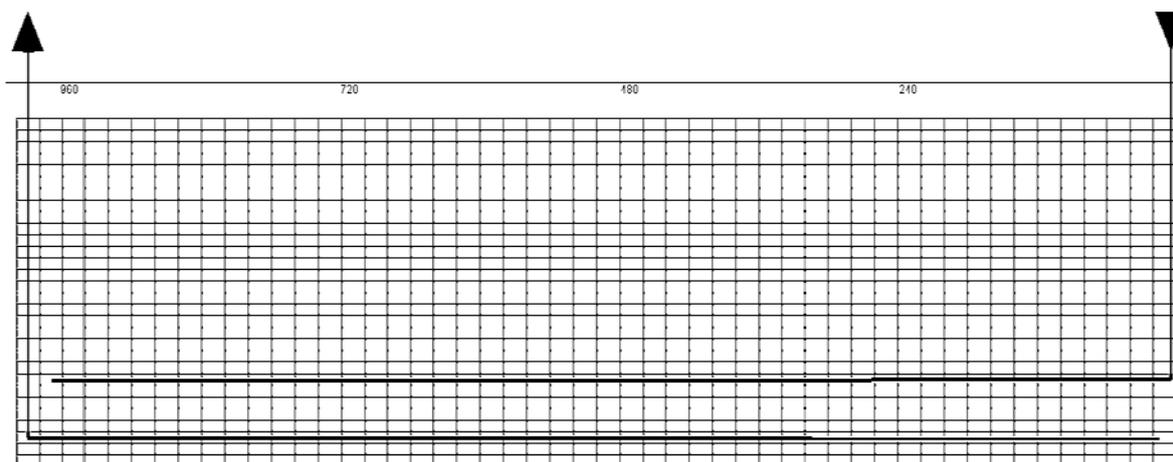


Рис. 1. Расположение скважин в модели ($h = 30$ м)

В результате расчета технологических показателей разработки получены следующие значения накопленной добычи нефти по вариантам (рис. 2).

Так же были рассчитаны значения паронефтяного отношения (ПНО) для 1, 2 и 3 вариантов (рис. 3).

Таким образом, для модели толщиной 30 м ПНО в начале моделирования принимало максимальное значение, сравнительно с другими вариантами, равное 7,006 ед. По мере прогрева его величина значительно уменьшилась и стала равной 0,732. Высокое значение ПНО в начале моделирования связано с большим объемом пласта и, следовательно, с большими объемами закачки, требующимися для разогрева пласта таких размеров.

Что касается модели толщиной 20 м, то значение ПНО по мере прогрева уменьшилось от 3,134 до 0,800.

Накопленная добыча нефти, тыс.т

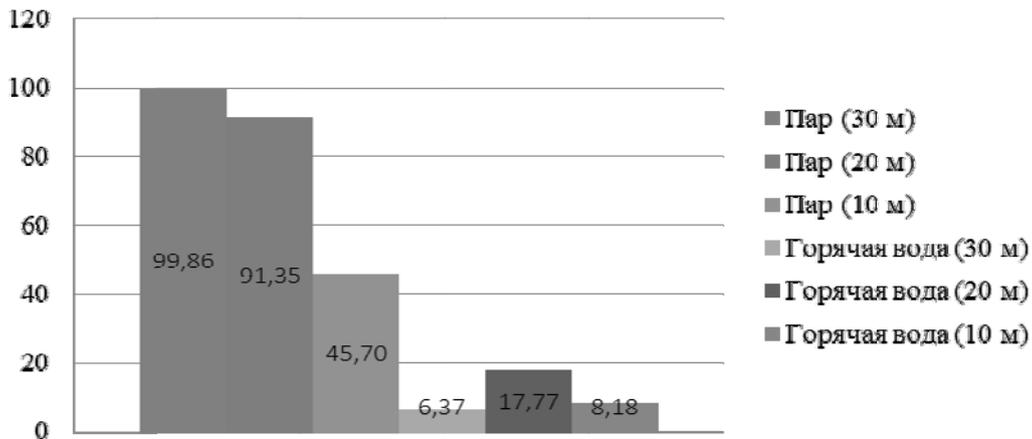


Рис. 2. Накопленная добыча нефти

Для модели, имеющей самую маленькую толщину, в отличие от других вариантов, по мере прогрева пласта ПНО оказалось значительно выше, что может быть связано с малым объемом пласта и быстрым обводнением продукции.

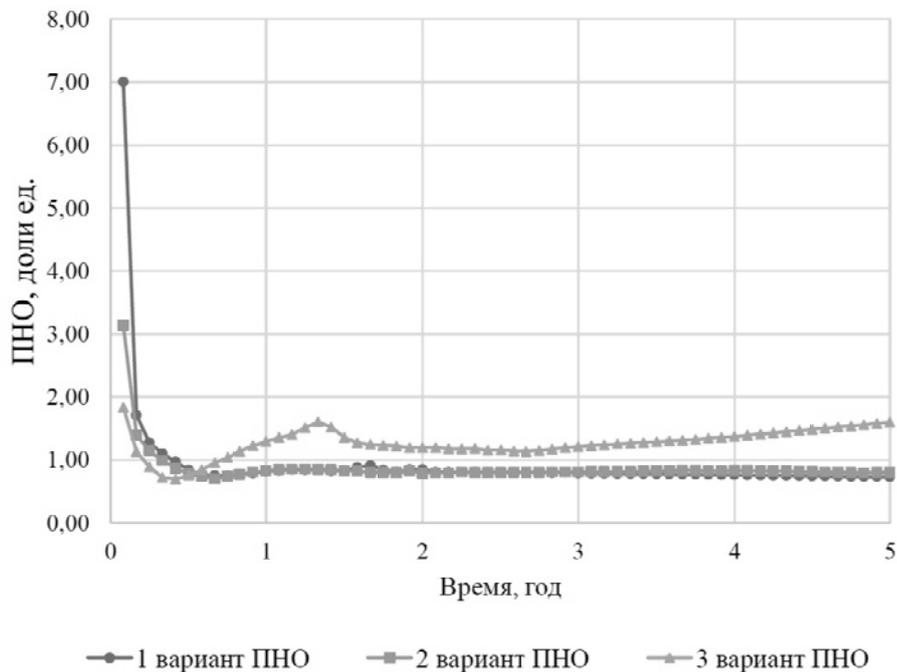


Рис. 3. ПНО

В результате расчета коэффициента извлечения нефти (КИН) для вариантов с закачкой горячей воды значение КИН не превышает 10 %, что свидетельствует о низкой эффективности применения данного метода воздействия. Это обусловлено быстрым обводнением скважинной продукции. Закачке пара в пласт позволяет увеличить значение КИН до 40 % (рис. 4).

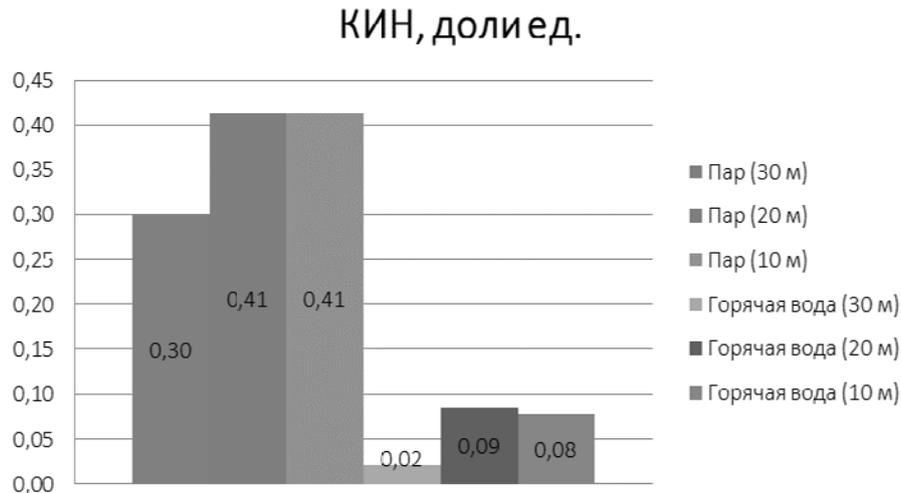


Рис. 4. КИН

Для выбора оптимального варианта разработки залежей ВВН малой толщины также был произведен расчет экономической эффективности, в результате которого оценивался период окупаемости предложенных вариантов [1]. Период окупаемости определен по графику накопленного чистого дисконтированного дохода (ЧДД), представленного на рис. 5.

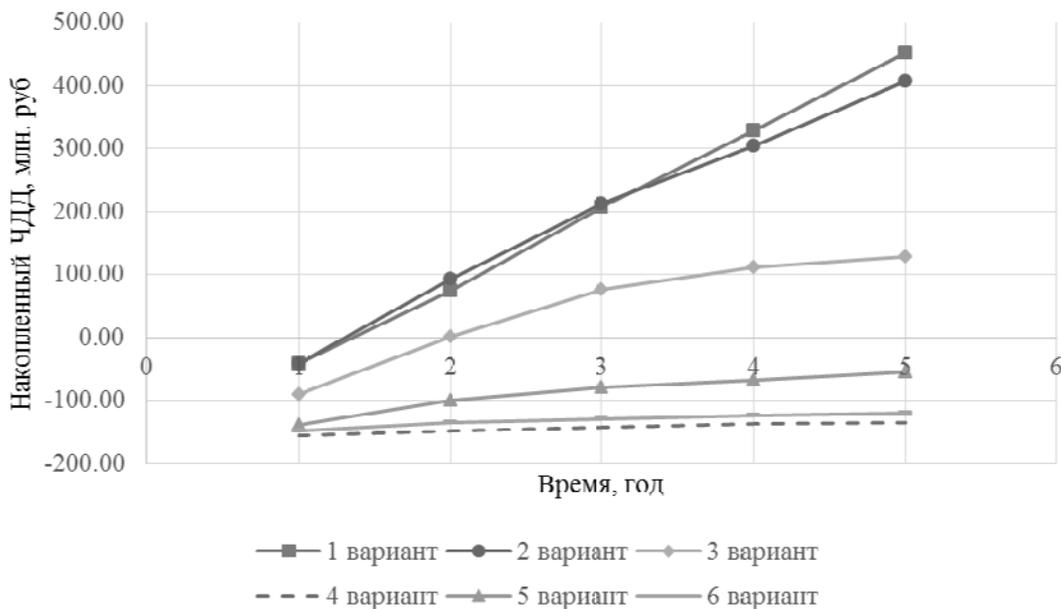


Рис. 5. Накопленный ЧДД

Выводы и рекомендации:

Таким образом, для повышения добычи нефти во всех предложенных вариантах необходимо подбирать объем закачиваемого теплоносителя индивидуально для каждого случая.

При прочих равных условиях закачка пара в пласт оказалась наиболее эффективной при разработке залежей ВВН малой толщины, обеспечи-

вая при этом значение коэффициента извлечения нефти на уровне 40 %. В то время как значение КИН при закачке горячей воды не превышает 10 %.

В результате расчета экономической эффективности выявлено, что варианты с закачкой горячей воды оказались экономически не выгодными и не окупили себя за время моделирования, в то время как срок окупаемости при закачке пара составил 1-2 года.

Таким образом, в результате проведения численных экспериментов и расчета экономических показателей установлено, что разработка залежей ВВН малых толщин (до 10 метров) является рентабельной при закачке пара.

В дальнейшем планируется создание геологической модели и проведение более детальных численных экспериментов. Также следует произвести моделирование других видов теплового воздействия на пласт и сравнить их эффективность.

Список литературы

1. Ксенз, Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: учебное пособие / Т.Г. Ксенз. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

2. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов [Текст]: монография / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.: ил.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

УДК 624.139

Стенд для экспериментальных исследований модели термокейса активного типа

П.Л. Павлова¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук П.М. Кондрашов
Сибирский федеральный университет*

Многолетнемёрзлые породы (ММП) занимают более половины северных территорий РФ [1], являющихся основной базой углеводородного сырья. За последние 15-20 лет площадь регионов с благоприятным климатом для существования мерзлоты сократилась на треть [2]. Начавшееся таяние мерзлых грунтов, увеличение глубины их сезонного протаивания существенно усложняют строительство и эксплуатацию скважин в районах с ММП.

Исследователи [1,3,4 и др.], занимающиеся проблемами бурения и эксплуатации скважин в районах с ММП, отмечают необходимость использования промывочных жидкостей, охлажденных до температуры плавления льда, термоизолирующего оборудования, материалов и покрытий, а также обеспечения возможности замораживания приустьевой площадки.

В сложившейся ситуации весьма актуальным является разработка оборудования, предназначенного для замораживания приустьевой площадки, работа которого не зависит от температурных условий.

В ходе решения поставленной задачи предложена конструкция термоизолированного направления с термоэлектрическими модулями Пельтье [5]. Для экспериментальных исследований данной разработки предложена конструкция стенда (рис. 1).

Стенд содержит наружную 1 и внутреннюю 2 трубы, внутри которых установлены устройство из термоэлектрических модулей 3, кольца 4 и сегменты 5 из теплоизолирующего материала (пенопласта), заполняющие кольцевое пространство между наружной 1 и внутренней 2 трубой. Устройство из термоэлектрических модулей 3 включает корпуса 5 из теплопроводящего материала (алюминий) и параллельно соединенные модули

¹ © Павлова П.Л., 2015.

Пельтье 6. Модуль Пельтье 6 к корпусу 5 закрепляется термопастой 7 (рис. 2).

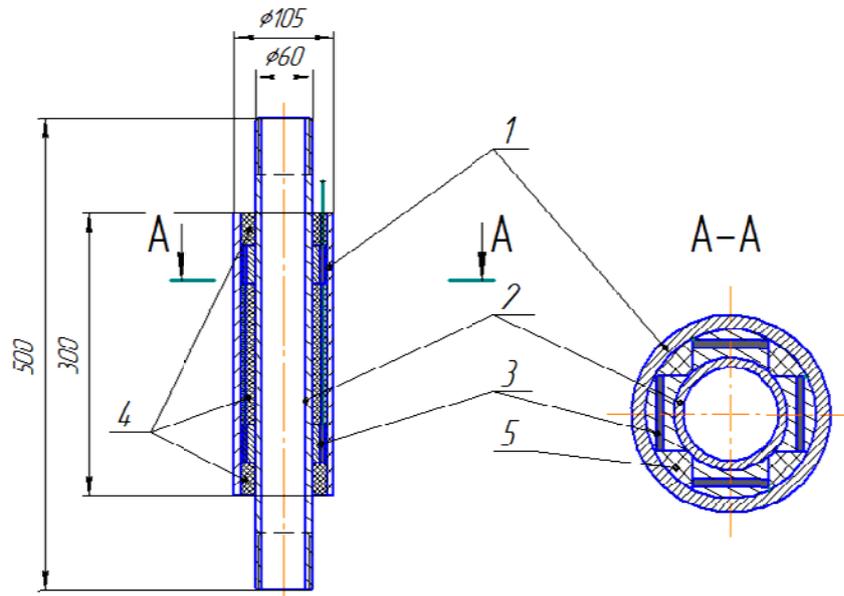


Рис. 1. Конструкция стенда для экспериментальных исследований модели термоизолированного направления

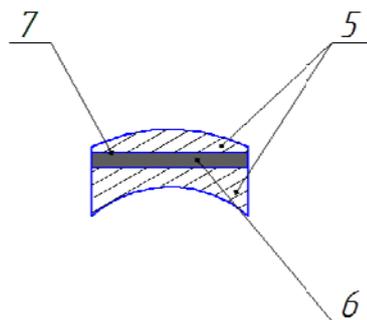


Рис. 2. Устройство из термоэлектрических модулей

Устройство плотно прилегает к наружной и внутренней поверхностям труб 1 и 2. Также стенд имеет термометры 8,9,10 для регистрации температур наружной трубы и потока жидкости, которая проходит через внутреннюю трубу 2, и блок питания 11. Схема установки термометров показана на рис. 3.

Стенд для исследований модели термоизолированного направления закрепляется через переводники 12, 13 на трубу лабораторной установки имитатора ствола скважины [6].

Стенд для экспериментальных исследований модели термоизолированного направления работает следующим образом. Насосом из бака по трубе рабочая жидкость подаётся на внутреннюю трубу 2 с внутренним диаметром 50 мм. Через блок питания 15 подается электрический ток на устройство из термоэлектрических модулей 3. Устройство 3 будет охлаж-

дать наружную трубу 2 и передавать тепло, выделяющееся при работе модулей Пельтье, на внутреннюю трубу 1.

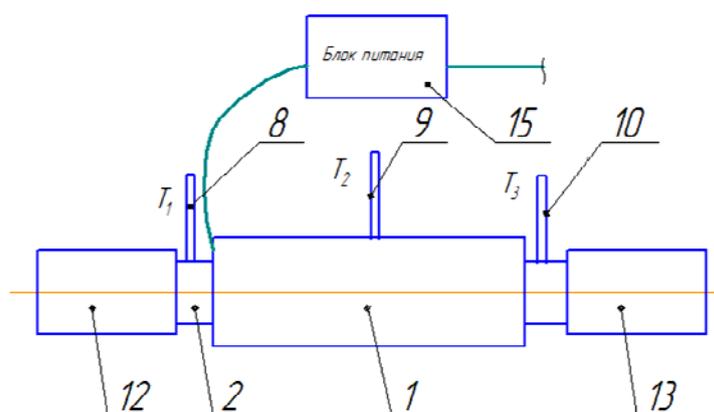


Рис. 3. Схема установки термометров

Габаритные размеры стенда составляют в ширину 0,5 м и в диаметре 0,105 м, масса лабораторного стенда 15 кг.

Список литературы

1. Быков, И.Ю. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах [Текст]: учеб. пособие / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылёва. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.: ил.
2. Долгих Г.М. Технологии строительства объектов нефтегазовой отрасли в сложных условиях [Текст] / Г.М. Долгих // Газовая промышленность. – 2013. – № 3/687. – С. 86-87.
3. Грязнов, Г.С. Конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород [Текст] / Г.С. Грязнов. – М.: Недра, 1978. – 136 с.
4. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах / Р.И. Медведский – М.: Недра, 1987. – 230 с.: ил.
5. Пат. №2500880 Российская Федерация, МПК E21B36/00. Устройство для теплоизоляции скважины в многолетнемерзлых породах [Текст] / Колосов В.В., Бирих Р.А., Павлова П.Л., Лунев А.С.: заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет». – № 2012125732; заявл. 19.06.12; опубл. 10.12.13. – 5 с: ил.

**Технология снижения устьевого давления
газлифтных скважин.
Экспериментальное исследование характеристик
газоструйных эжекторов**

А.Э. Федоров, К.А. Горидько¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук В.С. Вербицкий
Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина*

Еще несколько лет назад газлифтный способ эксплуатации считался безнадежно устаревшим. Его собирались полностью заменить на способ добычи с использованием электрических центробежных насосов (ЭЦН) или винтовых насосов. Этот способ механизированной добычи позволяет увеличить дебит скважины, эксплуатировать скважину при более низких уровнях давления на забое и, таким образом, увеличить суммарный отбор из скважины или вести добычу более тяжелых жидкостей. Однако слухи о “скоропостижной смерти” газлифтного способа оказались сильно преувеличенными. Было отложено или прекращено несколько проектов по переводу скважин с газлифтного на другие способы эксплуатации в связи с проблемами, возникшими при откачке жидкостей с большим содержанием газа, твердых частиц и т.п. Все дело в том, что газлифтный способ совсем не безнадежно устаревший. Как показывает практика, он вполне жизнеспособен и весьма успешно применяется там, где раньше считался неэффективным [4].

Для эффективной газлифтной эксплуатации необходимо достичь трех основных целей: максимально возможной глубины закачки газа, максимальной стабильности потока и максимальной эффективности отбора жидкости. При газлифтной эксплуатации существует несколько стандартных проблем. Каждая из них может привести к значительному снижению эффективности газлифтной эксплуатации. Одной из таких проблем является повышенное устьевое давление газлифтных скважин, обусловленное необходимостью поддержания высокого значения линейного давления (в выкидной линии – шлейфе). Одним из решений данной проблемы в данной статье предлагается применение устьевого газоструйного эжектора снижения устьевого давления.

В настоящее время струйные аппараты практически не применяются при газлифтной эксплуатации скважин, хотя возможности для этого довольно большие [2]. Во-первых, это искусственное продление фонтаниро-

¹ © Федоров А.Э., Горидько К.А., 2015.

вания за счет снижения давления на устье скважин с помощью струйного аппарата и использования в качестве рабочего агента газа из системы газлифта. Во-вторых, снижение устьевого давления с использованием поверхностного газоструйного эжектора в некоторых случаях может увеличить эффективность эксплуатации газлифтных скважин как в непрерывном, так и в периодическом режиме их работы.

Снижение устьевого давления при газлифтом способе эксплуатации приводит к уменьшению удельного расхода рабочего агента. Это обусловливается следующими причинами:

- Повышение эффективности работы закачиваемого газа за счет увеличения его объема в смеси;
- Уменьшение плотности скважинной продукции за счет выделения из раствора попутного газа;
- Формирование более дисперсной структуры, отличающейся меньшей относительной скоростью, что также приводит к увеличению газосодержания смеси.

В данной статье предлагается способ снижения устьевого давления ниже давления в системе сбора путем использования модульно-блочной насосно-эжекторной установки снижения устьевого давления (газоструйного эжектора), устанавливаемой на устье скважины (рис. 1). На рис. 1 также представлен расчет возможностей данной системы на примере газлифтной скважины ОНГКМ.

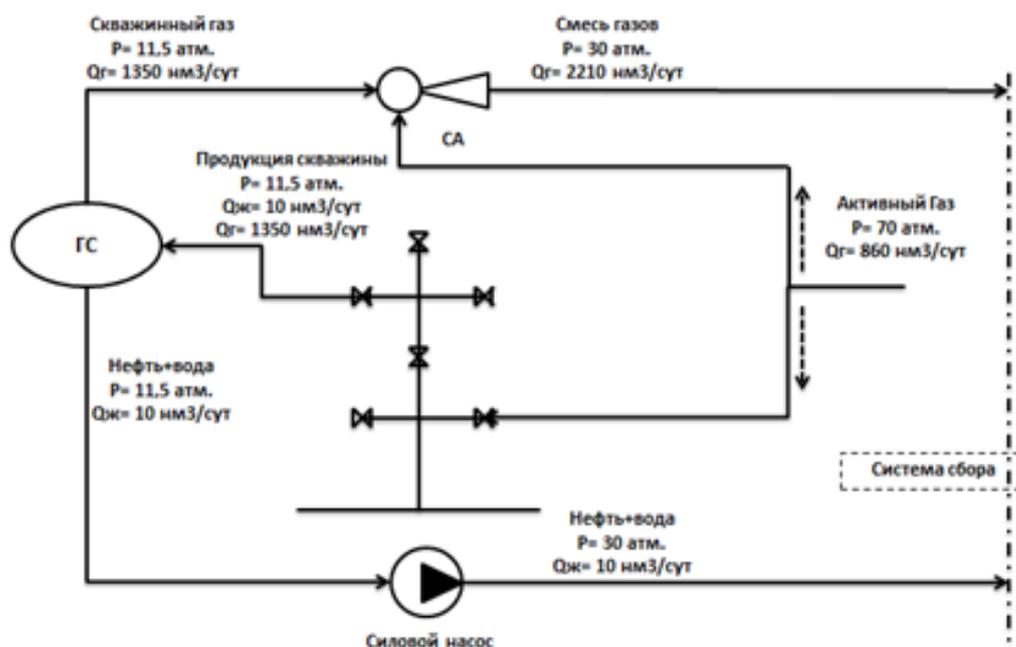


Рис. 1. Модульно-блочная насосно-эжекторная установка снижения устьевого давления

Схема предполагает использование индивидуального газосепаратора (ГС), из которого газ откачивается газоструйным эжектором (ГЭ), создавая в

ГС, а следовательно и на устье скважины пониженное давление (5-10 атм.). Поток рабочего агента, подводимый к скважине, делится на две части, одна из которых в зависимости от геометрических характеристик ГЭ и необходимого давления на устье подается в сопло ГЭ, другая – в затрубное пространство и через рабочий клапан в подъемные трубы. Выбор оборудования производился исходя из технологических параметров (дебитов по жидкости и по газу, требуемых P_y , $P_{лин}$ и $P_{a/Г}$) скважины. В ГЭ происходит преобразование потенциальной энергии газа высокого давления в кинетическую энергию, что приводит к снижению давления в приемной камере аппарата, а следовательно и устьевому давлению до расчетного [3]. После смешения в ГЭ рабочего агента с добываемой продукцией и прохождения диффузора давление в выкидной линии повышается в соответствии с давлением в системе сбора.

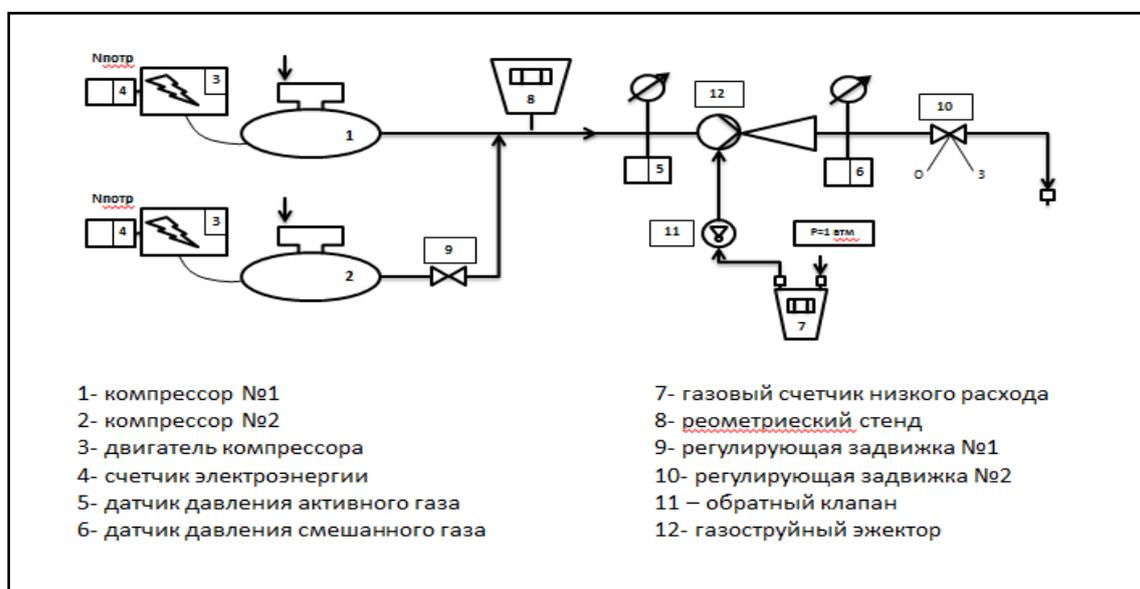


Рис. 2. Схема экспериментального стенда для испытаний газоструйного эжектора

Надежной методики расчета струйного аппарата для случая эжектирования газом газа и впоследствии газожидкостной смеси в настоящее время не существует, а экспериментальные исследования газовых эжекторов, проведенные ранее другими авторами (например, [1,5]), не позволяют выделить критические режимы работы, а также оптимальные геометрические параметры для этих режимов. В связи с этим были проведены испытания ГЭ с помощью стенда, представленного на рис. 2. Принципиальная схема ГЭ представлена на рис. 3.

В таблице 1 приведены основные геометрические параметры экспериментально исследованных эжекторов.

Проводилось исследование влияния геометрических параметров, таких как основной безразмерный геометрический параметр, длина камеры смешения и расстояние между соплом и входным участком камеры смешения.



Рис. 3. Принципиальная схема газоструйного эжектора

Таблица 1

**Основные геометрические параметры
экспериментально исследованных эжекторов**

Номер эжектора	d_c , мм	d_{kc} , мм	l_{kc} , мм	α	$\overline{l_{kc}}$	r , мм	r_0	P_p , атм	P_c/P_H	η_{max} , %	U	P_c , атм
1	2,5	6,2	120	2,48	19,35	4,2	1,68	8	1,84	56,30	0,97	1,75
2	2,5	7	207	2,80	29,57	4,2	1,68	8	1,17	55,97	1,76	1,65
3	2,5	7	336	2,80	48,00	4,2	1,68	8	1,80	47,03	0,93	1,73
4	2,9	7	336	2,41	48,00	4,2	1,45	8	1,78	32,66	0,65	1,70
5	2,1	7	336	3,33	48,00	4,2	2,00	8	1,44	52,57	1,93	1,35
6	2,1	7	336	3,33	48,00	0,1	0,05	8	1,51	52,26	1,65	1,40
7	2,5	7	336	2,80	48,00	0,1	0,04	8	1,68	47,80	1,11	1,59
8	2,9	7	336	2,41	48,00	0,1	0,03	8	1,82	39,00	0,75	1,73
9	2,1	9	426	4,29	47,33	0,1	0,05	8	1,33	32,69	1,58	1,27
10	2,5	9	426	3,60	47,33	0,1	0,04	8	1,37	18,08	0,79	1,31
11	2,9	9	426	3,10	47,33	0,1	0,03	8	1,45	15,13	0,54	1,40
12 (Д)	2,5	9	426	3,60	47,33	0,1	0,04	8	1,38	20,70	0,87	1,32

Примечание: d_c – диаметр сопла; d_{kc} – диаметр камеры смешения; l_{kc} – длина камеры смешения; r – расстояние между соплом и входным сечением камеры смешения; α , $\overline{l_{kc}}$, r_0 – безразмерные геометрические параметры. Параметр $\alpha = d_{kc}/d_c$; $\overline{l_{kc}} = l_{kc}/d_{kc}$; $r_0 = r/d_c$. Вариант 12 – диафрагменное сопло.

В результате проведения экспериментов были получены следующие зависимости, представленные на рис. 4–9.

В результате проведения экспериментов по рис. 4–9 можно сделать следующие выводы:

- Уменьшение длины камеры смешения приводит к увеличению КПД газоструйного эжектора;
- Уменьшение безразмерного геометрического параметра при прочих равных условиях приводит к увеличению КПД и уменьшению безразмерного перепада давления;
- Диафрагменное сопло позволяет достичь большего предельного коэффициента инжекции по сравнению с соплом конической формы при прочих равных условиях;
- Изменение расстояния между выходным сечением сопла и входным сечением в камеру смешения практически не влияет на характеристику ГЭ.

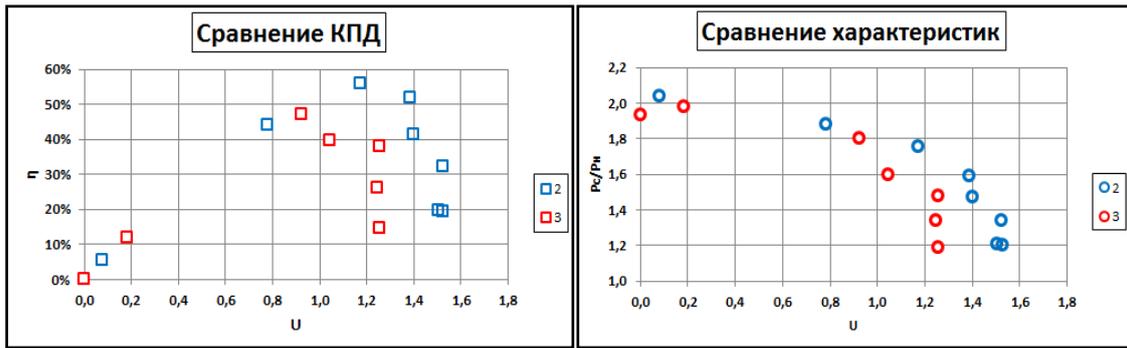


Рис. 4. Влияние длины камеры смешения на характеристику ГЭ

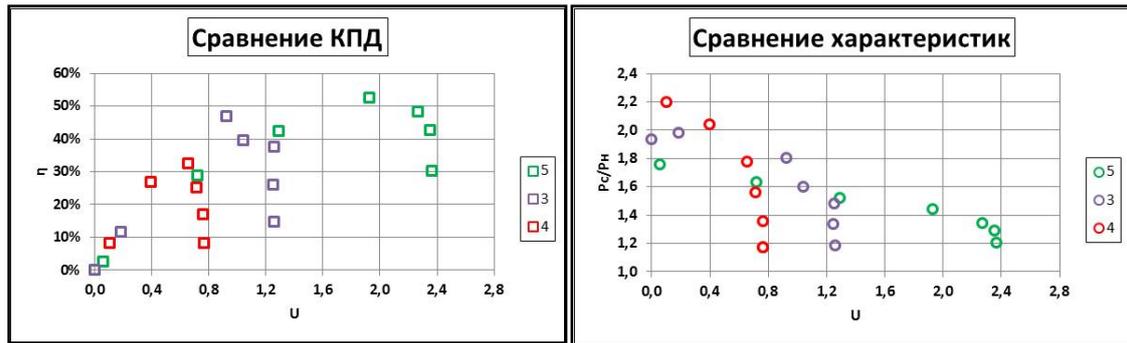


Рис. 5. Влияние основного безразмерного геометрического параметра ГЭ (Варианты 5,3,4)

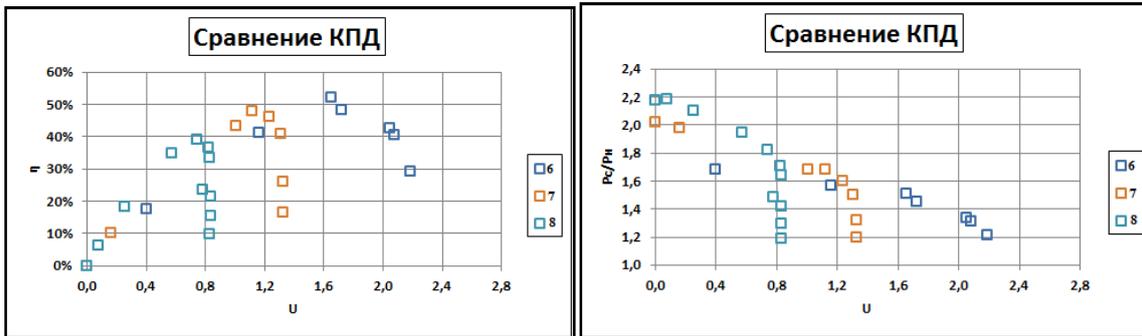


Рис. 6. Влияние основного безразмерного геометрического параметра (Варианты 6,7,8)

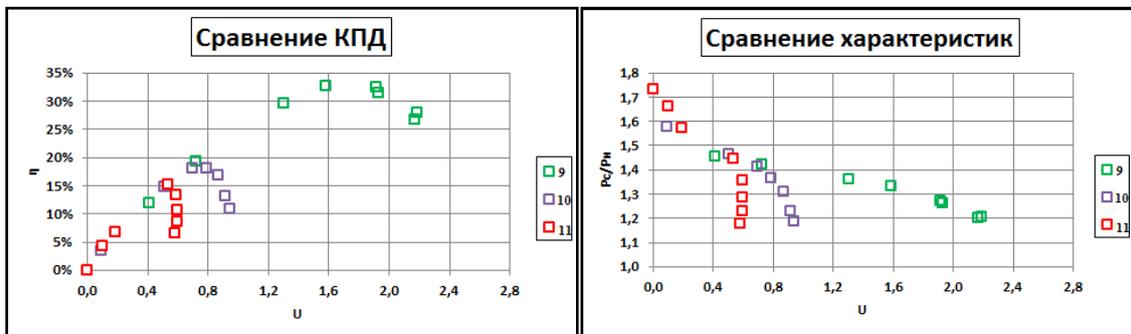


Рис. 7. Влияние основного безразмерного геометрического параметра (Варианты 9,10,11)

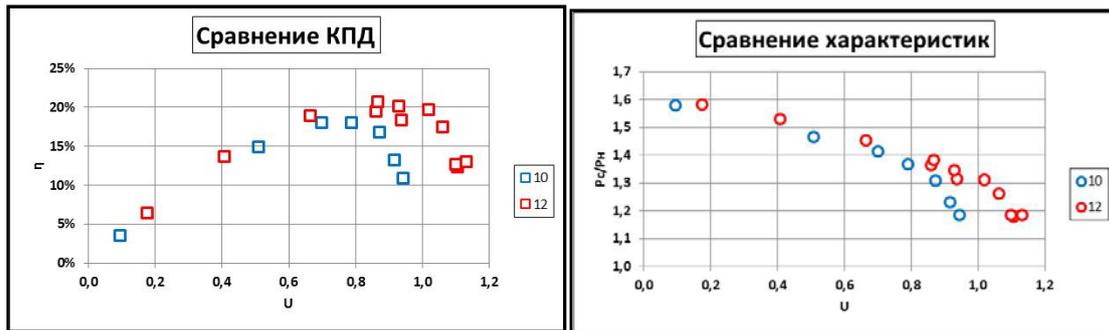


Рис. 8. Влияние типа сопла на характеристику ГЭ (Варианты 10,12)

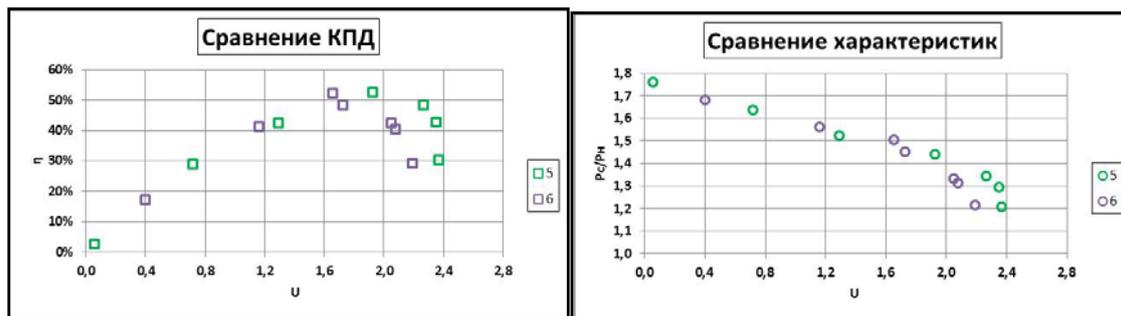


Рис. 9. Влияние расстояния между соплом и входным сечением в камеру смешения

Для построения номограмм (обобщенных характеристик) подбора ГЭ необходимо провести испытания с другими безразмерными параметрами исходя из полученных выводов и при других значениях рабочего и инжектируемого давлений.

Список литературы

1. Васильев Ю.Н., Лашков Ю.А. Экспериментальное исследование газовых эжекторов с коническими камерами смешения // Сб. работ по исследованию сверхзвуковых газовых эжекторов. ЦАГИ, 1961. С. 224–235.
2. Сахаров В.А., Акопян Б.А. Возможности использования эжекторов при газлифте на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения // НТЖ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1996, Вып. 3-4.
3. Соколов Е.Я. и Зингер Н.М. Струйные аппараты, Изд. 2-е, М.: Энергия, 1970. 288 стр. с илл.
4. Cleon Dunham Gas-Lift: The State-of-the-Art, Oilfield Automation Consulting
5. Matsuo, K., Sasaguchi, K., Tasaki, K. Mochizuki, H. Investigation of Supersonic Air Ejectors (Part 2. Effect of Throat-Area-Ratio on Ejector Performance). Bulletin of the JSME, Vol. 25, No. 210, December 1982, pp. 1898–1905.

Модернизация ловильного оборудования

И.С. Зингер¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук, профессор Д.О. Макушкин
Сибирский федеральный университет*

Ловильные работы — это операции по ликвидации ряда аварий в нефтяных и газовых скважинах. К числу этих операций относятся: освобождение прихваченных труб или УБТ, извлечение из скважины оборванных или оставленных по другим причинам труб, удаление обломков и посторонних предметов из скважины. Когда возникают такие ситуации, приходится останавливать все работы по бурению, заканчиванию или капитальному ремонту скважин, и их возобновление возможно только после ликвидации аварии.

Потребность в ловильных работах возникает в каждой пятой бурящейся скважине и в четырех из пяти ремонтируемых [3]. Поскольку стоимость ловильных работ (с учетом стоимости эксплуатации бурового оборудования) может быть весьма значительной, подход к ним должен быть осторожным и взвешенным. Техника и технология этих работ совершенствовались годами и позволяют ликвидировать практически любую аварию в скважине. Однако в некоторых случаях стоимость работ может оказаться очень большой, поэтому скважину приходится ликвидировать.

Решение о ликвидации аварии принимается с учетом как научных достижений, так и практического опыта.

Для предупреждения и ликвидации аварий применяется инструмент, который подразделяется на ловильный, режущий, фрезерующий, для очистки забоя и стенок скважин, улавливания шлама и раздробленного металла, ликвидации прихватов. Кроме того, применяется инструмент, спускаемый на тросе и вспомогательный. К ловильному инструменту относятся труболовки наружные и внутренние, ловители различного типа, колокола и метчики, магнитные ловители и извлекатели.

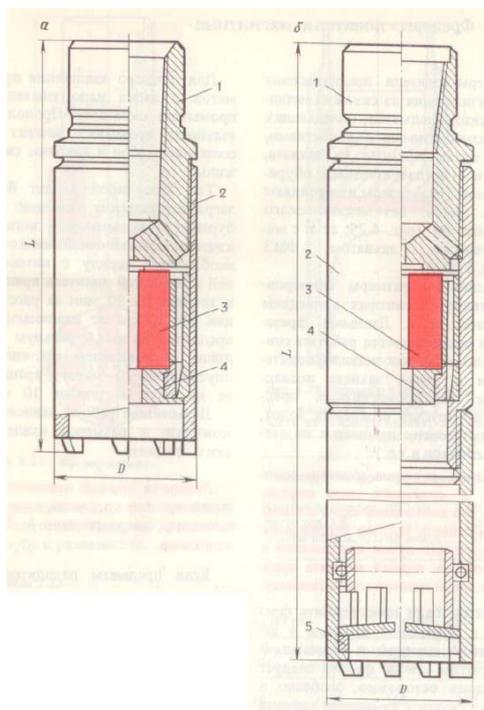
В данной работе нами рассмотрен в большей степени магнитный фрезер (или фрезер-ловитель).

Фрезеры-ловители предназначены для извлечения из скважин металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, как путем прямого их захвата, так и с предварительным обуриванием. Эти фрезеры изготавливают двух видов: без механического захвата ФМ (рис. 1, а) и с механическим захватом ФМЗ (рис. 1, б).

Перед спуском фрезера-ловителя в скважину надо определить его подъемную силу, а также возможность захвата извлекаемого предмета пу-

¹ © Зингер И.С., 2015.

тем приложения и отрыва от полюса магнита предмета, аналогичного извлекаемому.



*Рис. 1. Фрезер ловитель магнитный:
а – типа ФМ; б – типа ФМЗ. 1-переводник, 2-корпус, 3-магнитная система,
4-нижний полюс магнита, 5-захватный узел*

Затем надо присоединить фрезер к бурильной колонне и закрепить машинными ключами. В открытом стволе фрезер следует спускать осторожно, особенно в зонах резкого изменения азимута и кривизны, а также в интервалах нахождения каверн и уступов. Не доходя до извлекаемого предмета 10 – 15 м, необходимо включить циркуляцию и в дальнейшем фрезер спускать с промывкой скважины при подаче насосов 12 – 20 л/с и с частотой вращения колонны 20 – 60 об/мин.

Для лучшего извлечения предметов с забоя надо тщательно промывать скважину. Продолжительность промывки зависит от состояния забоя и глубины скважины.

Так как забой может быть загрязнен шламом, особенно при бурении с применением воды в качестве промывочной жидкости, необходимо наряду с интенсивной промывкой ловитель вращать в течение 10 – 20 мин на расстоянии 20 – 30 см от извлекаемого предмета. Затем бурильную колонну с ловителем постепенно опускают на 20 – 30 см и вращают ее на забое в течение 10 мин.

Перед подъемом вращение фрезера останавливают и его осторожно опускают, чтобы получить контакт с извлекаемым предметом. При этом не допускается повышение нагрузки более чем на 50 кН. После последующего отрыва от забоя на 10 – 25 м производят повторное нагружение, но пе-

ред подъемом труб выключают циркуляцию бурового раствора. При подъеме фрезера-ловителя не допускаются резкие посадки бурильной колонны и резкие торможения.

После подъема фрезера рабочую часть очищают от металлических предметов, промывают водой и закрывают пластмассовым колпаком или деревянным кругом [1].

Схожим по применению является оборудование, обозначенное нами ППА (рис. 2) [4].

Устройство содержит полый корпус со скошенным рабочим концом, магнитную систему со сквозным осевым отверстием. Наружная поверхность корпуса выполнена в виде, по меньшей мере, одного круглого цилиндра. Ось присоединительной резьбы совпадает с осью наружных цилиндрических поверхностей. Ось всех остальных цилиндрических поверхностей внутренних элементов корпуса смещена относительно указанной выше оси на величину 1,0 -3,0 мм в сторону, противоположную направлению на наиболее выступающую в продольном направлении скошенную часть конца корпуса. Магнитная система содержит стальной полый сердечник с наружным конусом и скошенным рабочим конусом и расположенный между корпусом и сердечником набор из секторов, выполненных из магнитно-жесткого материала. Скошенные рабочие концы корпуса и сердечника оснащены немагнитным защитным фланцем. Повышается эффективность, надежность, увеличивается срок службы.

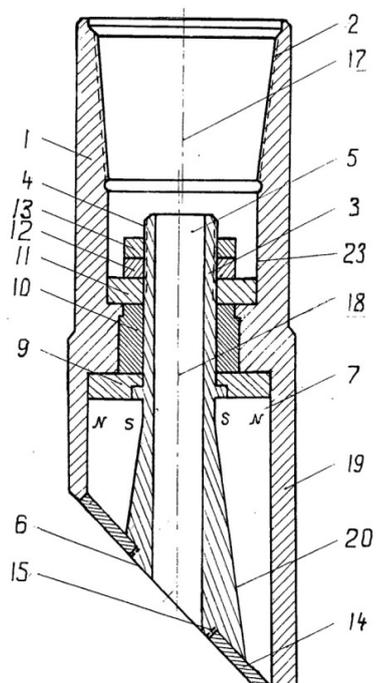


Рис. 2. ППА. Общий вид в разрезе

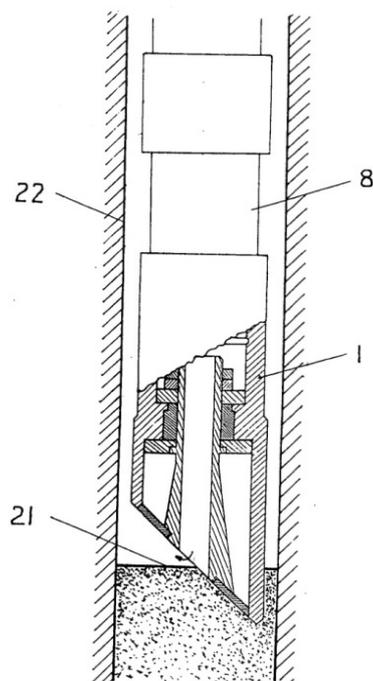


Рис. 3. ППА в процессе промывки скважины

Устройство работает следующим образом (см. рис. 3). ППА при помощи резьбы 2 присоединяют к колонне 8 скважинных труб и спускают на забой скважины 22. На рисунке 3 направление движения промывочной жидкости указано стрелкой. Направление движения жидкости может также меняться на противоположное. Во время промывки скважины струя промывочной жидкости размывает шлам и создает благоприятные условия для притягивания и захвата магнитной системой ППА различных ферромагнитных предметов, высвобождаемых из осадка. По окончании процесса промывки и извлечения ППА из скважины на скошенной части корпуса могут быть обнаружены извлеченные из скважины ранее оброненные предметы.

Приведем несколько примеров эффективного использования ППА. При промывке 6-7.12.2003 г. забоя скважины 13462 нефтегазодобывающего управления «Альметьевскнефть» из скважины с помощью описанного устройства был извлечен двухдюймовый патрубок скважинной трубы. 09.12.2003 г. с использованием ППА из скважины 1053 нефтегазодобывающего управления «Елховнефть» (г.Альметьевск) были извлечены детали цепного ключа общим весом 3,5 кг, а 25.06.2006 из скважины 9009, куст 37а, месторождения Мамонтовское (г.Нефтеюганск) была поднята часть «сухаря» от машинного ключа [4].

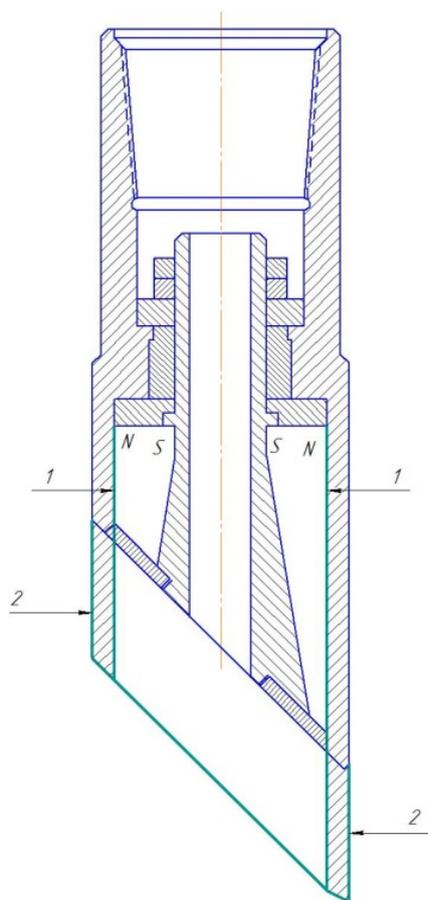


Рис. 4. Модернизация ППА

Нами при изучении конструкции ППА были выявлены некоторые недостатки, устранение которых должно привести к повышению эффективности его использования.

Как видно из схемы устройства ППА (рис. 3), магнитная система 7 находится в контакте с корпусом 19. В случае выполнения корпуса ППА из ферромагнитного материала работоспособность устройства сомнительна. Поэтому для работы данного устройства необходимо исключить контакт магнитной системы с корпусом и любыми другими металлическими деталями.

При подъеме устройства с забоя достаточно сложно избежать контакта со стенками и скважины. Для эффективного поднятия предметов с забоя их следует закрыть от внешней среды по примеру магнитного фрезера. При подъеме ППА в случае задевания стенок скважины пойманными предметами защитит от выпадания удлинение корпуса, что не даст им сорваться с магнитной системы.

Техническое предложение по модернизации ППА, в котором реализованы приведенные выше решения, представлено на рис. 4. Цифрой 1 обозначено место установки втулки, выполненной из неметалла и позволяющей предотвратить контакт магнитной системы и корпуса. Цифрой 2 обозначено удлинение корпуса устройства. Таким образом, поднимаемые с забоя предметы будут находиться в закрытой полости.

Список литературы

1. Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: справочник в 2-х т. М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003, – 494 с.
2. Бухаленко Б.И. Нефтепромысловое оборудование. М.: ОАО «Издательство «Недра», 1990, – 559 с.
3. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах // Техника и технологи: производственное (практическое) издание. М.: ОАО «Издательство «Недра», 1990, – 96 с.
4. Аношкин А.П. Патент РФ № 2485279 от 20.06.2013 г.

Устройство для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов

И.М. Шакуров¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук профессор В.М. Валовский
Альметьевский государственный нефтяной институт*

При строительстве, ремонте и эксплуатации скважин возникают проблемы по очистке забоя от песчаных и иных пробок, возникающих при проведении различных технологических операций, а также отложений на забое скважины, плавающего мусора и отходов.

На сегодня преимущественно для очистки забоя и ствола добывающей нагнетательной скважины от отложений и плавающего мусора используют установки капитального ремонта скважин УПА-60 и глубинную компоновку в составе скрепера, гидрожелонки и перо-воронки. Сухари, клинья скрепера позволяют удалить отложения со стенок эксплуатационной колонны, перо-воронка усиливает качество промывки и вынос мусора, а гидрожелонка позволяет обработать от грязи призабойную зону пласта. Однако недостатком данного технического решения является то, что при проведении очистки ствола и забоя скважины скрепером и гидрожелонкой плавающие отходы (элементы пластмассовых изделий, элементы эпоксидных покрытий, остатки органических соединений и др.), которые находятся по всей длине эксплуатационной колонны, не очищаются полностью из-за кратковременности работы гидрожелонки. Гидрожелонка в зависимости от конструкции работает от 5 до 15 мин [1]. Поэтому после очистки гидрожелонкой забоя скважины и призабойной зоны пласта дополнительно проводят очистку ствола скважины от плавающих отходов стандартной промывочной технологией.

Основные недостатки:

- в результате заявленной спецтехники на промывку данная технология приводит к удорожанию подземного и капитального ремонта скважин;
- дополнительная промывка скважины приводит к нарушению режима эксплуатации скважин, помимо этого из-за наличия на забое пробок происходит недостаточный приток нефти из пласта, что влечет за собой понижение дебита скважин и приводит к повышению стоимости и продолжительности ремонтных работ;
- некачественная промывка скважины, связанная с неполным удалением отложений, плавающего мусора и отходов, способствует быстрому износу глубинно-насосного оборудования скважины [2].

¹ © Шакуров И.М., 2015.

Наиболее экономически перспективным техническим решением является предлагаемый скважинный комплекс для проведения беспромывочной технологии, состоящий из технологического оборудования для проведения подземного и капитального ремонта скважин (рис. 1), которое состоит из гидрожелонки, скрепера, сетки-фильтра, муфты-шаблона, устройства очистки от плавающего отхода, верхнего фильтра и сбивного клапана.

Устройство работает следующим образом:

На устье скважины производятся подготовительные работы и монтаж наземного оборудования бригады КРС. Спуск предлагаемого устройства производится агрегатом для капитального ремонта скважин грузоподъемность до 60 тн. – УПА-60. После центровки агрегата (регулировка оттяжек) можно приступить к сборке устройства на рабочих мостках.

Устройство для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов и гидрожелонка с технологическими трубами совместно образуют единый технологический комплекс (рис. 1). Устройство содержит резиновые сегменты. Собранные резиновые сегменты подпружинены, что позволяет устройству при прохождении неровных и смятых участков эксплуатационной колонны скважины не заклинивать.



Рис. 1. Схема устройства для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов

Для фильтрации скважинной жидкости имеются сетка-фильтр и верхний фильтр. После сборки устройство совместно с гидрожелонкой при спуске технологической компоновки в эксплуатационную колонну скважины работает следующим образом:

При помощи резиновых сегментов скважинная жидкость, загрязненная плавающими отходами, продавливается вниз к забою. При этом загрязненная жидкость, проходя сетку-фильтр и верхний фильтр, очищается от плавающих отходов и попадает в верхнюю часть эксплуатационной колонны скважины. Таким образом, по мере продвижения всей технологической компоновки вниз к забою скважинная жидкость полностью очищается от плавающих отходов.

Технология очистки скважины с гидрожелонкой и устройством для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов производится следующим образом.

Плавающие отходы, собранные на забое за счет скрепера и резиновых сегментов при очистке забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов, вместе с забойным шламом после срабатывания гидрожелонки, через низ подвески НКТ – перо и за счет депрессии (энергия, образованная за счет перепада гидростатического давления жидкости) всасываются в контейнер гидрожелонки.

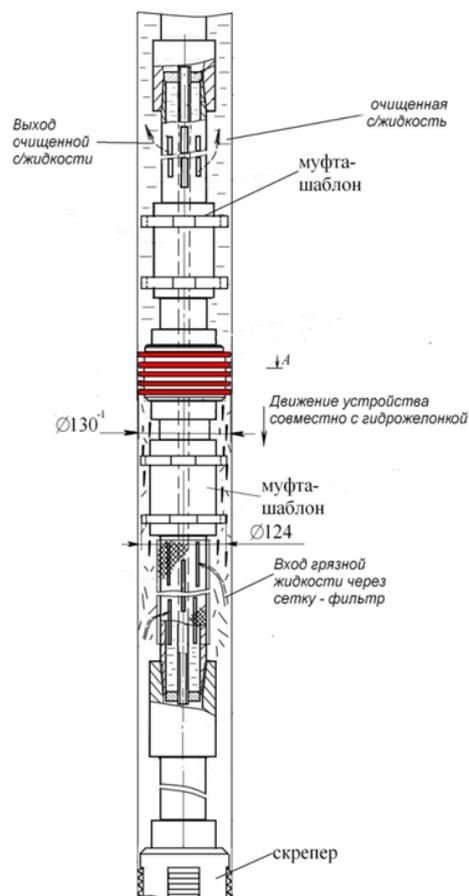


Рис. 2. Очистка экс/колонны и фильтрация скважинной жидкости

Обратный клапан не дает возможности собранным отходам в контейнере высыпаться из него. Сбивной клапан служит для слива излишек жидкости из технологических труб после окончательной отработки гидрожелонки.

Применение устройства для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов позволяет:

- сократить время и количество спускоподъемных операций, в результате чего происходит сокращение времени очистки пласта, что позволяет повысить качество очистки скважины от плавающих отходов гидрожелонкой, не используя стандартную промывку водой;
- повысить качество ремонтов скважин, не используя дорогие технологии;
- предлагаемая конструкция позволяет многократно использовать устройство без ремонта и замены деталей;
- применение полезной модели позволяет проводить более качественное освоение продуктивного пласта, что, в свою очередь, предотвратит последующий выход из строя глубинно-насосного оборудования и повысит работоспособность насосов ШГН и ЭЦН, уменьшая количество механических примесей и отходов в составе скважинной жидкости;
- применение устройства позволяет уменьшить количество подземных ремонтов и уменьшить трудозатраты, увеличить производительность очистных работ, так как устройство может быть рассчитано на любой объем забираемого шлама;
- позволяет сохранить непрерывность технологического процесса, так как устройство достаточно всего один раз спустить в скважину;
- способствует уменьшению времени и экономии средств на использование специальной техники.

Применение устройства для очистки забоя и ствола скважины от отложений и плавающих отходов позволяет эффективно воздействовать на пласты с учетом конкретных горно-геологических условий, что повышает результативность операций.

Список литературы

1. Раабен А.А., Шевалдин П.Е., Максудов Н.Х. Ремонт и монтаж нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1989. – 317 с.
2. Василевский В. Н., Петров А.И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов. М.: Недра, 1989. – 249 с.

Модернизация устройства для захвата трубы в роторе

Д.И. Сиркин¹

Научный руководитель: доцент, канд. техн. наук А.К. Данилов
Сибирский федеральный университет

Известно изобретение, патент РФ №2041336, относящееся к нефтегазодобывающей промышленности, конкретнее – к устройствам для захвата труб (рис. 1). Сущность изобретения: в устройстве, содержащем корпус 1, установлены втулка 2, вкладыши 3, центратор 31, клинья 4 с державками 5. Имеется кулачковый зажим 32 ведущей трубы 7, а также роликовый зажим с корпусом 8 и подпружиненными коромыслами. Корпус 8 роликового зажима 6 снабжен подвижно установленными в продольных пазах 11 упорами 12, на которых размещены коромысла и через палец 13 тарельчатые пружины 14. Под коромыслами 9 на уровне шлицевых выступов 17 в круглых пазах размещены поворотные вставки 15 для взаимодействия с ведущей трубой 7. В корпусе 1 устройства под державками 5 установлены ограничители хода клиньев 4. Роликовый зажим 6 размещен в цилиндрической проточке 27 втулки 2 и конусной с шлицевыми пазами проточке 29, при этом он опирается на конусную поверхность 30 центатора 31.

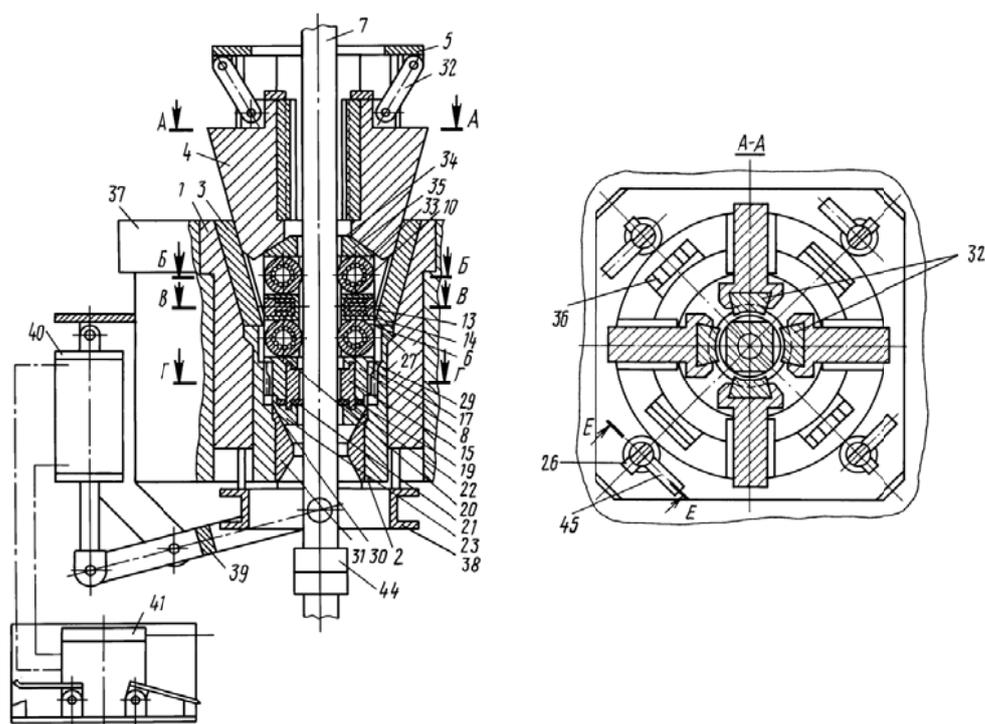


Рис. 1. Схема устройства для захвата трубы в роторе

¹ © Сиркин Д.И., 2015.

Одной из основных проблем кулачкового клинового захвата является неэффективное заклинивание буровой штанги. Эта проблема берет начало с конструкции кулачков, которые представляют собой пластины с нарезанными горизонтальными пазами (рис.2). Чтобы устранить этот недостаток в работе данной конструкции, предлагается произвести модернизацию кулачков.

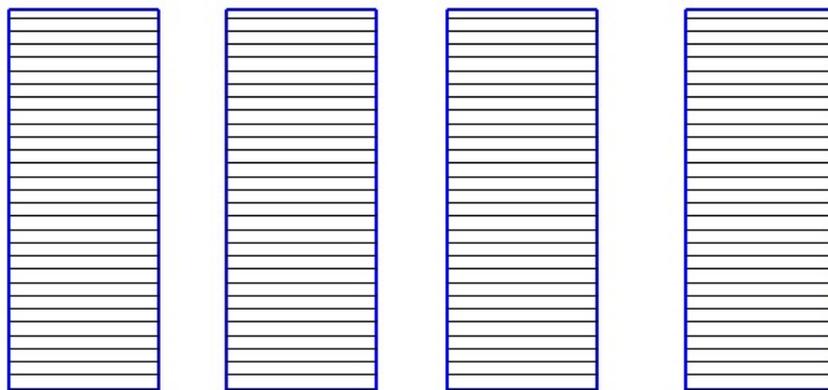


Рис. 2. Схема кулачков с концентрическими нарезками

Для решения проблемы прокручивания предлагается нарезать концентрическую резьбу на кулачках, что создает рельеф встречной резьбы, и установить данные кулачки (рис. 3). Это позволит зафиксировать трубу от прокручивания. При вращении трубы разнонаправленная резьба на кулачках будет компенсировать влияние действия сил вращения. Это позволит гарантированно обеспечивать хорошую работоспособность данной конструкции.

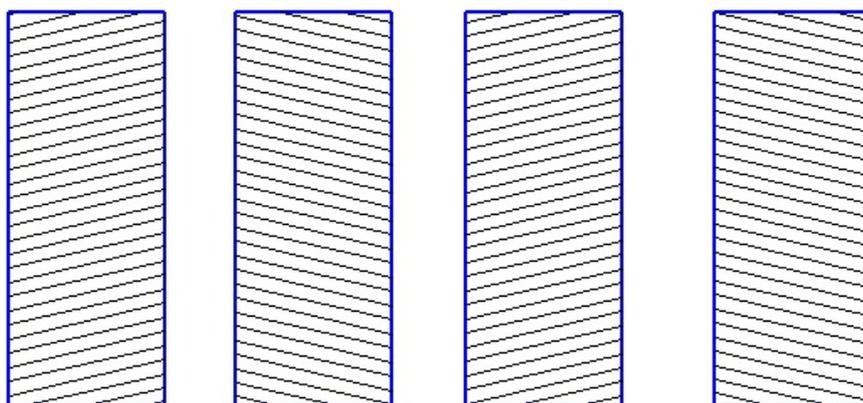


Рис. 3. Схема кулачков с концентрической резьбой разной направленности

Установка данных кулачков гарантирует большую схватываемость трубы в роторе под влиянием сил вращения, а также предотвращает их скручиваемость при больших нагрузках. Использование данной модернизации повышает работоспособность изобретения и надежность его использования.

Список литературы

1. Устройство для захвата в роторе бурильных труб.2041336Рос.Фед. / Глух А.А., Шевнин С.Б., Семенец Н.А.; заявитель и патентообладатель Российско-Американская нефтегазовая компания "РАНКО". – № 93002390/03; заявл. 13.01.1993; опубл. 09.08.1995

УДК 622.691

Модернизация абсорбера гликолевой осушки газа Ванкорского месторождения

В.В. Кундуш¹

*Научный руководитель: старший преподаватель В.И. Афанасов
Сибирский федеральный университет*

Абсорбция – процесс избирательного поглощения компонентов газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом). Применяется в нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей промышленности для разделения, осушки и очистки углеводородных газов. Из природных и попутных нефтяных газов путем абсорбции извлекают этан, пропан, бутан и компоненты бензина.

Абсорбция занимает промежуточное положение между ректификацией и адсорбцией по количеству извлекаемых компонентов. В отличие от первого процесса абсорбция протекает в основном однонаправленно, т.е. абсорбент можно считать практически нелетучим.

В качестве абсорбента применяются диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). ДЭГ понижает точку росы газа на 25÷35 °С, ТЭГ на 40÷45 °С, температура кипения составляет 244,5 °С. Обе жидкости обладают малой вязкостью, неагрессивны, очень слабо растворяют природные газы, имеют низкую упругость паров, что облегчает их регенерацию. Недостатком является унос абсорбента и относительная сложность его регенерации.

Преимущество ТЭГ по сравнению с ДЭГ – меньшая склонность к пенообразованию при содержании в газе углеводородного конденсата. Кроме того, ТЭГ обеспечивает лучшее разделение системы «вода – углеводороды», что значительно уменьшает его потери. Поэтому в абсорберах Цеха подготовки газа Ванкорского производственного участка применяется ТЭГ.

Абсорбер С-2801 (рис. 1) Ванкорского производственного участка представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром

¹ © Кундуш В.В., 2015.

2200 мм, состоит из двух частей, разделенных по жидкости «глухой» тарелкой. Нижняя часть – сепарационная, предназначена для отделения влаги. Верхняя часть – массообменная.

Сепарационная часть абсорбера служит для улавливания водного и углеводородного конденсатов, выпадение которых из газа возможно при понижении температуры ниже температуры начала конденсации. Отделенная от газа в сепарационной части конденсатная вода накапливается в кубовой части абсорбера и выдается на утилизацию в сеть.

Осушаемый газ после сепарационной части через распределительные патрубки глухой тарелки направляется в верхнюю часть абсорбера – массообменную, а навстречу ему с верха колонны стекает раствор поглотителя (осушителя) – триэтиленгликоля (ТЭГ). Массообмен между газом и поглотителем осуществляется на контактных устройствах (регулярной структурированной массообменной насадкой), где газ барботирует через поглотитель.

ТЭГ, проходя массообменную зону абсорбера, насыщается влагой и углеводородами, накапливается на «глухой» тарелке и выдается в емкость – дегазатор. Далее осушенный газ до требуемой точки росы из абсорбера С-2801 направляется в фильтр-сепаратор, предназначенный для отделения из осушенного газа брызг ТЭГ, уносимых из абсорбера.

Для уменьшения количества ТЭГ, уносимого из сепаратора потоком газа, нами предложена установка в абсорбер 3-ей сепарационной части, состоящей из сверхзвукового низкотемпературного сепаратора.

3S-сепаратор (Super Sonic Separator) – низкотемпературный сверхзвуковой сепаратор, конструкция которого основана на использовании достижений современной аэродинамики и технологиях, связанных с аэрокосмической техникой.

Работа 3S-сепаратора происходит следующим образом. Входной поток закручивается в форкамере 1 и подается в сопло 2 (рис. 2), где падают его давление и температура и резко возрастает скорость. В результате сильного охлаждения образуются капли жидкости, которые нарастают за счет коагуляции (этому процессу способствует турбулизация потока, вызванная его вращением). Рост капель продолжается в рабочей секции 3, в которой образуется газожидкостный пограничный слой, обогащенный жидкими компонентами, центральный поток оказывается очищенным от целевых компонентов. Затем потоки проходят через диффузоры 4, где их скорость гасится, а давление повышается.

Таким образом, на вход 3S-сепаратора подается газовый поток (он может содержать до 20 % жидкости), а из 3S-сепаратора выходит два потока: один – подготовленного товарного газа, а второй – газожидкостный, обогащенный жидкими компонентами.

В 3S-сепараторе капли жидкости образуются в условиях низких температур при падении давления в сверхзвуковом сопле, обеспечивая эффек-

тивную сепарацию целевых компонентов при существенно меньшем перепаде давления, чем при использовании базовой схемы низкотемпературной сепарации.

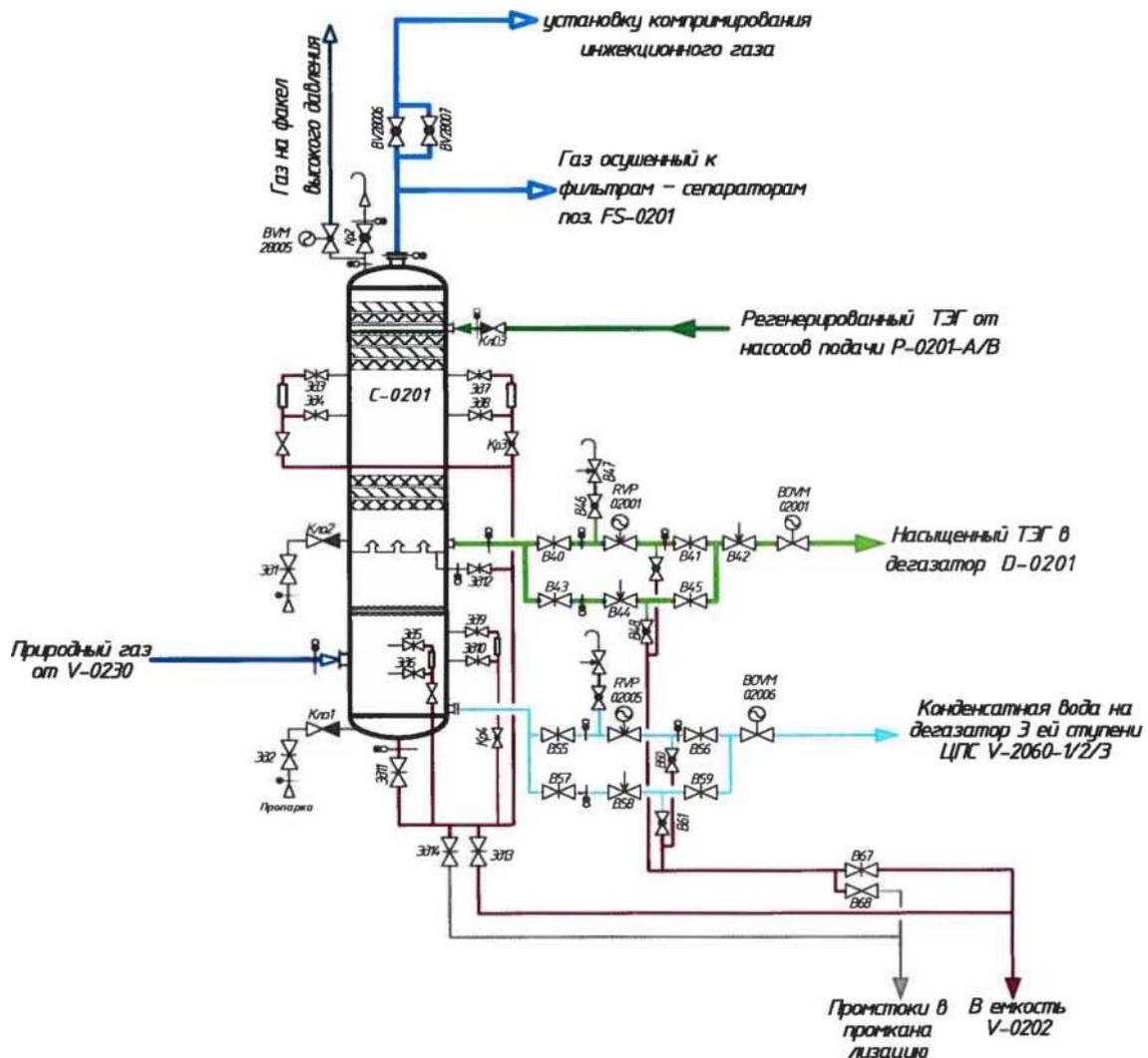


Рис. 1. Технологическая схема блока абсорбера

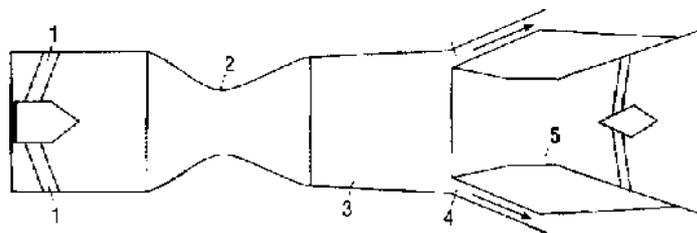


Рис. 28. Принципиальная схема 3S-сепаратора

Основные преимущества 3S-сепараторов:

- обеспечение высокого уровня надежности и эксплуатационной безопасности;
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты;

- малогабаритность и низкая металлоемкость, возможность размещения в ограниченных условиях;
- термодинамические характеристики 3S-сепаратора близки к характеристикам работы турбодетандера, объединяя функции расширения, типовой циклонной сепарации газ/жидкость и повторного сжатия в одном компактном стационарном трубном устройстве. При этом в 3S-сепараторе отсутствуют какие-либо движущие части и, как следствие, нет необходимости в трудоемком и высококвалифицированном обслуживании аппарата.

Таким образом, данная модернизация приведет к эффективной сепарации ТЭГ, уносимого из абсорбера потоком газа, что приведет к увеличению качества сепарации, а также увеличению временного промежутка между заменами фильтр-патронов в фильтр-сепараторе.

Список литературы

1. Чохонелидзе А.Н., Галустов В.С., Холпанов Л.П., Приходько В.П. Справочник по распыливающим, оросительным и каплеулавливающим устройствам. М.: Энергоатомиздат, 2002. 608 с.
2. Alfyorov V.I., Bagirov L.A., Dmitriev L.M., Feygin V., Imayev S., Lacey J.R. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components // Oil & Gas Journal, May 23, 2005, pp. 53 – 58.
3. Андреев О.П., Минигулов Р.М., Корытников Р.В., Багиров Л.А., Имаев С.З. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. № 2. С. 4 – 10.

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 54-41

Исследование возможности использования полимерных реагентов для кинетического ингибирования техногенного гидратообразования

В.И. Медведев¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук А.П. Семенов
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М.Губкина*

В жидком и газообразном углеводородном сырье присутствуют соединения, такие как углеводороды C_1 - C_4 , диоксид углерода, сероводород, которые при определенных термобарических условиях в присутствии воды образуют газовые гидраты. Они представляют собой кристаллические соединения включения (клатраты), в которых молекулы гостя удерживаются за счет вандерваальсовых сил в полостях молекулярного размера кристаллической решетки, образованной связанными молекулами воды (Н-связи) [3].

Образование техногенных гидратов при добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья представляет собой серьезную технологическую проблему. Газовые гидраты отлагаются на стенках труб и оборудовании, что приводит к резкому уменьшению пропускной способности добывающих скважин, технологических трубопроводов вплоть до их полной закупорки. Образование газогидратных пробок может привести к остановке многих процессов и спровоцировать, таким образом, значительные финансовые потери. Например, в 2010 году компания BP столкнулась с последствиями гидратообразования на объекте DeepwaterHorizon в Мексиканском заливе [4].

В настоящее время продолжают исследования различных видов ингибиторов, позволяющих предотвратить или замедлить процесс гидратообразования. Ингибиторы гидратообразования можно разделить на две группы: термодинамические ингибиторы (ТИГ), обычно используемые в очень больших количествах (рабочие концентрации 10 – 60 % масс.), и низкодозируе-

¹ © Медведев В.И., 2015.

мые ингибиторы гидратообразования (НДИ), которые подразделяются на кинетические ингибиторы (КИГ) и антиагломеранты (АА) [2].

ТИГ (Растворимые в воде соли-электролиты (NaCl), низкомолекулярные спирты (метанол, моно-, ди- и триэтиленгликоль)) вступают в конкуренцию с молекулами воды за формирование водородных связей, в результате формирование гидратов с термодинамической точки зрения становится менее вероятным. Метанол – самый распространенный в нашей стране ингибитор гидратообразования. Он имеет ряд существенных недостатков, среди которых высокая токсичность, пожароопасность, высокие рабочие концентрации (10-60 % масс.), поэтому использование метанола как ингибитора гидратообразования является экологически небезопасным и дорогостоящим. Применение метанола приводит к значительным финансовым расходам, которые усиливаются трудностями, возникающими при регенерации и переработке использованного метанола.

Альтернативным вариантом решения проблемы образования техногенных газовых гидратов является использование кинетических ингибиторов гидратообразования (КИГ), представляющих собой водорастворимые ВМС, которые вносятся в процесс кристаллизации гидратов, замедляя его, а также воздействуют на начальные стадии роста кристаллов. КИГ подавляют формирование мелких кристаллов посредством воздействия на их точки роста (центры кристаллизации) и, таким образом, увеличивают индукционный период образования газовых гидратов. Самое главное, что КИГ эффективно подавляют процесс гидратообразования в значительно более низких концентрациях по сравнению с ТИГ (0,1 – 2,0 % масс.) [2].

В данной работе исследовались коммерчески доступные образцы ингибиторов гидратообразования Luvicap 55W и LuvicapEG (производитель компания BASF). По данным производителя, ингибитор LuvicapEG представляет собой поливинилкапролактан в растворителе, а ингибитор Luvicap 55W – сополимер винилкапролактама и винилпирролидона в соотношении 1:1 (также в растворителе).

От производителя была получена информация о том, что оба образца являются растворами полимеров в низкомолекулярном растворителе без указания точных данных. Для проведения исследований по определению ингибирующих свойств данных реагентов была необходима информация по содержанию активной высокомолекулярной основы в каждом из образцов и составу низкомолекулярного растворителя. Поэтому сначала низкомолекулярный растворитель отгоняли на роторном испарителе при остаточном давлении 7 мбар, а затем твердый остаток подвергали лиофильной сушке в течение 48 часов. По массе остатка после сушки определяли содержание полимера в образце. Таким образом, содержание полимерной основы в образце Luvicap 55W составило (% масс.) 51,6 %, в образце LuvicapEG – 53,8 %. Рефрактометрическим методом было установлено, что растворителем для Luvicap 55W была вода (показатель преломления

1,333), а для LuvicapEG – моноэтиленгликоль (показатель преломления 1,430).

Помимо этого, содержание моноэтиленгликоля (МЭГ) в LuvicapEG исследовалось хроматографически методом внешнего стандарта на хроматографе Хроматэк-Кристалл 5000.2. Навеску LuvicapEG перед проведением анализа разбавляли дистиллированной водой в 500 раз. Градуировку проводили 0,367 % масс. водным раствором МЭГ, приготовленным гравиметрически. Для разделения компонентов использовалась набивная колонка длиной 2 м и внутренним диаметром 2 мм (адсорбент – NuysепR 80/100). Детектирование компонентов осуществлялось с помощью пламенно-ионизационного детектора (ПИД). Параметры работы хроматографа при проведении анализов были следующие: начальная температура термостата колонок – 90 °С, нагрев термостата колонок со скоростью 10 °С/мин до 205 °С, температура испарителя – 220 °С, температура детектора – 220 °С, расход газа-носителя (аргон) – 45 мл/мин, расход водорода – 30 мл/мин, расход воздуха – 300 мл/мин. Объем вводимой пробы составлял 1 мкл. Ввод пробы осуществляли с помощью дозатора автоматического жидкостного (ДАЖ-2). Время удерживания МЭГ при указанных условиях составило 13–14 минут.

Результаты анализа свидетельствуют о том, что содержание МЭГ в растворе ингибитора составляет 54,4 % масс. Расхождение в концентрации МЭГ с данными, полученными после лиофильной сушки можно объяснить крайне низкой летучестью МЭГ и, соответственно, неполным его удалением даже при выдерживании в течение 96 часов в условиях высокого вакуума на лиофильной сушке (остаточное давление $1 \cdot 10^{-6}$ бар).

Для оценки возможности использования тех или иных реагентов при добыче или транспортировке углеводородного сырья проводят лабораторные исследования по определению ингибирующих свойств реагентов в условиях, приближенных к реальным. Наиболее широкое распространение получил метод, основанный на использовании установок типа «качающаяся ячейка», который позволяет исследовать кинетику гидратообразования в различных условиях для разных гидратообразующих систем.

Исследование проводилось на лабораторной установке RCS6, которая позволяет контролировать процесс гидратообразования как визуальным способом, так и по изменению термобарических параметров в каждой из шести ячеек.

Все опыты проводились с 0,5 % масс. (в расчете на сухой полимер) водными растворами реагентов Luvicap 55W и LuvicapEG. Был использован метод, заключающийся в охлаждении ячеек, содержащих гидратообразующий газ и водный раствор ингибитора, с постоянной скоростью 1 °С/ч. Преимущество данного метода заключается в том, что он позволяет просканировать необходимый диапазон по температуре и давлению и определить предельную величину переохлаждения,

при которой кинетический ингибитор способен подавлять гидратообразование. В каждую ячейку помещали шар из нержавеющей стали и наливали по 10 мл жидкости (дистиллированной воды или 0,5 % масс. водного раствора ВМС). Свободный объем ячеек трижды продували исследуемым газом. В первом случае это был чистый метан, образующий гидрат КС-I, а во втором – газовая смесь 88,2 % CH_4 + 7,0 % C_2H_6 + 4,5 % C_3H_8 + 0,2 % $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ + 0,1 % $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ (% мол.), образующая гидрат КС-II. После продувки в ячейки подавали газ до начального давления 60 – 120 бар в первой серии опытов (метан), до 40 – 80 бар во второй серии опытов (смесь C_1 - C_4). Начальная температура составляла 22 °С. Скорость охлаждения во всех опытах была равна 1 °С/ч. При охлаждении содержимое ячеек перемешивалось путем их отклонения на угол $\pm 45^\circ$ с частотой 10 мин⁻¹. Для получения статистически более достоверных результатов каждый из опытов проводили в шести ячейках.

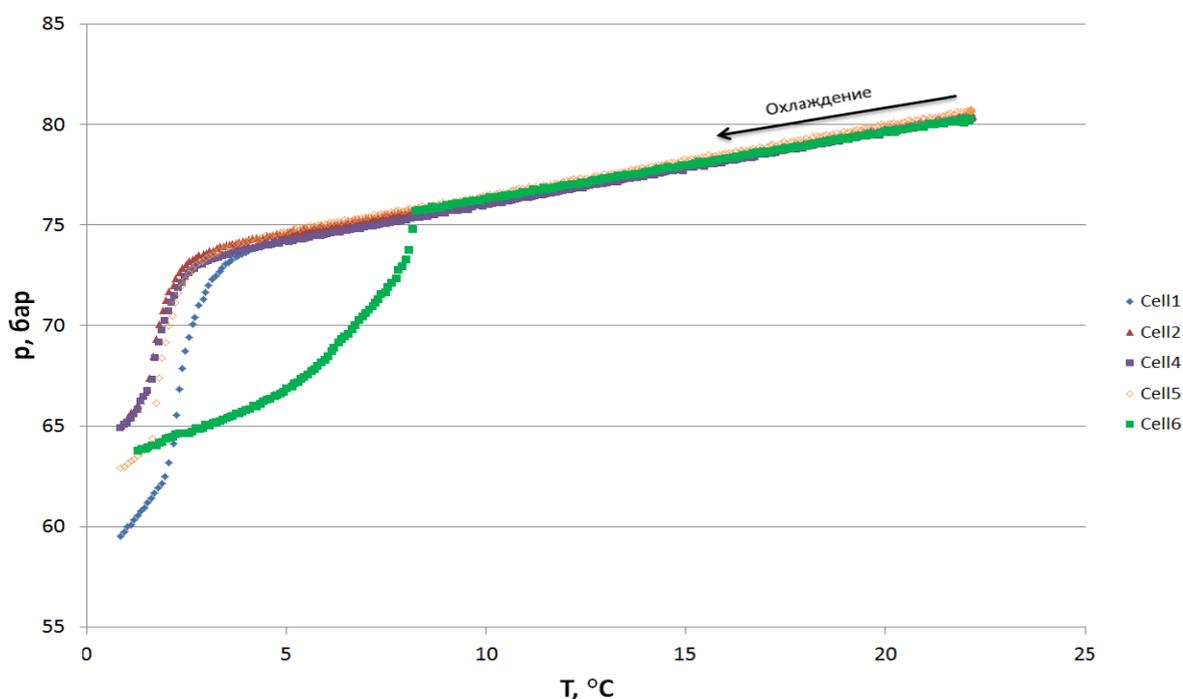


Рис. 1. Результаты исследования ингибирующих свойств реагента Luvicar 55W при начальном давлении в ячейках 80 бар, гидратообразующий газ – метан; в ячейках № 1 – 5 жидкая фаза 0,5 % раствор ингибитора, в ячейке № 6 – дистиллированная вода без ингибитора

На рисунке 1 показаны результаты одного из опытов по определению ингибирующих свойств реагента Luvicar 55W при начальном давлении во всех ячейках 80 бар. Из данных, представленных на рис. 1, видно, что при охлаждении ячеек давление в них падает линейно до тех пор, пока не начинается протекать процесс гидратообразования. При этом, как и следовало ожидать, в системе без ингибитора фазовый переход начинается значительно раньше при температуре $T = 8,2$ °С и давлении $p = 75,7$ бар. В

ячейке без ингибитора переохлаждение к моменту начала гидратообразования составило 2,1 °С. В ячейках № 1–5, благодаря наличию ингибитора, гидратообразование начинается значительно позже при температуре T_1 от 3,5 °С до 5 °С и давлении p_1 от 73,6 бар до 74,4 бар, что соответствует среднему переохлаждению 5,9 °С (доверительный интервал ± 1 °С). Полученные экспериментальные данные обрабатывали путем расчета максимальной величины переохлаждения в точках на кривых $p(T)$, в которых наблюдалось отклонение от прямой вследствие протекания гидратообразования. Для этого рассчитывали равновесную температуру при давлении p_1 на основании уравнения регрессии, полученного с использованием экспериментальных данных о равновесии гидрата метана [1].

Полученные результаты свидетельствуют, что и при более высоком начальном давлении наблюдаются аналогичные закономерности, что и при 80 бар.

Результаты исследования ингибирующих свойств реагентов Luvicap 55W и Luvicap EG в процессе образования гидрата метана (КС-I) представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты исследования ингибирующих свойств реагентов Luvicap 55W и Luvicap EG в процессе образования гидрата КС-I

Ингибитор	Начальное давление, бар	p_1 , бар	T_1 , °С	Предельная степень переохлаждения $\Delta T = T_1 - T_{eq}$, °С
-	60	56,8	5,8	$1,9 \pm 0,8$
-	80	75,2	8,3	$2,0 \pm 0,2$
-	100	95,0	10,4	$2,0 \pm 0,5$
-	120	114,0	12,1	$2,0 \pm 1,1$
Luvicap 55W	60	55,1	0,8	$6,5 \pm 0,5$
Luvicap 55W	80	74,0	4,0	$6,2 \pm 1,0$
Luvicap 55W	100	92,6	5,7	$6,5 \pm 0,9$
Luvicap 55W	120	112,3	8,2	$5,7 \pm 1,1$
Luvicap EG	60	55,6	0,6	$6,8 \pm 0,4$
Luvicap EG	80	73,0	3,3	$6,8 \pm 0,4$
Luvicap EG	100	92,7	5,2	$7,0 \pm 0,8$
Luvicap EG	120	111,0	7,2	$6,7 \pm 0,3$

Результаты, полученные в опытах по определению ингибирующих свойств реагента Luvicap EG и Luvicap 55W в процессе образования гидрата КС-III представлены в табл. 2. Для вычисления равновесной температуры при давлении p_1 использовали уравнение, которое отражает зависимость температуры (°С) от давления (бар) на линии трехфазного равновесия гидрата, полученного из газовой смеси 88,2 % CH_4 + 7,0 % C_2H_6 + 4,5 % C_3H_8 + 0,2 % iC_4H_{10} + 0,1 % nC_4H_{10} в диапазоне от 12 до 21 °С. Данное уравне-

ние регрессии получено с использованием данных программы CSMHYD2.0, которые были подтверждены нами экспериментально.

Таблица 2

Результаты исследования ингибирующих свойств реагентов Luvicap 55W и LuvicapEG в процессе образования гидрата КС-II

Ингибитор	Начальное давление, бар	p_1 , бар	T_1 , °C	Предельная степень переохлаждения $\Delta T = T_1 - T_{\text{eq}}$, °C
-	40	38,2	8,3	$5,9 \pm 0,3$
-	60	57,3	13,4	$4,0 \pm 0,5$
-	80	77,0	14,6	$4,9 \pm 0,4$
Luvicap 55W	40	37,0	1,0	$13,0 \pm 0,5$
Luvicap 55W	60	54,3	3,6	$13,4 \pm 0,3$
Luvicap 55W	80	73,3	4,8	$14,3 \pm 0,7$
Luvicap EG	40	37,0	0,5	$13,5 \pm 1,0$
Luvicap EG	60	54,8	3,9	$13,2 \pm 0,3$
Luvicap EG	80	74,2	6,5	$12,7 \pm 0,4$

Анализируя результаты экспериментов, приведенные в табл. 1 и 2, следует отметить, что:

1) начальное давление (от 40 до 120 бар) в системе практически не влияет на величину максимальной степени переохлаждения, которая достигается в системе перед началом гидратообразования, как в присутствии 0,5 % ингибиторов Luvicap 55W или Luvicap EG, так и без них;

2) структура образующегося гидрата (КС-I или КС-II) влияет на величину максимальной степени переохлаждения. При ингибировании гидратов КС-II величина максимальной степени переохлаждения во всех опытах в 2–2,5 больше, чем в случае ингибирования гидратов КС-I при полностью аналогичных условиях. Поэтому реагенты Luvicap 55W и LuvicapEG при 0,5 % концентрации способны ингибировать образование гидратов КС-II при существенно большем значении движущей силы по сравнению с гидратами КС-I;

3) реагенты Luvicap 55W и Luvicap EG при концентрации 0,5 % масс. способны ингибировать образование гидратов КС-I при степени переохлаждения не выше 6–7 °C, гидратов КС-II при степени переохлаждения не выше 13–14 °C. Для ингибирования гидратообразования при более высоких степенях переохлаждения реагенты Luvicap 55W и Luvicap EG должны использоваться в большей концентрации или в сочетании с подходящими термодинамическими ингибиторами.

Список литературы

1. Gayet P., Dicharry C., Marion G. et al. – Chemical Engineering Science. – 2005. – V. 60. – P. 5751–5758.
2. Perrin A., Musa O. M., Steed J. W. The chemistry of low dosage clathrate hydrate inhibitors. Chemical society reviews. 2013.
3. Sloan E.D., jr. Clathrate Hydrates of Natural Gases. New York. Basel: Marcel Dekker, Inc. 1990. P. 1-641
4. <http://minesmagazine.com/388/> (дата обращения 12.02.2015)

УДК 541.1

Исследование структурных свойств катализаторов на основе катион-промотированного диоксида циркония

Е.П. Беляева^а,

П.Н. Кузнецов^{а,б}, Л.И. Кузнецова^{б1}

Научный руководитель: канд. хим. наук. А.В. Казбанова^{а,б}

^аСибирский федеральный университет

^бИнститут химии и химической технологии СО РАН

Современный уровень требований к качеству моторных топлив определяется необходимостью обеспечения не только их эксплуатационных характеристик, но и экологической безопасности [1]. Как международные, так и отечественные нормативы на автобензины вводят жесткие ограничения на содержание токсичных ароматических и олефиновых углеводородов [1-3]. Между тем уменьшение содержания ароматических компонентов в бензине приводит к снижению его октанового числа. Для соблюдения новых стандартов необходимы новые технологии производства экологически безопасных высокооктановых компонентов с пониженным содержанием ароматических углеводородов, прежде всего бензола.

Универсальное направление совершенствования производства высококачественных моторных топлив – создание новых модификаций катализаторов и каталитических процессов скелетной изомеризации n-алкановых углеводородов бензиновых фракций в соответствующие разветвленные изомеры с высокими октановыми характеристиками. Изомеризаты являются наиболее подходящими компонентами моторных топлив, удовлетворяющими всем требованиям к качеству и способности к смешению. Процессы их получения не связаны со значительными капитальными вложениями и эксплуатационными затратами, так как протекают при низких

¹ © Беляева Е.П., Кузнецов П.Н., Кузнецова Л.И., 2015.

температуре и давлении водорода, причем не требуется организация специального производства водорода, обычно достаточно водорода с установок риформинга.

Изомеризация *n*-парафинов в скелетные изомеры – обратимый экзотермический процесс. Увеличению выхода высокооктановых изомеров, особенно сильно разветвленных, благоприятствуют низкие температуры. Промышленные процессы осуществляются вблизи термодинамического равновесия. По этой причине показатели изомеризации в решающей степени определяются активностью катализаторов. Широко распространены катализаторы на основе цеолитов (HS-10 фирмы ЮОП, IP-632 Французского института нефти, катализатор Hysopar фирмы Sud-Chemie, отечественный катализатор СИ-1 НПП «Нефтехим»), хлористого алюминия (катализаторы ЮОП I-8; I-80, I-82TM, I-84TM, I-120, I-120TM, 122TM, катализаторы фирмы ФИН IS-614; IS-614A, фирмы Энгельгард RD-291 и его аналоги НИП-РД, НИП-3А, созданные российской фирмой Олкат). В последние годы получили распространение катализаторы на основе сульфатированного диоксида циркония (катализатор LPI-100, фирма ЮОП) и отечественные аналоги ИПК-2С (фирма Олкат) и СИ-2 НПП «Нефтехим» [4]. Каталитические системы на основе сульфатированного диоксида циркония по каталитической активности превосходят цеолитные катализаторы и не уступают хлорированному оксиду алюминия, но значительно более устойчивы к воздействию примесей и способны к регенерации. Следует отметить, что все перечисленные катализаторы применяются для процесса изомеризации пентан-гексановой фракции. Для изомеризации алканов C_{7+} описанные выше системы мало эффективны из-за низкой селективности. Для переработки длинноцепных алканов (C_{7+}) значительное внимание привлекают каталитические системы на основе вольфрамированного диоксида циркония [4-9].

К настоящему времени опубликовано достаточно большое количество данных о физико-химических свойствах и изомеризирующей активности катализаторов на основе сульфатированного диоксида циркония [10-15]. В частности показано, что промотирование $Pt/SO_4^{2-}/ZrO_2$ оксидами Me^{3+} : железа, марганца, алюминия и галлия – приводит к повышению активности в реакции изомеризации алканов C_4-C_6 . Для вольфрамированного диоксида циркония влияние промотирования металлами исследовано значительно меньше. Немногочисленные данные разных авторов, представленные в литературе, противоречивы. Так, авторы [10,16] отмечали, что промотирование $Pt/WO_4^{2-}/ZrO_2$ оксидами железа, марганца, ниобия, алюминия, кремния не дает положительного эффекта в реакции изомеризации *n*-гексана, тогда как в работе [17] показано, что промотирование вольфрамированного диоксида циркония оксидом марганца приводит к увеличению степени превращения *n*-гексана на 5-10 %. Промотирующий эффект оксида алюминия для $Pt/WO_4^{2-}/ZrO_2$ отмечался при изомеризации *n*-гептана [18].

Целью настоящей работы являлось исследование влияния промотирующих добавок катионов марганца и алюминия на структурные свойства вольфрамированного диоксида циркония и его каталитическую активность в реакции изомеризации *n*-гептана.

Гидроксид циркония получали методом осаждения из раствора хлористого цирконила раствором гидроксида аммония при постоянной величине $\text{pH} = 9,5 \pm 0,5$ [19]. Промотирование гидроксида циркония катионами Mn и Al в количестве от 1,5 до 10 ат. % (в расчете на сумму катионов) осуществляли методом совместного осаждения их гидроксидов [19]. Термическую обработку соосажденных гидроксидов проводили при температуре 600-700 °С.

Модифицирование вольфрамат-анионами осуществляли методом пропитки гидроксидных предшественников раствором метавольфрамата аммония $(\text{NH}_4)_6\text{H}_2\text{W}_{12}\text{O}_{40} \cdot n\text{H}_2\text{O}$. Высушенные образцы модифицированного гидроксида циркония подвергали термической обработке в кварцевом реакторе на воздухе при температуре 700° С. Платину (0,5 мас. %) наносили путем пропитки образцов модифицированного диоксида циркония водным раствором платинохлористоводородной кислоты с последующим прокаливанием.

Содержание вольфрама, марганца и алюминия контролировали методом рентгеноспектрального флуоресцентного анализа на спектрофотометре SRS-303 с помощью интерактивного программного обеспечения “SPECTRA-3000”.

Фазовый состав устанавливали по рентгенограммам, которые снимали на дифрактометрах PANalytical X'Pert PRO с детектором PIXcel и графитовым монохроматором и ДРОН-3, используя отфильтрованное CuK_α -излучение.

Каталитические свойства в реакциях изомеризации *n*-гептана определяли на автоматизированной установке VI-CATflow4-2(A) (модель Института катализа СО РАН) с проточным реактором при атмосферном давлении, температуре 170 °С, объемной скорости подачи *n*-гептана 1 ч⁻¹ и при мольном соотношении $\text{H}_2 : \text{n-C}_7 = 3 : 1$.

При исследовании фазового состава немодифицированного диоксида циркония было установлено, что при температуре 600-700 °С кристаллизуется преимущественно стабильная моноклинная модификация диоксида (M-ZrO₂). Промотирование гидроксида циркония катионами марганца и алюминия способствует уменьшению количества M-ZrO₂ в продукте прокаливания и формированию метастабильной тетрагональной формы диоксида циркония (T-ZrO₂). В процессе термической обработки образцов с низким содержанием промотора (1,5 ат. %) при температуре 600 °С в течение 3 часов образуется смесь T- и M- ZrO₂. При увеличении концентрации катионов до 5 ат. % и более моноклинная форма практически отсутствует. Размер кристаллитов тетрагональной формы варьирует от 12 до 18 нм. В

пределах изученных концентраций в указанной системе не образуются другие кристаллические фазы, кроме ZrO_2 , в т. ч. не установлено наличие индивидуальных кристаллических фаз оксида алюминия или оксидов марганца. Катионы марганца на поверхности оксидной системы, по данным рентгеновской фотоэлектронной спектроскопии, стабилизируются преимущественно в состоянии Mn^{3+} .

В процессе термической обработки катионы Al^{3+} оказывают более эффективное стабилизирующее действие, чем катионы Mn^{3+} . Так при концентрации катионов Al^{3+} 5 ат. % тетрагональная форма ZrO_2 становится преобладающей.

Детальный анализ дифрактограмм катион-промотированного диоксида циркония показал, что с увеличением содержания катионов в ряду 1,5 – 5 – 10 ат. % происходит уменьшение межплоскостных расстояний M- и T- ZrO_2 . Указанные изменения свидетельствуют об образовании твердых растворов замещения катионов Zr^{4+} на катионы промоторы с меньшими ионными радиусами ($r_{Zr^{4+}} = 0,84 \text{ \AA}$, $r_{Mn^{3+}} = 0,65 \text{ \AA}$, $r_{Al^{3+}} = 0,57 \text{ \AA}$ [20]). Избыточный отрицательный заряд, возникающий в результате замещения катионов Zr^{4+} на катионы с меньшей валентностью, может компенсироваться образованием кислородных вакансий в решетке ZrO_2 [21].

Введение вольфрамат-анионов, как и в случае с катионами Me^{3+} , способствует кристаллизации метастабильной тетрагональной формы ZrO_2 [22-24]. При повышенном содержании вольфраматных групп, более 17,6 моль. %, наблюдается частичная сегрегация атомов вольфрама из объема и из поверхностных кластеров с образованием нанокристаллической фазы WO_3 .

Для исследования влияния катионов промоторов на структурные и каталитические свойства вольфрамированного диоксида циркония синтезировали катализаторы с содержанием вольфрамат-анионов 17,6 моль. %. Установлено, что фазовый состав катион-промотированных вольфрамированных образцов, независимо от концентрации и природы катионных промоторов, представлен монофазным ZrO_2 тетрагональной модификации с размером кристаллитов 13-15 нм. Нанесение платины не оказывало заметного влияния на формирование фаз.

Каталитические свойства $Pt/Me/WO_4^{2-}/ZrO_2$ в реакции изомеризации н-гептана исследовали при вариации содержания Me^{3+} . Катионы Al^{3+} и Mn^{3+} оказывали различное влияние на каталитические свойства вольфрамированного катализатора. Так, введение Mn^{3+} в количестве 1,5-3,0 ат. % приводило к уменьшению конверсии и выхода изогептанов по сравнению с соответствующим катализатором без марганца. На катализаторе, промотированном тем же количеством катионов Al^{3+} , конверсия н-гептана возросла, при этом селективность процесса снижалась на 12,3 – 15,1 %. В результате выход изогептанов изменялся незначительно.

Таким образом, установлено, что введение катионов марганца, алюминия или вольфраматных групп в гидроксидный предшественник спо-

способствует кристаллизации метастабильной тетрагональной формы ZrO_2 в процессе прокаливания. Фазовый состав катализаторов $Pt/WO_4^{2-}/Me/ZrO_2$ ($Me^{3+}=Al, Mn$), содержащих 17,6 моль. % WO_4^{2-} , независимо от концентрации и природы катионного промотора, представлен нанокристаллическим ZrO_2 тетрагональной модификации.

Добавки катионов Al^{3+} и Mn^{3+} оказывают различное влияние на каталитические свойства платинированного вольфрамированного диоксида циркония. При введении марганца выход изомеров гептана уменьшается вследствие снижения как степени превращения н-гептана, так и селективности по изомерам. Введение катионов Al^{3+} приводит к возрастанию конверсии н-гептана, однако селективность по изомерам уменьшается вследствие роста крекирующей активности. Наблюдаемые изменения, по-видимому, связаны с влиянием добавок на кислотные свойства катализаторов.

Список литературы

1. Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В., Ганцев А.В. Производство топлив с улучшенными экологическими свойствами // Башкирский химический журнал. 2009. Т. 16. № 2. С. 160-164.
2. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». – Москва. Таможенный союз, 2011. 12-19 с.
3. Специальный технический регламент «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам», № 184-ФЗ / Федеральный закон, 2008. 5 нояб.
4. Кузнецов П.Н., Кузнецова Л.И., Казбанова А.В. Каталитическая изомеризация алканов на анион-модифицированных формах диоксида циркония // Химия в интересах устойчивого развития. 2010. №3. С.299 – 311.
5. Кузнецова Л.И., Казбанова А.В., Кузнецов П.Н. Каталитические свойства диоксида циркония модифицированного вольфрамат-анионами в реакции изомеризации н-гептана // Нефтехимия. 2012. Т. 52. № 2. С. 104-108.
6. Barton D.G., Soled S.L., Iglesia E. Solid acid catalysts based on supported tungsten oxides // Topics in Catalysis. 1998. V. 6. P.87 – 99.
7. Vu T.N., Gestel J., Gilson J.P., Collet C., Dath J.P. and Duchet J.C. Platinum tungstated zirconia isomerization catalysts: Part I. Characterization of acid and metal properties // Journal of Catalysis. 2005. V. 231. P. 453 – 467.
8. Busto M., Grau J.M., Vera C.R. Applied Screening of optimal pretreatment and reaction conditions for the isomerization-cracking of long paraffins over Pt/WO_3-ZrO_2 catalysts //Catalysis A: General. 2010. V. 387. P. 35-44.

9. Kauck D., Wichterlova B., Dedecek J., Sobalik Z., Jakubec I. Effect of the particle size and surface area of tungstated zirconia on the WO_x nuclearity and n-heptane isomerization over Pt/WO_3-ZrO_2 // *Applied Catalysis A: General*. 2011. V. 397. P. 82-93.

10. Avdeeva V., de Haan J.W., Janchen J. Acid sites in sulfated and metal-promoted zirconium dioxide catalysts // *Journal of Catalysis*. 1995. V. 151. P. 364-372.

11. Scheithauer M., Bosch E., Schubert U.A. Spectroscopic and microscopic characterization of iron- and/or manganese-promoted sulfated zirconia // *Journal of Catalysis*. 1998. V. 177.-P. 137-146.

12. Hino M., Arata K. Preparation of superacid of ruthenium-sulfated zirconia for reaction of butane to isobutene // *Reaction Kinetics and Catalysis Letters*. 2004. V. 81. P. 321-326.

13. Gao Z., Xia Y., Hua W., Miao C. New Catalyst of $SO_4^{2-}/Al_2O_3/Zr$ for n-Butane isomerization // *Topics Catalysis*. 1998. V. 6. P. 101- 106.

14. Санников А.Л. Закономерности формирования катализаторов на основе сульфатированного диоксида циркония и их активность в изомеризации легких алканов: дис... канд. тех. наук: 13.04.07. 2007 – 160 с.

15. Иванов А.В., Васина Т.В., Маслобойщикова О.В., Хелковская-Сергеева Е.Г., Кустов Л.М., Зойтен П. Исследование изомеризации алканов в присутствии суперкислотных катализаторов на основе SO_4/ZrO_2 // *Кинетика и Катализ*. 1998.Т. 39 №3. С. 396-406

16. Брей В.В., Левчук Н.Н., Мележик А.В., Патриляк К.И. Влияние условий синтеза суперкислотных WO_x/ZrO_2 - систем на их каталитические свойства в реакции изомеризации n-гексана // *Катализ и нефтехимия*. 2000. №5/6. С. 59-65

17. Hernandez-Pichardo M.L., Montoya de la Fuente J.A., del Angel P., Vargas A. Optimization of manganese content by high-throughput experimentation of Pt-Zr-Mn catalysts // *Catalysis Communications*. 2010. V. 11. P. 408-413

18. Hua W., Sommer J Alumina-doped $Pt/WO_x/ZrO_2$ catalysts for n-heptane isomerization // *Applied Catalysis A: General*. 2002. V. 232. P. 129.

19. Kuznetsov P. N., Kuznetsova L. I., Zhyzhaev A. M Investigation of mechanically stimulated solid phase polymorphic transition of zirconia // *Applied Catalysis A: General*. 2006. V. 298. P. 254 – 260.

20. Кузнецов П.Н., Кузнецова Л.И., Жижаев А.М. Влияние механической и термической активации на формирование наноструктурированного оксида циркония // *Фундаментальные основы механохимической активации, механосинтеза и механохимических технологий / Отв.ред. Е.Г. Аввакумов. Новосибирск: Изд. СО РАН (Интеграционные проекты СО РАН; вып. 19), 2009. С.68-86.*

21. Кузнецова Л.И., Казбанова А.В, Михлин Ю.Л., Жижаев А.М., Кузнецов П.Н Структурные свойства и состояние поверхностного слоя ди-

оксида циркония, промотированного катионами марганца // Журнал физической химии. 2010. Т. 84. № 11. С. 2125-2130.

22. Barton, D.G., Soled S.L., Meitzner G.D., Fuentes G.A., Iglesia E. Structural and catalytic characterization of solid acids based on zirconia modified by tungsten oxide // Journal of Catalysis. 1999. V. 181. P. 57-72.

23. Vaudagna, S.R., Canavese S.A., Comelli R.A., Figoli N.S. Platinum supported WO_x-ZrO_2 : Effect of calcination temperature and tungsten loading // Applied Catalysis A: General. 1998. V. 168. P. 93-111.

24. Кузнецова Л.И., Казбанова А.В., Соловьев Л.А., Михлин Ю.Л., Паукштис Е.А., Кузнецов П.Н. Структурные свойства и состояние поверхностного слоя диоксида циркония, модифицированного вольфрамат-анионами // Журнал физической химии. 2012. Т. 86. № 10. С. 1719-1723.

УДК 608.2

Разработка реактора для переработки отходов нефтепродуктов на основе процесса высокоскоростного пиролиза

Д.Г. Павлюкевич¹

*Научный руководитель: доцент, канд. техн. наук Е.А. Соловьев
Сибирский федеральный университет*

Ведущая десятка нефтедобывающих стран – США, Саудовская Аравия, Россия, КНР, Канада, Иран, Ирак, ОАЭ, Мексика и Кувейт – производит более миллиарда баррелей нефти в месяц, и в процессе переработки ежемесячно в отходах остаются десятки миллионов тонн шлама. По приблизительным оценкам, в общемировом масштабе около 670 млрд долл. должно быть потрачено на очистку окружающей среды от продуктов нефтепереработки, и цифры растут от 7 до 10 % ежегодно.

На нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) упомянутых стран в числе прочих образуются некондиционные нефтепродукты (нефтешламы), они заливаются в резервуары и сливаются в прудки и шламохранилища. Переполнение шламовых амбаров приводит к разливам и загрязнению нефтепродуктами почв и грунтов. Грунты также загрязняются вследствие диффузии нефтепродуктов при недостаточной изоляции дна и боковых стенок (или при отсутствии такой изоляции) и последующем перенесении углеводородов вместе с водой по водоносным горизонтам. Кроме того, загрязнение грунтов и водоемов происходит при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов в транспортных системах и в нефтехранилищах. Остающиеся

¹ © Павлюкевич Д.Г., 2015.

шламы – это, безусловно, бомба замедленного действия, грозящая экологической катастрофой, а компаниям, виновным в их образовании – финансовыми потрясениями.

В связи с этим, в настоящее время активно ведется разработка способов переработки отходов нефтепродуктов. Правительства развитых стран начинают все больше внимания уделять вопросам охраны окружающей среды и поощряют создание соответствующих технологий.

На сегодняшний день одним из перспективных направлений переработки отходов нефтепродуктов является разработка и совершенствование реакторов для переработки нефтеотходов на основе процесса высокоскоростного пиролиза. Пиролиз – термический распад углеводородных продуктов без доступа кислорода на составные части. В более широком смысле, процесс разложения химических соединений на составляющие менее тяжелые молекулы, под действием повышения температуры.

На основе действия данного процесса разработан реактор для переработки твёрдого углеводородсодержащего сырья, в частности бурого угля, биомассы, древесины и торфа, и служит для извлечения конденсируемых углеводородов и может найти применение в теплоэнергетике, химической, сельскохозяйственной, лесоперерабатывающей отраслях промышленности.

В ходе проекта был проведен патентный поиск, при котором были рассмотрены уже существующие модели реакторов, выделены их недостатки и была определена задача – повышение эффективности работы реактора высокоскоростного пиролиза за счёт расширения функциональных возможностей, повышения надёжности и увеличения выхода и качества жидких продуктов пиролиза в сравнении с существующими реакторами.

Уже существующие реакторы для переработки отходов нефтепродуктов на основе пиролиза имеют комплекс недостатков, а именно:

- низкую эффективность переработки исходного сырья из-за неравномерности размеров частиц сырья и низкий выход жидких продуктов пиролиза, рис.1 (патент РФ № 2293104 С1, дата приоритета 13.09.2005, дата публикации 10.02.2007, авторы Котельников В.А. и др., RU);
- высокое потребление электроэнергии (патент РФ № 2349624С1, дата приоритета 06.09.2007, дата публикации 20.03.2009, автор Стребков Д.С., RU);
- низкую эффективность работы реактора, обусловленную наличием щелевых устройств, усложняющих конструкцию и ограничивающих функциональные возможности реактора из-за трудности регулирования времени пребывания сырья в зоне пиролиза, ограничений по влажности исходного сырья, так как щелевые сопла могут закоксовываться влажными частицами исходного угля и образующимся в процессе реакции углеродом, что может негативно

отразиться на выходе и качестве жидких продуктов пиролиза. Кроме того, применение наряду с газом-носителем мелкозернистого твёрдофазного теплоносителя снижает надёжность реактора из-за возникновения абразивного износа внутренних стенок (Авторское свидетельство СССР № 1666513, дата приоритета 06.04.1989, дата публикации 30.07.1991, авторы Хмелевская Е.Д. и др., RU, прототип).

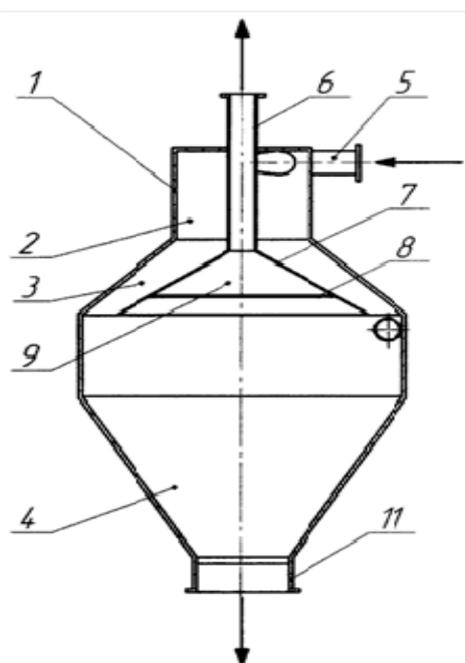


Рис. 1. Устройство реактора:

1 – корпус, 2, 3, 4 – зоны протекания пиролиза, 5 – патрубок подачи тонкоизмельчённого исходного сырья с газовым теплоносителем, 6 – патрубок для отвода парогазовых продуктов пиролиза с возможностью вертикального перемещения, 7 – расструб, 8 – каталитическая решетка, 11 – патрубок отвода твёрдых продуктов пиролиза

Разработанный реактор высокоскоростного пиролиза работает следующим образом (рис. 1). Подаваемое через тангенциальный патрубок 6 исходное сырье вместе с потоком газового теплоносителя поступает в зону 2, приобретает вращательное движение и вовлекается в быстровращающийся вихревой поток реакционной смеси, перемещающийся в зону 3, благодаря чему обеспечивается малое время пребывания сырья в зоне реакций и протекание процесса высокоскоростного пиролиза. При этом в зоне 2 происходит взрывная деструкция угольных частиц из-за мгновенного вскипания входящей в их состав воды, что способствует ещё более тонкому измельчению частиц и, соответственно, повышению их реакционной способности, что в результате приводит к повышению степени превращения и выхода продуктов пиролиза. В зоне 3 происходит контролируемый процесс высокоскоростного пиролиза частиц сырья. В результате этого процесса образуется парогазовая смесь, содержащая неконденсируемые

углеводороды, оксид углерода и водород, а также пары конденсируемых углеводородов, составляющих жидкие продукты пиролиза. Для интенсификации процесса в зону 3 через тангенциальные патрубки 10, присоединенные с противоположных сторон к средней части корпуса, дополнительно вводится восстанавливающий газ, содержащий оксид углерода и водород, который обеспечивает восстановление конденсируемых углеводородов из парогазовой смеси в зоне каталитического гидрирования парогазовых продуктов пиролиза 9 и тем самым повышает содержание бензиновых и дизельных фракций, а следовательно обеспечивает повышение эффективности работы реактора за счёт увеличения выхода и качества жидких продуктов пиролиза. Парогазовая смесь продуктов пиролиза отводится из реактора через коаксиально расположенную выхлопную трубу 6 с раструбом 7 и далее направляется в систему окончательной очистки и конденсации (не показана). Благодаря возможности перемещения выхлопной трубы с раструбом 7 в вертикальной плоскости и регулирования зазора между раструбом и стенкой корпуса реализуется возможность изменения реакционного объёма и, соответственно, времени пребывания сырья в зоне пиролиза 3, что расширяет функциональные возможности реактора и повышает эффективность его работы. Частицы твёрдых продуктов пиролиза при их вращении отбрасываются центробежными силами к стенке корпуса, спускаются по ней в зону 4 и выводятся из нижней части реактора через патрубок 11 отвода твёрдых продуктов пиролиза в систему сбора и утилизации.

Также был проведен расчет на прочность корпуса реактора, в ходе которого был определен материал конструкции и толщина стенок корпуса. Данные расчеты подтверждают, что предлагаемая установка будет функционировать при воздействии высоких давлений и температур.

Для обеспечения протекания процесса пиролиза расчетную температуру принимаем равной 650 градусам по Цельсию. Расчетное давление $10 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$. В качестве материала корпуса предлагается использовать сталь марки 20Х23Н13, которая применяется для изготовления деталей, работающих при высоких температурах (до 900-1000 °С), жаропрочная, аустенитно – ферритного класса.

Предлагаемый реактор для переработки отходов нефтепродуктов на основе процесса высокоскоростного пиролиза позволяет осуществлять следующие операции:

- переработку загущенных нефтяных остатков;
- пиролиз медицинских (опасных для здоровья) отходов;
- переработку бурого угля, биомассы, древесины и торфа, и служит для извлечения конденсируемых углеводородов и может найти применение в теплоэнергетике, химической, сельскохозяйственной, лесоперерабатывающей отраслях промышленности.

Разработанная конструкция реактора исключает вероятность закоксовывания. обеспечивает возможность использования сырья с различной

степенью влажности. В результате повышается надёжность и эффективность работы реактора, происходит интенсификация тепло-массообменных процессов, достигается высокая степень превращения сырья и высокий выход жидкого продукта.

Реактор высокоскоростного пиролиза обеспечивает:

- эффективную переработку нефтепродуктов из отходов;
- уменьшение газовых выбросов в атмосферу;
- получение альтернативных энергоносителей из возобновляемого сырья для производства энергии.

Список литературы

1. Мхитаров Р.А. Технологии и оборудование для переработки отходов нефтепереработки, нефтешламов и загрязненных углеводородами грунтов, НГН, 2014, 72 с.

2. <http://www1.fips.ru> – официальный сайт федерального института промышленной собственности.

3. Мхитаров Р.А. Доклад на международном форуме «Новые технологии переработки нефтяных отходов и рекультивации загрязненных земель». 14.06.2012. Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина.

4. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты нормы и методы расчета на прочность.

Расчет на прочность

Допускаемое напряжение $[\sigma]$ при расчете по предельным нагрузкам сосудов и аппаратов, работающих при статических однократных нагрузках, определяется:

$$\sigma = \mu \frac{R_{p0.2}^{20} \text{ или } R_{p1.0}^{20}}{n_T}, \quad (1)$$

где n_T – коэффициент запаса прочности, условный предел текучести $R_{p0.2}^{20} = 295 \frac{\text{Н}}{\text{мм}^2}$,

$$\sigma = \mu \frac{R_{p0.2}^{20} \text{ или } R_{p1.0}^{20}}{1,5} = \frac{295}{1,5} = 196,7$$

Исполнительная толщина стенки элемента сосуда и аппарата:

$$s \geq s_p + c, \quad (2)$$

где s_p – расчетная толщина стенки элемента сосуда и аппарата, c – прибавка к расчетным толщинам.

Расчет обечайки №1:

$$\geq s_p + c = 3,45 + 2 = 5,45 \text{ мм},$$

где

$$s_p = \frac{pD}{2[\sigma]\varphi_{p-p}} = \frac{10 \cdot 200}{2 \cdot 196,7 \cdot 1,5 - 10} = 3,45 \text{ мм} \quad (3)$$

Расчет обечайки №2:

$$s \geq s_p + c = 8,6 + 2 = 10,6 \text{ мм},$$

где

$$s_p = \frac{pD}{2[\sigma]\varphi_{p-p}} = \frac{10 \cdot 500}{2 \cdot 196,7 \cdot 1,5 - 10} = 8,6 \text{ мм}$$

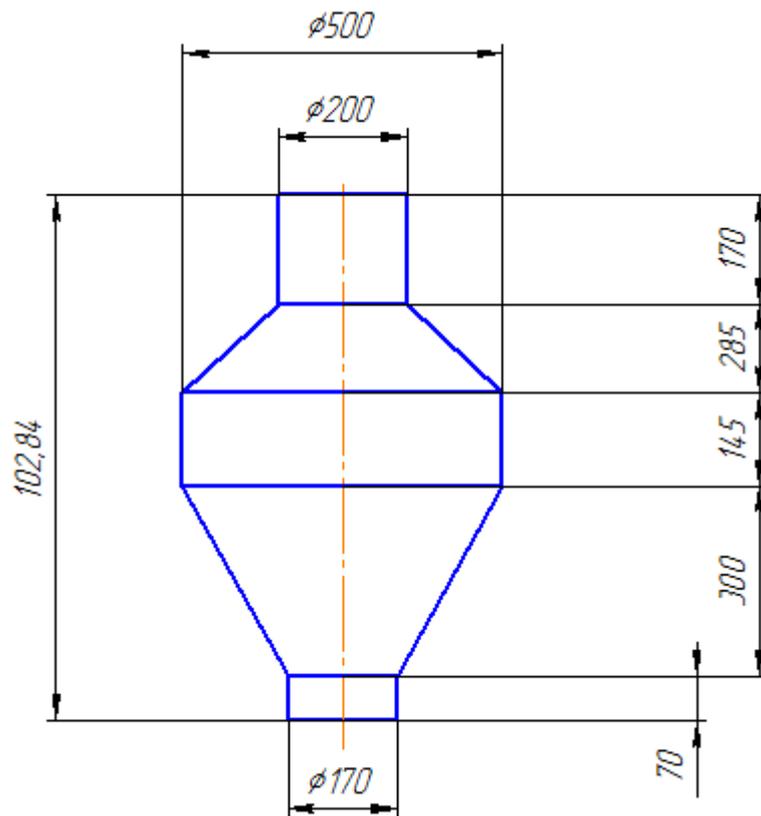


Рис. 1. Размеры реактора

Расчет обечайки №3:

$$s \geq s_p + c = 2,9 + 2 = 4,9 \text{ мм},$$

где

$$s_p = \frac{pD}{2[\sigma]\varphi_{p-p}} = \frac{10 \cdot 170}{2 \cdot 196,7 \cdot 1,5 - 10} = 2,9 \text{ мм}$$

Расчет толщины стенок конической обечайки №1

Расчетный диаметр конической обечайки:

$$D_k = D - 1,4 \cdot \alpha_1 \cdot \sin \alpha_1 = 200 - 1,4 \cdot 47,8 \cdot \sin 47,8 = 153,2 \text{ мм} \quad (4)$$

Толщина стенки:

$$s \geq s_{\text{к.р.}} + c = 5,7 + 2 = 7,7 \text{ мм}$$

$$s_{\text{к.р.}} = \frac{pD_k}{2[\sigma]\varphi_p - p} \cdot \frac{1}{\cos \alpha_1} = \frac{10 \cdot 153,2}{2[196,7]1,5 - 10} \cdot \frac{1}{\cos 47,8} = 5,7 \text{ мм}$$

Расчет толщины стенок конической обечайки №2

Расчетный диаметр конической обечайки:

$$D_k = D - 1,4 \cdot \alpha_1 \cdot \sin \alpha_1 = 170 - 1,4 \cdot 29,4 \cdot \sin 29,4 = 149,4 \text{ мм}$$

Толщина стенки:

$$s \geq s_{\text{к.р.}} + c = 5,2 + 2 = 7,2 \text{ мм}$$

$$s_{\text{к.р.}} = \frac{pD_k}{2[\sigma]\varphi_p - p} \cdot \frac{1}{\cos \alpha_1} = \frac{10 \cdot 149,4}{2[196,7]1,5 - 10} \cdot \frac{1}{\cos 47,8} = 5,2 \text{ мм}$$

УДК: 665.71

Исследование процесса ингибирования коксообразования при производстве легких олефинов

А.Б. Карпов, Б.А. Сорокин, В.Ю. Василенко¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук Ф.Г. Жагфаров
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина*

Одна из основных проблем нефтегазохимической отрасли в России – дефицит мощностей для производства мономеров. Именно поэтому процесс пиролиза является в настоящее время одним из наиболее актуальных и динамично развивающихся процессов нефтегазопереработки. В результате наращивания мощностей установок пиролиза более остро стала ощущаться проблема закоксовывания реакторной и теплообменной аппаратуры.

Из-за высоких температур газа кокс непрерывно отлагается на стенках реактора, а также на теплообменниках технологической линии. Частицы кокса со стенок труб собираются в U-образных соединениях в печи, об-

¹ © Карпов А.Б., Сорокин Б.А., Василенко В.Ю., 2015.

разуя тем самым гидравлические сопротивления и препятствуя движению потока газов пиролиза. Постепенно отложения кокса в печи, закалочном-испарительном аппарате (ЗИА) и в линии теплообменников становятся настолько большими, что аппаратура должна быть очищена.

Слой кокса на стенках реактора постепенно накапливается и уменьшает теплопередачу между металлом трубы и технологическим газом, а также увеличивает перепад давления в реакторе. Кроме того, нарастание кокса в реакторе также уменьшает эффективный объем реакционной зоны, тем самым уменьшая выход продукта. Для того чтобы компенсировать это, температура змеевиков, а также температура на входе в реактор должна быть постепенно увеличена. Через несколько недель работы давление на входе или температура труб достигает максимально допустимый уровень, и печь должна быть остановлена для коксоудаления. В зависимости от конструкции змеевиков, сырья и параметров процесса длина пробега печи, как правило, ограничена от 30 до 70 дней. Частые процессы декоксования приводят к снижению производительности технологической линии, влияют на срок службы печи и увеличивают операционные расходы [1].

Исследования кинетики показывают, что природа кокса находится в прямой связи со скоростью коксоотложения. При малой скорости образовывался графитоподобный кокс, а при большой – нитевидная поликристаллическая структура.

Однако графитоподобное упорядочение атомов углерода в кристаллической решетке присуще лишь коксу, образуемому на металлической подложке.

При изучении влияния структуры углеводородов на коксоотложение можно выявить два механизма. В случае содержания в сырье нафтенов и ароматики первичные углеводороды реагируют в газовой фазе, продукты реакций конденсируются в капли, которые выпадают на подложку и затвердевают; в случае n-алканов углеводород трансформируется в промежуточные газообразные вещества, которые подвергаются гетерогенным реакциям на подложке с образованием твердых углеродистых продуктов. Первый механизм для графитовой подложки приводит к образованию сферических частиц кокса, для кварца – к образованию пленки, а на поверхности стали кокс откладывается в виде нарастающих друг на друга шарообразных частиц. Различие структур, получаемых на стали и кварце, по-видимому, объясняется различным смачиванием этих подложек каплями предшественников кокса. Структура кокса на стали объясняется захватом капель активными центрами и ростом кокса в виде полусфер [2].

Несмотря на то что в настоящее время существуют технологические процессы и реагенты для уменьшения образования кокса в процессе пиролиза, желаемого снижения отложений они не дают [1].

Таким образом, учитывая перечисленные выше проблемы и слабые стороны процесса пиролиза, требуется совершенствование и проведение

исследовательских работ по разработке технологии ингибирования коксообразования.

Многочисленные исследования показали, что многие сернистые соединения оказывают ингибирующее воздействие на процесс коксообразования [3].

Принцип действия данных агентов состоит в том, что при попадании в зону реакции происходит их термическое разложение с выделением различных сернистых соединений и сероводорода. Действие этих продуктов двояко: с одной стороны, они образуют на поверхности металла труб сульфидную пленку, изолирующую металл от сырья и тем самым создающую препятствие каталитическому коксообразованию; с другой – участвуют в гомогенных радикальных реакциях в газовой фазе, что также уменьшает коксообразование.

Также в публикациях зарубежных ученых рассматриваются фосфорные соединения как достаточно эффективные ингибиторы коксоотложения. В работе иранских и немецких ученых большое внимание уделяется фосфорорганическим ингибиторам коксообразования, а именно трифенилфосфиноксиду. Механизм его действия основан на термическом разложении с образованием радикалов, которые вступают в реакцию с металлом труб, образуя защитную пленку, изолирующую металлические стенки от реакционной среды, тем самым снижающую каталитическое коксообразование.

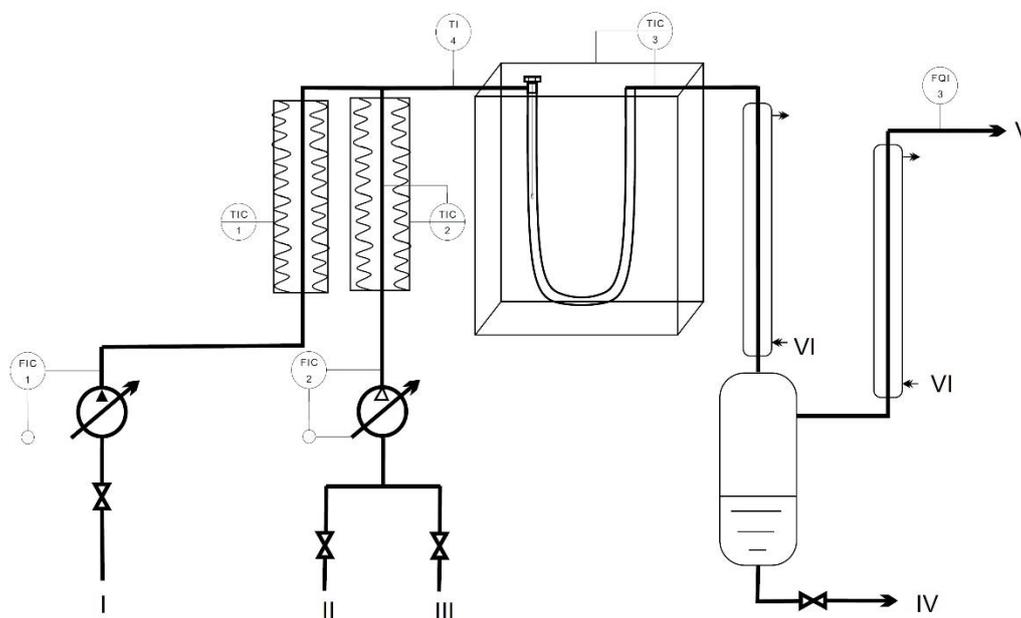
Малоизученными являются способы и механизмы ингибирования коксообразования, которые связаны с модифицированием внутренней поверхности труб пиролиза – введением специальных добавок к сырью пиролиза (серу-, фосфор- и борсодержащие добавки).

Для исследования эффекта подавления коксования змеевиков печей пиролиза и сравнения ингибирующего действия были испытаны органические серо- и фосфорсодержащие соединения: диметилдисульфид (ДМДС), диметилсульфид (ДМС), диметилсульфоксид (ДМСО), трифенилфосфин (ТФФ), трифенилфосфиноксид (ТФФО), три-о-тулилфосфин (ТОТФ). Эксперименты проводились в реакторе, изготовленном из легированной стали AISI 304, приближенной по составу к материалу труб пирозмеевиков.

Исследование процесса термического пиролиза пропан-бутановой фракции проводили на лабораторной установке проточного типа, принципиальная схема которой приведена на рис. 1.

Процесс осуществляли в стальном реакторе, имеющем U-образную форму с диаметром 10 мм и длиной 250 мм. На входе, в верхней части реактора, имеется штуцер для возможности подвеса в среднюю часть реактора металлического кольца для определения интенсивности коксообразования. Реактор помещен в электропечь. Температура в реакционной зоне поддерживалась постоянной на уровне 850 ± 1 °С, измерение производили с помощью термопары «хромель-алюмель» и управлением на базе ОВЕН ПЛК 100.

Дозировка воды и сырья осуществлялась с помощью перистальтических насосов-дозаторов Longerpump. Вода и сырье поступали в испарители, где поддерживалась определенная температура: для сырья – 400-420 °С и для воды – 500-520 °С. После испарения водяной пар и сырье поступали в верхнюю часть реактора и далее в реакционную зону.



Рису. 1. Схема лабораторной установки термического пиролиза

Полученные при пиролизе газообразные продукты охлаждались в водяном холодильнике, где начиналась конденсация водяного пара и смолы пиролиза. Воду и смолу пиролиза собирали в приемник, пирогаз проходил через второй водяной холодильник. Температуру в холодильниках поддерживали 5-10 °С.

Газообразные продукты пиролиза анализировали методом газожидкостной хроматографии в соответствии с ASTM D 2163 «Стандартный метод определения содержания углеводородов в сжиженных нефтяных газах и смесях пропана/пропилена с помощью газовой хроматографии».

Для определения количества образующегося кокса проводился ТГ-ДСК анализ. Для проведения анализа использовали кольцо, изготовленное из той же стали, что и лабораторный реактор. Кольцо подвешивалось в зоне протекания процесса пиролиза на время проведения опыта. Затем закоксованное кольцо подвергали регенерации в токе воздух/кислород, фиксируя при этом изменение массы и суммарный тепловой эффект.

По результатам проведенных экспериментов была определена зависимость дозировки соответствующего ингибитора на коксообразование (рис. 2).

В результате проведенных экспериментов выявлено, что добавки серосодержащих соединений при пиролизе углеводородов существенно

снижают отложения кокса и увеличивают выход низших олефинов. Для подавления коксообразования при высокотемпературном пиролизе среди серо- и фосфорсодержащих соединений наиболее эффективными являются диметилдисульфид и трифенилфосфиноксид, которые снижают коксообразование на 85-87 %.

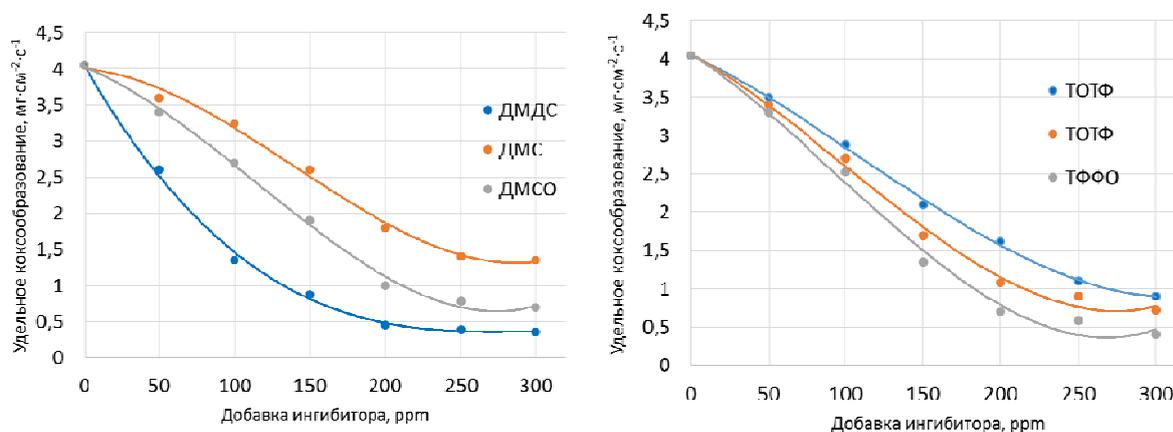


Рис. 2. Зависимости удельного коксообразования от дозировки ингибиторов

Недостатком ДМДС и ТФФО является высокая цена и отсутствие их производства в России. Поэтому, несмотря на несколько меньшее по сравнению с ДМДС снижение коксообразования, более перспективным можно считать ингибитор на основе ДМСО, цена которого на 35 % ниже ДМДС. К тому же ДМСО является побочным продуктом целлюлозно-бумажной промышленности и вовлечение его в качестве ингибитора в процесс пиролиза может также стать значительным фактором в суммарной экономической эффективности.

Список литературы

1. Жагфаров Ф.Г. Разработка процесса каталитического пиролиза углеводородного сырья: дисс. ... д-ра техн. наук. – М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 258 с.
2. Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. – М.: Букстрим, 2013. – 172 с.

Разработка моделей для расчета физико-химических свойств нефтяных систем по температурам кипения и показателям преломления

К.А. Южанина¹

*Научные руководители: д-р техн. наук, профессор С.А. Ахметов;
канд. техн. наук, доцент А.Р. Гайсина
Уфимский государственный нефтяной технический университет*

Научно-исследовательские и проектные работы при создании новых промышленных химико-технологических процессов включают несколько стадий. Но при этом расчет физико-химических свойств (ФХС) веществ является неотъемлемым первоначальным этапом любой разработки [1]. Поэтому следует серьезно относиться к подбору методики расчета характеристических констант индивидуальных углеводородов и нефтяных систем.

Предлагаемая нами методика исследования нефтяных систем состоит из двух частей: экспериментальной и расчетной.

Экспериментальный блок состоит из определения фракционного состава исследуемого образца путем разгонки при атмосферном давлении, с отбором каждой узкой 10 %-ной по объему фракции. Но фракционный состав не дает информации о таких свойствах, как молярная масса, плотность, показатель преломления, а также о характере их распределения по узким температурным фракциям, хотя именно эти показатели необходимы для инженерных расчетов аппаратов процессов нефтегазопереработки.

Предлагается дополнить стандартное исследование нефтепродуктов определением относительной плотности (пикнометрическим способом) и показателя преломления каждой 10 %-ной отгоняемой узкой фракции.

Таким образом, после проведения эксперимента мы имеем следующий набор данных: относительная плотность (ρ_4^{20}), показатель преломления (n_D^{20}) для исходного образца, а также температура кипения ($t_{ки}$), (ρ_{4i}^{20}), (n_{Di}^{20}) для каждой узкой 10 %-ной фракции.

Полученные результаты позволят рассчитать такие характеристические константы нефтяных систем, как молярная масса, средняя температура кипения, элементный состав, вероятный углеводородный состав.

Целью работы является получение достоверного результата, который является итогом экспериментов (выполненных с высокой точностью) в совокупности с адекватными формулами.

¹ © Южанина К.А., 2015.

Для обработки результатов анализа представляются стохастические модели, разработанные на основе данных пассивного эксперимента. Исходный массив состоит из значений ФХС более 700 индивидуальных углеводородов [3].

Разработку модели можно разделить на две стадии: первая – определение формы зависимости, вторая – расчет коэффициентов [2]. Расчет коэффициентов был проведен на основе метода наименьших квадратов в программе MSOfficeExcel. Суть метода заключается в минимизации квадрата разности значений табличной величины и расчетного значения моделируемой величины.

Главную сложность при разработке математической модели для расчета ФХС представляет определение уравнения регрессии. Для решения этой задачи с помощью программы MathCad была построена зависимость молярной массы от температуры кипения и показателя преломления в координатах (Z, Y, X) (рис. 1).

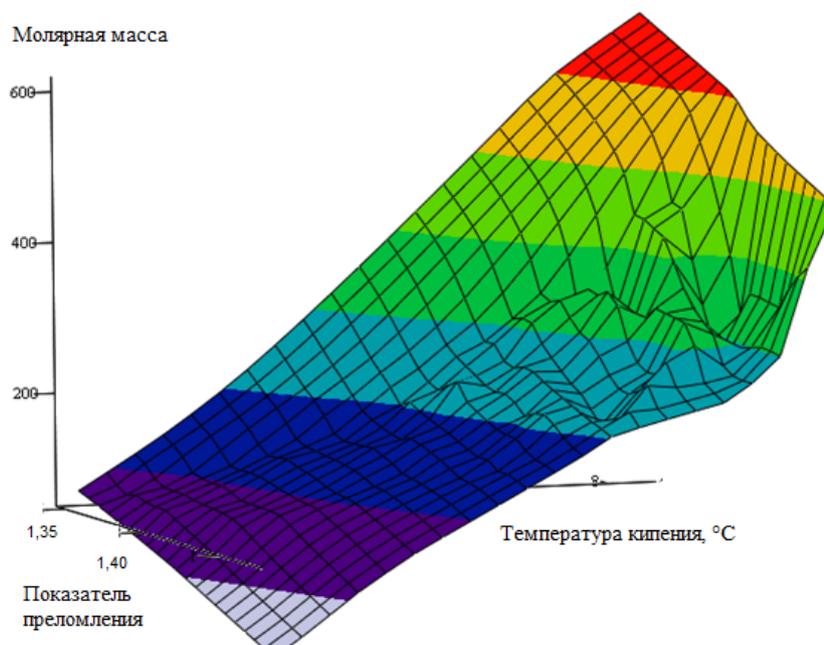


Рис. 1. Зависимость молярной массы от показателя преломления и температуры кипения

Но полученная зависимость оказалась сложной для математического описания и дальнейшее нахождение уравнения регрессии, наиболее точно описывающего зависимость, проводилось методом подбора.

Для расчета молярной массы узких 10 %-ных фракций предлагается модель следующего вида:

$$M_i = 2,71 \cdot \tau_{k,i}^{\left(2,49 + \frac{3,82}{\tau_{k,i}}\right)} / (n_D^{20})^{(-3,66 + 0,57 \cdot n_D^{20})}, \quad (1)$$

где

$$\tau_k = \frac{T_k}{100}.$$

Затем расчет среднеинтегрального значения молярной массы фракционируемого образца проводится исходя из правила аддитивности по формуле:

$$\bar{M} = \frac{n_D^{20}}{(\sum_{i=1}^m \frac{n_{D,i}^{20}}{M_i})/m}, \quad (2)$$

где n_D^{20} – показатель преломления исследуемого образца;
 m – число отгоняемых узких дистиллятов ($m=10$).

Значение молярной массы дает возможность определить среднюю температуру кипения исследуемого образца:

$$\bar{T}_k = 0,27 \cdot M^{0,48} \cdot (n_D^{20})^{1,18}. \quad (3)$$

Далее предлагается рассмотреть элементный состав анализируемой фракции. Для этого определяется массовая доля углерода в исследуемом образце по формуле:

$$m_C = 0,70 \cdot (n_D^{20})^{0,76} / \tau_k^{0,04}. \quad (4)$$

Адекватность разработанных моделей определяется на основе расчета таких показателей, как относительная погрешность (не превышает 5 %), критерий Фишера и критерий Стьюдента, доказывающих адекватность модели в целом и значимость каждого ее коэффициента.

Результаты исследования компонентов товарного бензина (бензинов каталитического риформинга и сернокислотного алкилирования), проведенного по предлагаемой методике, представлены в табл. 1, 2 и на рис. 2.

Таблица 1

**Фракционный состав и показатели преломления
компонентов товарных бензинов**

Свойство	Выкипание, % об.									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	99
Бензин сернокислотного алкилирования										
$t_k^{\text{фп}}, \text{ }^\circ\text{C}$	59	76,5	93	102	106	108,5	111,5	115	121	129,5
n_{Di}^{20}	1,3845	1,3855	1,3910	1,3940	1,3970	1,3980	1,3990	1,4005	1,4030	1,4042
Бензин каталитического риформинга										
$t_k^{\text{фп}}, \text{ }^\circ\text{C}$	52,5	67	84,5	101	113,5	122	129,5	137	146	156,5
n_{Di}^{20}	1,3921	1,4109	1,4202	1,4331	1,4562	1,4571	1,4661	1,4752	1,4833	1,4912

Результаты расчета

Компонент	n_D^{20}	\bar{M}	$\bar{t}_k, ^\circ\text{C}$	m_C
Бензин сернокислотного алкилирования	1,3957	105,11	93,15	0,850
Бензин каталитического риформинга	1,4485	109,38	123,86	0,876

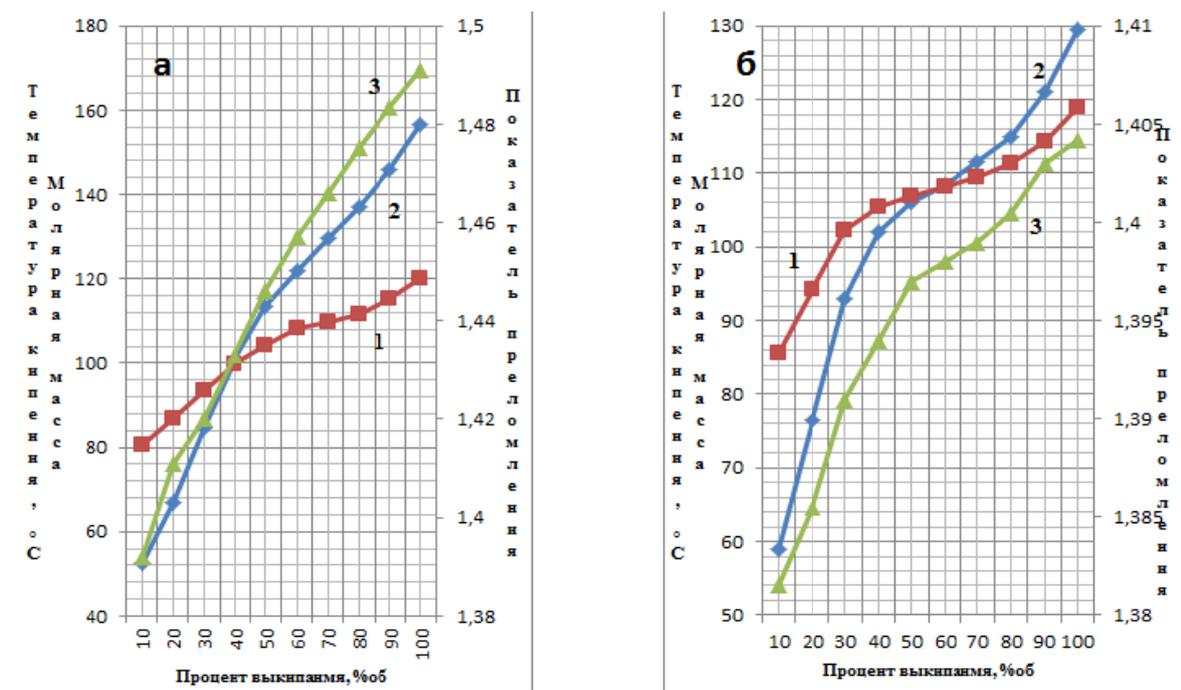


Рис. 2. Кривые распределения молярной массы (1), температуры кипения (2) и показателя преломления (3) бензинов: каталитического риформинга (а) и сернокислотного алкилирования (б)

Предлагаемая усовершенствованная методика основана на определении температур кипения и показателей преломления узких фракций нефтяных систем, позволяет получить данные о их средней молярной массе, температуре кипения, а также дает информацию об элементном составе испытуемых нефтепродуктов.

Список литературы

1. Ахметов С.А. Моделирование и инженерные расчеты физико-химических свойств углеводородных систем/ С.А. Ахметов, А.Р. Гайсина. – СПб.: Недра, 2010. – 128 с.;
2. Самойлов Н.А. Моделирование в химической технологии и расчет реакторов: монография. – Уфа, 2005. – 224 с.;
3. Татаевский В.М. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов. – М.: Издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1960. – 414 с.

Флуориметрическое определение наличия нефтепродуктов в водах г. Красноярска

И.И. Косолапов¹

*Научный руководитель: аспирант Р.А. Ваганов
Сибирский федеральный университет*

На сегодняшний день Россия является одной из ведущих стран по добыче и транспортировке нефти и нефтепродуктов. Рост добычи нефти, увеличение объемов переработки и транспортировки сопровождается увеличением загрязнения окружающей среды. От 3 до 7 % нефтепродуктов, добытых или потребляемых, теряется безвозвратно в виде загрязнений [7]. Попадая в окружающую среду, нефтепродукты претерпевают целый ряд сложных трансформаций, многие из которых представляют угрозу для жизни человека. Любой из классов нефтепродуктов может стать вредной примесью, загрязняющей воду. В малых концентрациях такое загрязнение может влиять на вкус и запах воды, при больших – образуются нефтяные пятна, которые могут стать причиной экологической катастрофы.

Цель работы: изучить воду в различных районах и из различных источников в г. Красноярске на наличие нефтепродуктов и сделать вывод о степени загрязнённости.

Задачи:

- Отобрать пробы воды из р. Кача, р. Енисей (отбор проб произвести в двух местах реки: в произвольном и в районе нефтебазы КНП) и из водопровода в Октябрьском районе;
- При помощи аппарата «Флюорат-02» провести опыт, показывающий наличие (или отсутствие) нефтепродуктов в пробах;
- Сделать вывод о наличии различных нефтепродуктов в различных пробах воды.

Флуориметрический метод основан на экстракции нефтепродуктов гексаном, очистке при необходимости экстракта с последующим измерением интенсивности флуоресценции экстракта, возникающего в результате оптического возбуждения. Данный метод отличается экспрессивностью, малыми объемами анализируемой пробы, отсутствием значимых мешающих влияний липидов и высокой чувствительностью. В формировании аналитического сигнала участвуют только ароматические углеводороды, так как они обладают различными условиями возбуждения и регистрации флуоресценции, и можно наблюдать изменение спектра флуоресценции экстракта в зависимости от длины волны возбуждающего света. Сдвиг возбуждающего излучения в коротковолновую область (270-290 нм) и ре-

¹ © Косолапов И.И., 2015.

гистрация флуоресценции в области 300-330 нм позволяет уменьшить зависимость аналитического сигнала от типа нефтепродукта. В этой спектральной области аналитический сигнал формируют ароматические углеводороды классов моно-, би- и некоторые трициклические соединения [4].

Значения относительной интенсивности флуоресценции различных нефтепродуктов приведены в табл. 1 [5]. Данные значения были получены при градуировке анализатора «Флюорат-02» на основе рекомендованного стандартного образца, который представляет собой раствор турбинного масла Т-22 в гексане [3]. При проведении опытов особое внимание стоит обратить на отбор проб для вод, анализируемых на наличие нефтепродуктов.

Для проведения опытов были отобраны четыре пробы в разных частях г. Красноярск:

- Проба № 1 отобрана из крана водопроводной воды по адресу: проспект Свободный 82/6 (УЛК Института нефти и газа);
- Проба № 2 отобрана на реке Енисей в районе дома по адресу: улица Дубровинского, дом 114;
- Проба № 3 отобрана на реке Кача в районе дома по адресу: улица Сурикова, дом 54, корпус А.
- Проба № 4 отобрана на реке Енисей в районе нефтебазы ОАО «Красноярскнефтепродукт» по адресу: Тихий переулок, дом 1, корпус А.

Таблица 1

**Относительная интенсивность флуоресценции
различных нефтепродуктов
(при длине волны возбуждения 270 нм и регистрации – 310 нм)**

Наименование нефтепродукта	Относительная интенсивность флуоресценции
Мазут Ф-5	1,98
Масло турбинное ТП-22	1,00
Масло моторное ММ-8	0,96
Масло промышленное И-20	0,93
Масло моторное МС-20	0,77
Дизельное топливо летнее	0,92
Дизельное топливо зимнее	0,68
Керосин	0,24
Бензин АИ-92	0,09

Пользуясь преимуществами данного метода (в отношении использования малых проб анализируемой воды), для проведения испытаний берём по 10 мг каждой пробы и помещаем их в анализатор «Флюорат-02», анализ каждой пробы занимает примерно 40 минут (с учётом возможных погрешностей, связанных с различной степенью чувствительности к анализируе-

мым пробам)[6].Наличие нефтепродуктов в воде определяется при длине волны возбуждения 270 нм и длине волны регистрации 310 нм для всех проб [3].

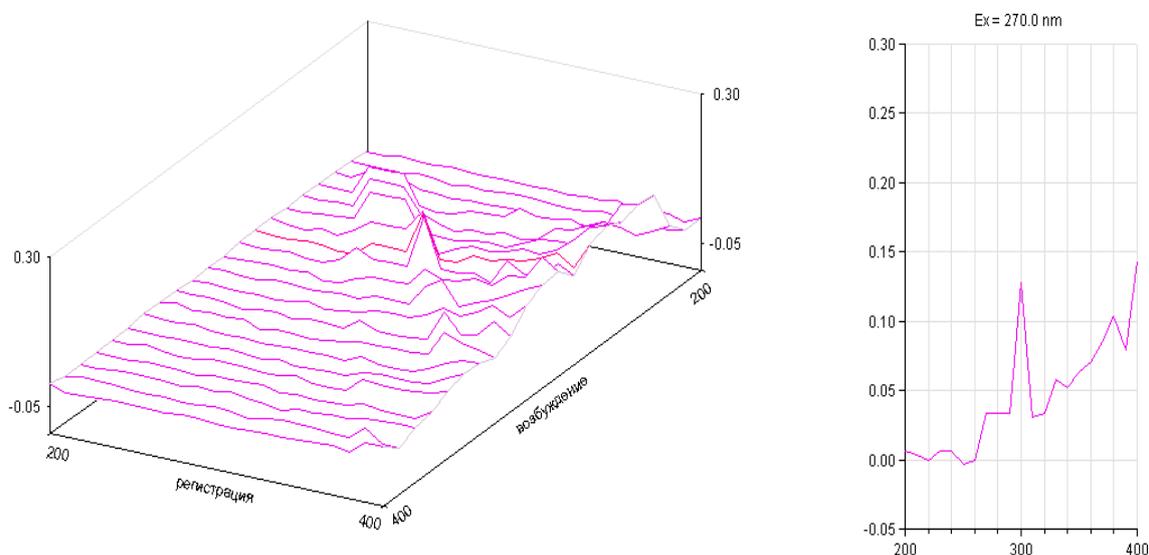


Рис. 1. Спектр флуоресценции пробы № 1

Для пробы № 1 значение относительной интенсивности флуоресценции составило 0,030519. Это свидетельствует о практическом отсутствии даже легких углеводородов.

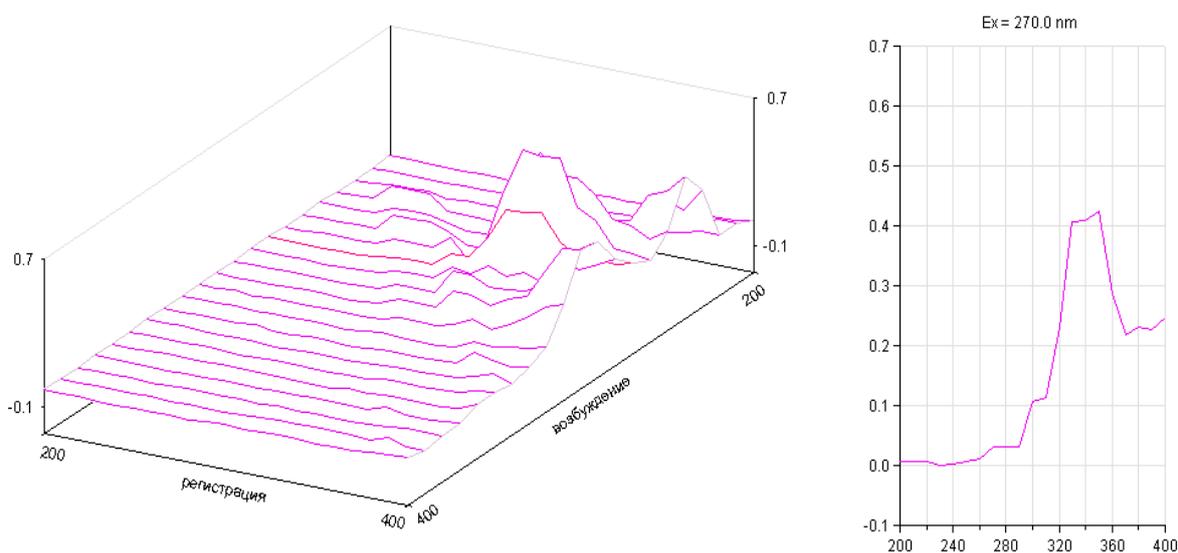


Рис. 2. Спектр флуоресценции пробы № 2

В пробе № 2 присутствует бензин АИ-92 и следы керосиновой фракции. Об этом свидетельствует полученное значение относительной интенсивности флуоресценции 0,112918.

Наибольшее значение относительной интенсивности флуоресценции получено в пробе № 3. Оно составило 0,189215, что говорит о наличие не

только следов бензина АИ-92, но и повышенном содержании тяжелых углеводородов керосиновой фракции.

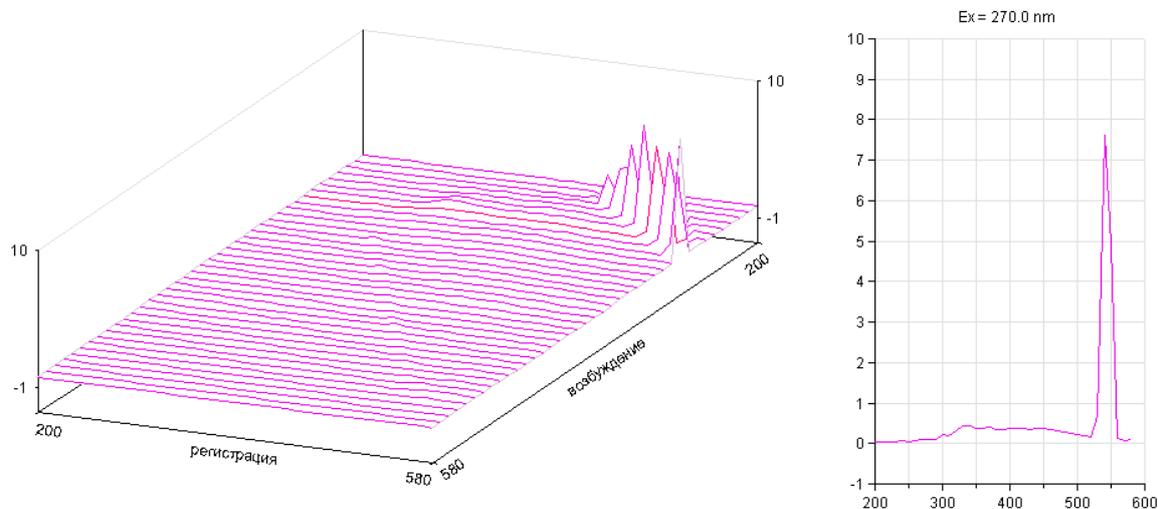


Рис. 3. Спектр флуоресценции пробы № 3

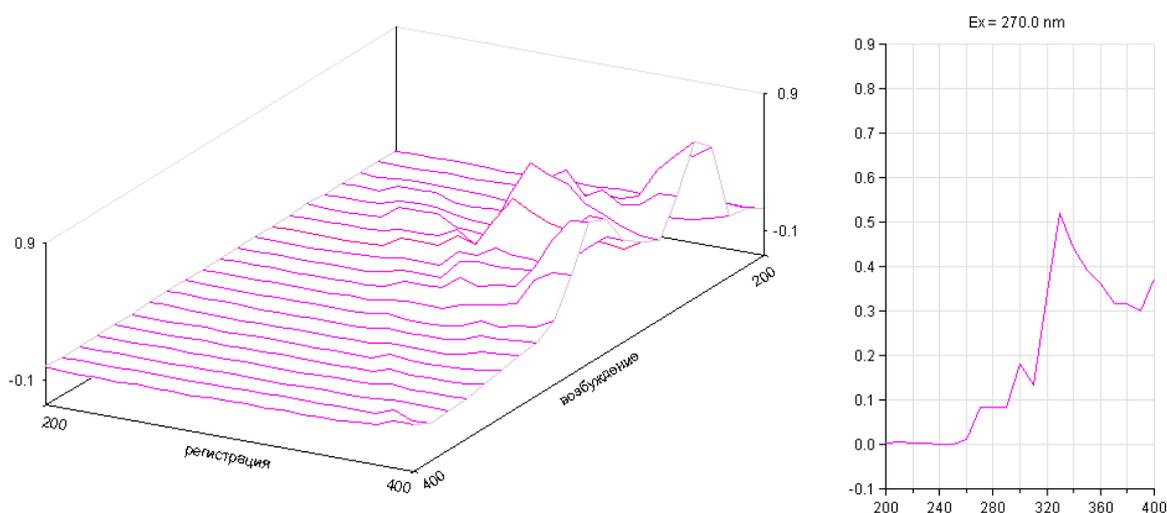


Рис. 4. Спектр флуоресценции пробы № 4

Проба № 4 характеризуется наличием бензина АИ-92. Относительная интенсивность флуоресценции составила 0,134281.

На основании полученных результатов опытов, проведенных на аппарате «Флюорат-02», можно сделать вывод о том, что легкие нефтепродукты обнаружены в трех пробах. В пробе водопроводной воды обнаружены незначительные следы легких нефтепродуктов, которые не превышают предельно допустимой концентрации. Данный факт свидетельствует о наличии хороших очистных сооружений в системе водоснабжения города.

Наибольшее содержание нефтепродуктов было обнаружено в реке Кача. Это связано с тем, что русло этой реки протекает в центре города Красноярска, то есть там, где проходят основные транспортные потоки го-

рода. Большое количество транспорта обуславливает повышенные выбросы отработанных газов двигателей внутреннего сгорания. В связи с тем, что топливо сгорает не полностью, наряду с CO_2 и водой в отработанных газах присутствуют пары несгоревшего топлива. Это и является основной причиной загрязнения как атмосферы, так и водных ресурсов.

Также хотелось отметить сравнительно малое содержание нефтепродуктов в реке Енисей в районе нефтебазы, что свидетельствует об экологичности предприятия. Таким образом, проведенная работа показала наличие нефтепродуктов как в водопроводной воде, так и в воде рек Енисей и Кача.

Список литературы

1. ГОСТ 17.1.4.01-80. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах.
2. СанПиН 2.1.4.559-96. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 1996.
3. ГОСТ Р 51797-2001. Вода питьевая. Метод определения содержания нефтепродуктов.
4. ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества.
5. ISO 9377-2:2000. Water quality. Determination of hydrocarbon oil index. Part 2: Method using solvent extraction and gas chromatography.
6. ПНД Ф 14.1:2:4.128-98. Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природной, питьевой и сточной воды флуориметрическим методом на анализаторе жидкост и «Флюорат-02». М.:1998.
7. Лейте В. Определение органических загрязнений питьевых, природных и сточных вод. М.: Химия, 1975, 200 с.

ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

УДК 007.3

Учет теплообменных процессов в моделях магистральных нефтепроводов в пакете Matlab/Simscare

А.Г. Миронов¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук Е.Д. Агафонов
Сибирский федеральный университет*

Магистральный нефтепровод – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта [1].

Эксплуатация магистрального нефтепровода, а именно управление режимами работы, обеспечение безопасности и энергоэффективности, требует привлечения математических моделей. В качестве основного подхода к построению моделей технологических режимов перекачки нефти в АО «Транснефть – Западная Сибирь» в настоящее время принимается процедура создания статических моделей течения нефти.

Практика эксплуатации магистрального нефтепровода показывает, что среднее время, в течение которого происходит переход от одного стационарного технологического режима к другому, нередко превышает время работы в рамках какого-либо из стационарных режимов. Вследствие этого для эффективного управления процессами, планирования расхода энергоресурсов возникает необходимость в построении нестационарных гидродинамических моделей, описывающих переходные процессы в магистральном трубопроводе.

Для построения гидродинамических моделей процессов в магистральном трубопроводе в данной работе предлагается использовать Simscare, средство моделирования физических систем, входящее в инструментарий пакета математических вычислений Matlab. В нем реализован принцип визуального программирования: модель выстраивается путем соединения стандартных библиотечных либо создаваемых пользователем виртуальных бло-

¹ © Миронов А.Г., 2015.

ков. Каждый блок представляет собой модель физического объекта (электрического, гидравлического, механического и т.д.) или явления и описывается соответствующими уравнениями, как алгебраическими, так и дифференциальными. Пользователь имеет возможность задавать параметры модели и отдельных её блоков, например, реологические характеристики жидкости, геометрические размеры элементов трубопровода и так далее [2].

В рассматриваемом инструменте имеется возможность моделирования термогидравлических процессов, происходящих в трубопроводе, необходимые для этого модули собраны в термогидравлической библиотеке ThermalLiquid. Для настройки параметров жидкости в блоке *Thermal_Liquid_Settings (TL)* необходимо задать зависимости восьми параметров жидкости от температуры: плотность, вязкость, температура, внутренняя энергия, теплопроводность, изотермический объемный модуль и т.д. На практике получить данные зависимости достаточно сложно, это требует обширных лабораторных исследований, включая те, которые не предусмотрены в компании АО «Транснефть – Западная Сибирь». Данная работа посвящена созданию альтернативной, более простой библиотеки, позволяющей учитывать теплообменные процессы в моделях магистральных нефтепроводов на основании методик, принятых на предприятиях нефтегазовой отрасли в России [3].

Распределение температуры нефти или нефтепродукта вдоль профиля трубопровода $\frac{dT}{dx}$, имеющего плотность ρ , в стационарном режиме перекачки определяется формулой В.Г. Шухова:

$$GC_v \frac{dT}{dx} = \pi K d (T_{нар} - T) \quad (1)$$

где $T_{нар}$ – наружная температура; G – массовый расход жидкости; C_v – удельная теплоемкость; d – внутренний диаметр трубопровода; K – коэффициент теплопередачи от жидкости, текущей в трубопроводе, к окружающей среде.

Если помимо теплопередачи от нагретой жидкости в окружающую среду рассматривается также выделение тепла в вязкой жидкости за счет сил внутреннего трения ее слоев друг о друга (диссипативный разогрев), формула Шухова представляется в виде:

$$GC_v \frac{dT}{dx} = \pi K d (T_{нар} - T) + G g i \quad (2)$$

где i – гидравлический уклон; g – ускорение свободного падения.

Изменение кинематической вязкости ν (m^2/c) нефтей и нефтепродуктов в зависимости от температуры T ($^{\circ}C$) можно рассчитать по формуле Рейнольдса-Филонова:

$$\nu(T) = \nu_1 \cdot e^{-k(T-T_1)}, \quad (3)$$

где ν_1 – вязкость жидкости при температуре T_1 , а коэффициент k (1/°C) зависит от индивидуальных свойств жидкости. Для определения k достаточно знать вязкость ν_2 жидкости хотя бы еще при одном значении T_2 температуры:

$$k = \frac{\ln(\nu_1 / \nu_2)}{T_2 - T_1}. \quad (4)$$

Для расчета плотности в зависимости от температуры используется следующая формула:

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \xi(20 - T)], \quad (5)$$

где ξ – коэффициент объемного расширения; T – температура; ρ_{20} – плотность жидкости при 20 °C [3].

Создадим пользовательский блок *Hydraulic_Resistive_Tube*, который выполняет расчеты согласно формулам (2)-(5), а также учитывает падение давления из-за гидравлического сопротивления, местных сопротивлений и разности геодезических отметок трубы. Гидродинамические процессы сегмента трубы будут рассчитываться при начальных (задаваемых) реологических свойствах жидкости (ρ_0, ν_0), которые соответствуют температуре в начале данного участка T_0 . В последнем блоке сегмента (*Hydraulic_Resistive_Tube*) значение температуры будет пересчитываться согласно формуле (2), будут меняться модельные значения плотности и вязкости в зависимости от температуры в соответствии с формулами (3-5). Полученные конечные реологические свойства являются начальными для следующего сегмента. При изменении температуры в начале трубопровода изменение свойств жидкости температуры в соответствующем участке трубопровода будет распространяться с задержкой, равной величине τ :

$$\tau = \frac{L}{v}, \quad (6)$$

где L – длина участка трубопровода; v – скорость течения жидкости в соответствующем участке.

Для иллюстрации результатов настоящего исследования построим две модели трубопровода: модель, учитывающую и не учитывающую температурное воздействие на реологические свойства нефти. Приняты следующие параметры трубопровода: $L = 100$ км, $D = 1000$ мм, $\Delta = 0,2$ мм. По трубопроводу перекачивается нефтепродукт со следующими реологическими характеристиками: плотность $\rho_{20} = 850$ кг/м³, вязкость при темпера-

туре $\nu_{20} = 40$ сСт, $\nu_{70} = 5,3$ сСт. Перекачка осуществляется с расходом $1,5 \text{ м}^3/\text{с}$, давление в конце трубопровода 2 атм. Температура начального подогрева $T_0 = 65$ °С, температура грунта $T_{нар} = 8$ °С, коэффициент теплопередачи K равен $1,25 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ °С})$. Представим зависимости давлений от координаты сечения на рис. 1.

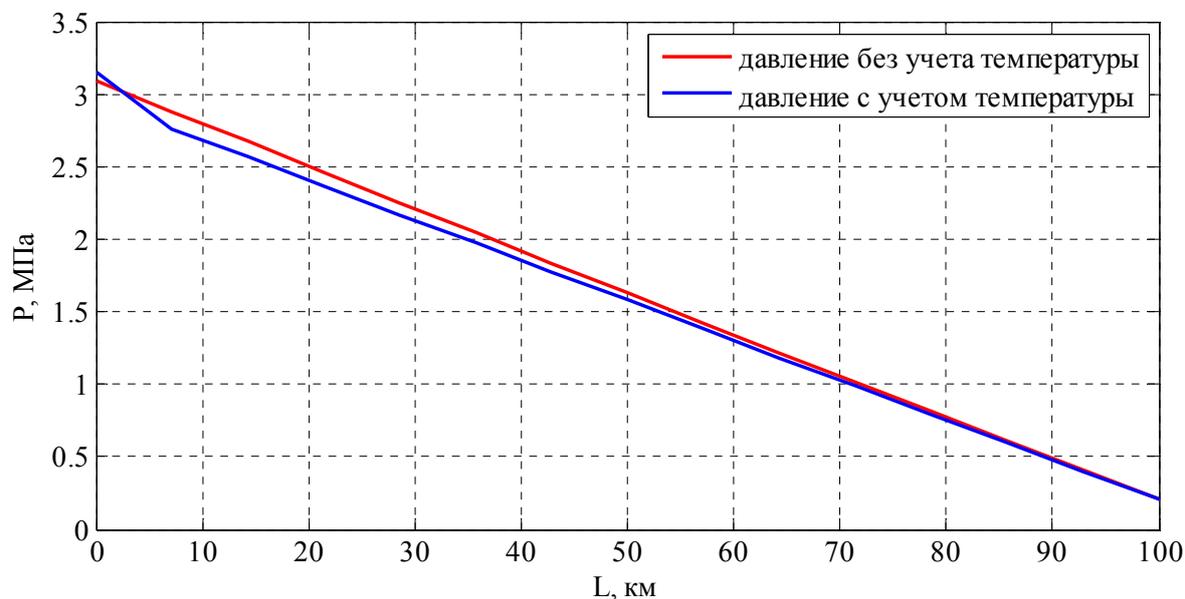


Рис. 1. Зависимости давлений от координаты сечения

На рисунке 1 видно расхождение давлений, полученных с помощью разных моделей. Наибольшая разница наблюдается в начале участка. По мере приближения к концу участка расхождение уменьшается из-за того, что давление в конце одинаковое в обеих моделях.

Результатом работы является создание библиотеки, позволяющей учитывать теплообменные процессы в магистральных трубопроводах. Была повышена точность расчета моделей за счет учета температурного воздействия на реологические свойства нефти.

Список литературы

1. РД-01.120.00-КТН-228-06. Магистральный нефтепроводный транспорт. Термины и определения.
2. Агафонов Е.Д., Безбородов Ю.Н., Миронов А.Г. Об особенностях использования системы Matlab/SimHydraulics в задаче построения моделей магистральных нефтепроводов// Вестник КузГТУ. – 2014. – № 3. – С. 76-81
3. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие. – М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

Анализ эффективности методов борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения

А.А. Салимов¹

*Научный руководитель: М.Т. Нухаев
Сибирский федеральный университет*

Нефть представляет собой сложную и разнообразную смесь различных углеводородов, как легких, так и тяжелых, находящихся в термодинамическом равновесии при пластовых условиях. Поэтому на некоторых месторождениях добыча нефти не сопровождается выделением парафина, тогда как на остальных осложнена образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Нефтепромысловые АСПО представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из парафина, церезина, смол и асфальтенов.

Асфальтены – в стандартных условиях порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше ее вязкость. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде.

Смолы – жидкости или пластические вещества высокой плотности и вязкости с молекулярным весом от 450 до 1500. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах.

Церезины – смесь твердых алканов с числом атомов углерода в молекуле от С35 до С55. Растворяются в пентане, гексане, гептане и других углеводородах.

Парафины – смесь твердых углеводородов (твердые в обычных условиях) с числом атомов в молекуле от С16 до С35. Растворяются в насыщенных углеводородах – пентане, гексановой фракции, гептане.

АСПО начинают выделяться в нефти (кристаллизоваться) в стадии подъема на поверхность, главным образом при снижении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином. Кроме того, при определенных термобарических условиях асфальтены начинают откладываться в пласте и кольматируют призабойную зону скважины.

Нефти основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения имеют высокое содержание асфальтенов (более 3 %) при относительно низком содержании смол (1,26 – 2,79 %). В этих условиях наблюдается низкая агрегативная стабильность нефти. При изменении термобарических

¹ © Салимов А.А., 2015.

условий нарушение стабильности приводит к выпадению асфальтенов и формированию АСПО асфальтенового и смешанного типов при подъеме нефти по стволу скважины. Критической концентрацией, выше которой наблюдается выпадение асфальтенов из нефти Ванкорского месторождения, для пласта Як III-VII является величина – 6-7,5 %, а для нефти пласта НХ III-IV – 0,5 -0,7 %.

Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин. При среднем содержании парафинов в нефти – 3,72 % температура насыщения нефти парафином составляет 14 – 15 °С. Выделенный из нефти Ванкорского месторождения парафин имеет температуру плавления 40-50 °С и химическую формулу $C_{21,3}H_{44,6} - C_{27,4}H_{56,8}$.

На интенсивность парафинообразования влияют следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное разгазирование;
- снижение температуры в стволе скважины по мере приближения к поверхности;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить либо отрыв кристаллов парафина с поверхности, либо, напротив, их осаждение;
- изменения состава каждой фазы смеси и соотношения объемов фаз;
- шероховатость поверхности;
- адсорбционные процессы, обусловленные присутствием в нефти смолистых компонентов, обладающих высокой адгезией к металлической поверхности.

Образование АСПО происходит преимущественно из-за снижения температуры и давления в процессе подъема нефти по стволу скважины. Растворимость АСПО уменьшается, начинается кристаллизация парафина. Поскольку теплоизоляция лифтовых труб практически не осуществляется, АСПВ интенсивно осаждаются на поверхности нефтепромыслового оборудования. По мере их накопления производительность скважин снижается вплоть до полного прекращения добычи.

В целом образование АСПО приводит:

- к снижению притока нефти, уменьшению межремонтного периода работы скважин (МРП), эффективности работы насосных установок, а также пропускной способности нефтепроводов;
- к ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП, снижению притока нефти к забою за счет резкого повышения гидравлических сопротивлений при добыче нефти и, соответственно, к уменьшению МРП;

- к снижению эффективности работы насосных установок, систем хранения нефти и пропускной способности нефтепроводов;
- к запечатыванию АСПО остаточной нефти в пластах, прилегающих к ПЗ.

Исходя из выше сказанного и учитывая практические результаты, следует, что для предотвращения отложения парафина при добыче, хранении и транспорте нефти целесообразно использовать:

- теплоизоляцию трубопроводов;
- подогрев нефти;
- поддержание пластового давления выше давления начала разгазирования;
- добычу нефти в устойчивом турбулентном режиме;
- повышение растворяющей способности нефти за счет использования нефтяных растворителей;
- эффективные покрытия оборудования;
- перемешивание нефти в емкостях;
- ингибиторы парафиноотложений.



Технологии удаления АСПО.

Технология удаления АСПО скребокванием.

Для удаления АСПО из эксплуатационных скважин месторождения в настоящее время используется скребоквание по технологии группы компаний «Каскад» с использованием фрезерного скребка СФ-99, выполненного в виде установленных на валу режущих головок, которые приводятся во вращение движущимся газожидкостным потоком. Размеры и число режущих головок подбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений. Из недостатков данного метода можно отметить: 1) При очистке остается слой АСПО, равный разности

между внутренним диаметром НКТ и диаметром фрезы (3-4 мм); 2) Очистка производится только с внутренней стороны НКТ, что не эффективно на скважинах, фонтанирующих по затрубному пространству.

Технология удаления АСПО обработкой скважин горячей нефтью.

Основной задачей проведения технологических промывок по графику горячей нефтью на скважинах Ванкорского месторождения является удаление («смыв») асфальтеносмолопарафиновых отложений с внешней поверхности НКТ на скважинах, фонтанирующих по затрубному пространству.

Из опыта проведения ГО видно, что её применение по затрубному пространству не всегда эффективно. Прямые промывки обладают достаточной успешностью, но есть риск потери циркуляции через электроприводный центробежный насос (ЭЦН) с последующим уходом в клин. Решить вытекающую проблему можно лишь с помощью подачи ингибитора парафиноотложения на установку электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) либо постановкой скважны на ПРС.

Технология удаления АСПО применением греющего кабеля «Warm-Stream».

Термоэлектрическая установка «Warm-Stream» предназначена для термического воздействия на флюид с целью снижения его вязкости, предупреждения АСПО и гидратообразований по стволу нефтедобывающих скважин. Основной задачей является управляемое поддержание температуры потока добываемой жидкости на 3-5 градусов выше температуры насыщения нефти парафином.

Греющий кабель предназначен для использования в скважинном пространстве в среде, содержащей нефть, газ, газоконденсат, воду пластовую с содержанием H_2S , CO_2 до 0,003 %.

Исходя из опытно-промышленных испытаний можно сделать следующие выводы.

Технологический эффект от применения установок греющего кабеля в основном выражается в изменении интервалов посадок фрезы при очистке колонны НКТ, при этом межочистной период не увеличивается. Величина оплаты услуг «Каскад» не изменяется.

80 % скважин, оборудованных ГКЛ, эксплуатируют пласт НХ 1, на котором преобладают отложения асфальтенового типа, имеющие более высокую температуру плавления, по сравнению с отложениями парафинового типа, как следствие температуры прогрева недостаточно для удаления асфальтенов.

Анализ данных показывает, что применение ГКЛ влечет дополнительные затраты при сомнительной эффективности.

Технология удаления АСПО применением гладких покрытий НКТ.

Для создания полимерного покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен,

фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость (в т.ч. в высокоминерализованных средах) и длительный срок службы.

Характерное свойство покрытия – очень высокая эластичность, оно устойчиво к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто. При очистке и ремонте НКТ допустимы кратковременная обработка паром с температурой до 200 °С и кислотная промывка.

В целом, гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и, как следствие, энергозатраты на подъем нефти на поверхность. Применение НКТП (НКТ с полимерным покрытием) позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке.

В большинстве случаев причиной возникновения дефектов покрытия является нарушение правил эксплуатации (режимов тепловой обработки, кислотных промывок и т.д.), а также повышенное содержание механических примесей в добываемой продукции.

Рассматривая использование защитных покрытий и стеклопластиковых НКТ на скважинах Ванкорского месторождения, а также учитывая положительные и отрицательные стороны использования данного вида защиты, считаю целесообразным проведение опытно-промышленных испытаний насосно-компрессорных труб с использованием полимерных покрытий.

Технология удаления АСПО промывкой растворителем.

Для предотвращения выпадения АСПО применяют ингибиторную защиту, сущность которой заключается в дозировании химического вещества в добываемую продукцию с помощью специализированных дозирующих устройств, при этом на поверхности оборудования образуется гидрофильная плёнка, препятствующая адгезии кристаллов парафина. Ингибиторы АСПО также способствуют изменению структуры кристаллов парафина, что исключает возможность их плотной упаковки в процессе кристаллизации, и поддерживают АСПВ во взвешенном состоянии на всем пути движения нефти. Применение растворителей относится к одному из высокоэффективных способов удаления АСПО, поскольку практически никогда не вызывает осложнений при технологических обработках.

На Ванкорском месторождении совместно со специалистами ОАО «НИИнефтепромхим» проведены опытно-промышленные испытания удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А (производства ОАО «НИИнефтепромхим»). Исследованию подвергались 5 добывающих скважин с различными интервалами отложений.

В ходе опытно-промышленных исследований выявилось, что:

применение СНПХ-7р-14А позволяет качественнее удалять АСПО, по сравнению с механической очисткой скребком (фрезой), так как при механической очистке остается слой АСПО, равный разности между внутренним диаметром НКТ и диаметром фрезы (3-4 мм), в то время как очистка реагентом СНПХ-7р-14А удаляет этот слой.

Удалитель парафиноотложений можно применять путем прямой закачки в трубное пространство скважин (НКТ) и путем закачки через затрубное пространство с последующей продавкой реагента через прием ЭЦН до интервала отложений.

Расход реагента зависит от степени запарафинивания НКТ. Для скважин со средней степенью запарафинивания закачку можно проводить через затрубное пространство или непосредственно в НКТ на интервал образования отложений. Для сильно запарафиненных скважин закачку необходимо проводить непосредственно в НКТ на интервал образования отложений с остановкой на реагирование. Расход реагента при закачке через затрубное пространство необходимо рассчитывать как 20-30 % от объема НКТ (2-3,5 м³). Расход реагента при закачке в НКТ необходимо рассчитывать по интервалу образования отложений (если известно) как 30-40 % от объема НКТ (при сильном запарафинивании) или как 20-30 % от объема НКТ (при средней степени запарафинивания).

Применение удалителя СНПХ-7р-14А позволяет увеличить межочистой период работы скважин в 2-3 раза.

Из результатов анализа существующих методов борьбы с парафинами на скважинах Ванкорского месторождения можно сделать следующие выводы.

На сегодняшний день невозможно полностью отказаться от механизированных способов борьбы с парафинами, так как прочие методы не исключают, а лишь увеличивают межочистой период;

реагент СНПХ-7р-14А эффективно удаляет АСПО. Результаты испытаний являются положительными. Удалитель парафиноотложений СНПХ-7р-14А рекомендуется к применению для очистки скважин Ванкорского месторождения;

промывки скважин по затрубному пространству не всегда эффективны. Прямые промывки обладают достаточной успешностью, но есть риск потери циркуляции через ЭЦН с последующим уходом в клин, что ставит под сомнение использования ГО на постоянной основе (регулярно по графику проведения технологических работ);

применение установки греющего кабеля влечет дополнительные затраты при сомнительной эффективности;

рассматривая использование защитных покрытий и стеклопластиковых НКТ на скважинах Ванкорского месторождения, а также учитывая положительные и отрицательные стороны использования данного вида защиты, считаю целесообразным проведение опытно-

промышленных испытаний насосно-компрессорных труб с использованием полимерных покрытий.

УДК 620.197.3

Ингибиторная защита как разновидность антикоррозионных мероприятий для внутрипромысловых нефтепроводов

Н.А. Новосёлова¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук, профессор Н.Ф. Орловская
Сибирский федеральный университет*

В настоящее время ингибирование внутрипромысловых нефтепроводов является основным методом защиты от внутренней коррозии. Так, например, в нефтяных компаниях, разрабатывающих нефтяные месторождения в Красноярском крае, доля трубопроводов, защищаемых от внутренней коррозии при помощи ингибиторов, достигает 50 % и более.

Однако недостаточное совершенство методик лабораторного тестирования, опытно-промышленных испытаний и коррозионного мониторинга приводит к тому, что, несмотря на широкое применение, ингибиторная защита не является гарантом отсутствия аварий и инцидентов, связанных с разгерметизацией трубопроводов из-за сквозной внутренней коррозии [1].

На нефтяных месторождениях Красноярского края проводятся испытания для выявления эффективности ингибиторов коррозии средствами коррозионного мониторинга. Однако такая форма проведения контроля коррозии не дает представления об эффективности действия ингибиторов в «экстремальных условиях». Следовательно, выбор методов и условий лабораторных испытаний приобретает ключевое значение. Условия и механизмы протекания коррозии заметно различаются в зависимости от происхождения углеводородного сырья и назначения трубопроводов. Поэтому для конкретного типа нефтепромысловых трубопроводов и месторождений должны быть разработаны методы испытаний.

Цель данной работы – выявить особенности скважинной нефти Ванкорского месторождения, разработать методику, позволяющую определить эффективность ингибиторов коррозии в лабораторных условиях за короткий промежуток времени, с возможностью оценки проявления защитного действия ингибиторов в «экстремальных» условиях. Провести лабораторные испытания по определению эффективности ингибиторов коррозии и сравнительный анализ образцов.

¹ © Новосёлова Н.А., 2015.

1. Характеристика образцов скважинной нефти Ванкорского месторождения

В таблице 1 представлены физико-химические характеристики образцов нефти Ванкорского месторождения.

Таблица 1

Физико-химические характеристики образцов нефти Ванкорского месторождения [3]

Показатель	Нефть Ванкорского месторождения
Плотность при 20 °С, кг/м ³	901,4
Кинематическая вязкость, мм ² /с: при температуре 20 °С	81,68
при температуре 50 °С	19,65
Температура застывания, °С	< -45
Содержание, % мас. смола силикагелевых	9,5
Содержание, % мас. асфальтенов	0,3
Содержание, % мас. парафина	1,7
Содержание, % мас. серы	0,173
Содержание ванадия (ppm)	<2
Содержание никеля (ppm)	<1
Коксуемость, % мас.	1,77
Содержание хлорорганических соединений во фракции н.к.-204 °С, ppm	<5
Массовая доля, ppm: сероводорода	Отсутствие
Массовая доля, ppm: метил-, этилмеркаптанов	33

Ванкорская нефть – смолистая, битуминозная. Легкие углеводороды (бензиновая фракция) присутствуют в ванкорской нефти в количестве 10,4 % мас.

Для испытаний были представлены пробы скважинной нефти Ванкорского месторождения (табл. 2).

Все представленные пробы скважинной нефти имели в своем составе во взвешенном состоянии пластовую воду и незначительное количество механических примесей. Центрифугирование (рис. 1) позволило определить содержание воды:

нефть А – 0,3 % об.; нефть Б – 1,8 % об.; нефть В – 4,1 % об [4].

Пробы, представленные для испытаний

Условное обозначение пробы	А	Б	В
Скважина	230	935	703
Куст	100	2 бис	102



Рис. 1. Результаты центрифугирования нефти:
1-проба нефти Б; 2-проба нефти А, 3-проба нефти В [4].

2. Опасность содержания пластовой воды в нефти

Внутренняя коррозия обусловлена контактом трубопровода с жидкостью, протекающей в нем.

Пластовые воды содержат хлориды натрия, магния и кальция, а в некоторых случаях сульфиды, бромиды, йодиды и бораты. Наряду с O_2 и CO_2 в воде могут быть растворены элементарная сера, H_2S , меркаптаны и другие сероорганические соединения.

Из всех сернистых соединений по отношению к сталям наиболее агрессивен сероводород. Агрессивность остальных сернистых соединений обусловлена главным образом их способностью образовывать H_2S в результате распада.

Агрессивность пластовых вод увеличивается при наличии CO_2 . Это связано с понижением рН пластовой воды при растворении в ней углекислого газа.

Присутствие в пластовых водах кислорода (растворимость которого уменьшается с ростом минерализации вод) облегчает деполяризацию коррозионного процесса.

3. Разработка методики по определению эффективности ингибиторов коррозии

За основу был взят гравиметрический метод испытания ингибиторов коррозии [2]. Метод заключается в определении потери массы металлических образцов за время их пребывания в ингибированной и неингибиро-

ванной испытываемых средах с последующей оценкой защитной способности ингибитора по изменению скорости коррозии.

В качестве испытываемой среды была выбрана водная часть водно-нефтяной среды, так как представленные пробы скважинной нефти имели в своем составе во взвешенном состоянии пластовую воду. В лабораторных условиях оценку защитного действия ингибиторов рекомендуется проводить в моделях пластовых вод нефтяного месторождения, так как замена пластовых вод модельными средами позволяет повысить воспроизводимость результатов испытаний.

В данном случае использовалась модель минерализованной пластовой воды плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ состава, г/дм^3 : кальций хлористый 6-водный (34,00 г), магний хлористый 6-водный по ГОСТ 4209-77 (17,00 г), натрий хлористый по ГОСТ 4233-77 (163,00 г), кальций серноокислый 2-водный (0,14 г). Раствор готовим на дистиллированной воде [2].

В каждом режиме проводилось не менее двух параллельных испытаний на образцах в количестве не менее трех для каждого испытания. Время испытания образцов в ингибированной и неингибированной испытываемой среде должно быть равным (4 часа).

Для проведения испытаний рекомендуется применять плоские образцы (пластины) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.905-82, изготовленные из конструкционного металла или металла, близкого по химическому составу и структуре.

Поверхность образца шлифовали и обезжиривали ацетоном. Степень обезжиривания контролируют по полному смачиванию водой поверхности образца. После обезжиривания последующие операции с образцами проводили с помощью пинцета или фильтровальной бумаги.

Для активации поверхности образец погружали на одну минуту в раствор 15 %-ной соляной кислоты, затем тщательно промывали проточной и дистиллированной водой, высушивали фильтровальной бумагой, упаковывали в неё, выдерживали в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 24 часов и взвешивали на аналитических весах с погрешностью не более $0,0001 \text{ г}$ [2].

Испытания проводили в ячейке из коррозионно-стойкого материала, снабженной обратным холодильником, обеспечивающим возможность проведения длительных опытов без уменьшения объема жидкости. Ячейку погружали в водяной термостат. Термостат должен обеспечивать стабильную температуру в интервале от 20 до 90 °С с погрешностью не более $\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура испытываемой среды была принята равной 75°С. Концентрация ингибитора устанавливалась программой испытаний ($[c]= \text{мг/дм}^3$).

Для определения потери массы образцов их поверхность была очищена от продуктов коррозии. Применялся механический способ очистки:

щетка, абразивная шкурка мелкой зернистости. Затем проводили обезжиривание ацетоном.

Ингибитор может быть рекомендован к стендовым испытаниям, если при испытаниях водной части водно-нефтяной среды показал эффективность не менее 80 % [2].

4. Результаты лабораторных испытаний

Для проведения лабораторных испытаний по определению эффективности ингибиторов и сравнительного анализа были предоставлены пять образцов ингибиторов коррозии под номерами от одного до пяти соответственно.

Состав ингибиторов коррозии:

- третичные диметиламины;
- диметилалкиламины;
- растворитель – метанол, типичная масса сухого остатка около 10 %.

Точный состав ингибиторов не раскрывается производителями, поэтому при проведении эксперимента ограничились только условными номерами проб без коммерческого названия.

Свойства и эффективность ингибиторов различны по причине различного содержания аминов (может изменяться, как правило, от 10-30 %). Могут добавляться стабилизирующие добавки.

В таблице 2 представлены результаты лабораторных испытаний по определению эффективности ингибиторов коррозии.

Таблица 2

**Результаты лабораторных испытаний
по определению эффективности ингибиторов
(во всех случаях взято среднее значение массы образца
при проведении двух параллельных испытаний на образцах
в количестве не менее трех для каждого испытания)**

№	$S, м^2$	$M_1, г$	$M_2, г$	$M_1 - M_2, г$	$V_{к.н.}, г/м^2 \cdot ч$	$V_{к.и.}, г/м^2 \cdot ч$	Z, %
0	0,093	10,4036	10,3654	0,0383	0,1028	-	-
1	0,093	10,3644	10,3496	0,0148	0,1028	0,0398	61,3
2	0,093	10,3333	10,3243	0,0089	0,1028	0,0241	76,6
3	0,093	10,3209	10,3148	0,0061	0,1028	0,0164	84,1
4	0,093	10,3155	10,3042	0,0093	0,1028	0,0249	75,8
5	0,093	10,3024	10,2858	0,0167	0,1028	0,0448	56,5

Примечание: *0 – без применения ингибитора; $S, м^2$ – площадь образца; M_1 и $M_2, г$ – масса образца до и после испытания соответственно; $M_1 - M_2, г$ – потери массы образца; $V_{к.н.}$ и $V_{к.и.}, г/м^2 \cdot ч$ – скорость коррозии в неингибированной и ингибированной среде соответственно; Z, % – степень защиты ингибитора коррозии.

На рисунке 2 представлена информация об эффективности ингибиторов в процентах.

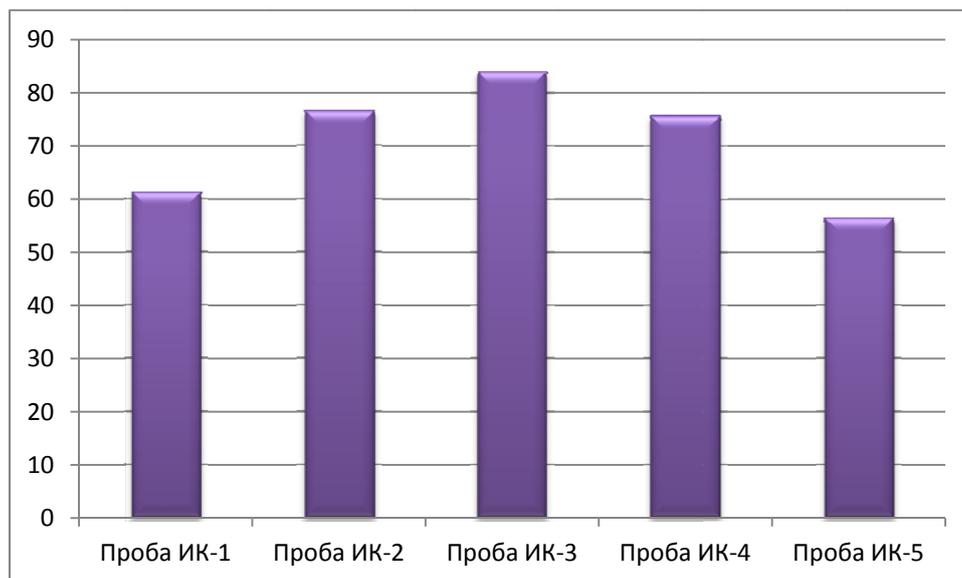


Рис. 2. Степень защиты ингибиторов, %

На рисунке 2 видно, что наибольшая эффективность была проявлена пробой 3 (степень защиты = 84,1 %), данный ингибитор коррозии может быть рекомендован к стендовым испытаниям. Наименьшая эффективность была проявлена пробой 5. Близкую к 80 % степень защиты проявили пробы 2 и 4.

Выводы: Испытания по определению эффективности ингибиторов коррозии проведены с помощью разработанной методики, которая позволяет отследить степень защиты ингибитора в «экстремальных» условиях (при малой концентрации и избытке пластовой воды в нефти, поступающей из скважины). К достоинствам методике относится сокращение времени проведения испытания до 4 часов.

Список литературы

1. Андреев Н.Н., Сивоконь И.С. Эффективность промышленно применяемых ингибиторов коррозии в Западно-Сибирском регионе и результаты лабораторного тестирования//Территории нефтегаз. № 9. 2013, С. 1-3
2. ГОСТ 9.506-87 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. – Введ. 01.01.2002. – Москва 2012, 18 с.
3. Рахманько Е.Н., Елашева О.М., Плешакова Н.А. и др. Нефть Юрубчено-Тохомского месторождения в сопоставлении с нефтями Ванкорского месторождения // Технология нефти и газа. № 1. 2011. С. 14–20.
4. Сабирьянова К.Ф. Применение растворителей и ПАВ для удаления смолопарафиновых отложений при высоком содержании механических примесей и пластовой воды. С. 1-2.

Исследование возможности транспортировки тяжелой нефти в водоземulsionном состоянии

В.С. Корованец¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук Г.Н. Чурилов
Институт физики им. Л. В. Киренского СО РАН
Сибирский федеральный университет*

В настоящее время нефть – это горюче-смазочные материалы, универсальное химическое сырье для производства огромного количества химических продуктов и потребительских товаров [2].

Наряду с легкой нефтью, которая обладает низкой вязкостью и в связи с этим достаточно хорошо транспортируется, встречаются месторождения тяжелых, транспортировка которых затруднена.

Доля тяжелой нефти в России составляет 76,05 % от запасов тяжелой нефти в странах Африки и Евразии (рис. 1), а относительно общих запасов нефти в России составляет 70 % (рис. 2).

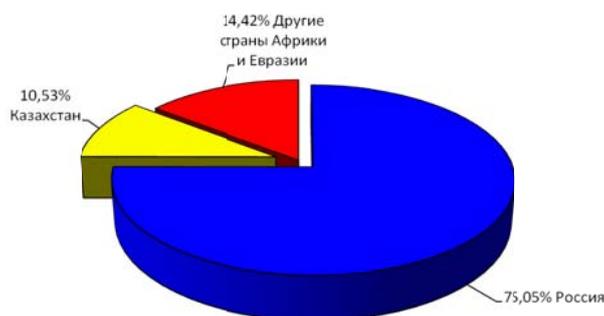


Рис. 1. Распределение высоковязкой нефти по странам мира



Рис. 2. Распределение высоковязкой нефти относительно общих запасов в России

Одной из основных проблем при использовании тяжелой нефти, которая обычно по ценности не уступает легкой нефти, является ее транс-

¹ © Корованец В.С., 2015.

портировка. Например, эта проблема существенна при перекачивании ее из одной емкости в другую.

Одним из способов добычи такой нефти из скважины является закачка горячей воды, приводящая к образованию – нефтяной эмульсии [1]. Этот метод заключается в том, что в скважину закачивается горячая вода, температура которой выше температуры кристаллизации парафина, в таком состоянии добывается из скважины. Этот метод связан с большими потерями энергии, так как требует разогрева больших объемов воды и нефти (рис. 3).

Диэлектрическая проницаемость воды – 81. В соответствии с этим, создавая переменное электрическое поле в среде, содержащей воду, мы можем осуществлять ее разогрев, а также и разогрев контактирующей с ней нефти. В веществе произойдет изменение вязкости, и это позволит транспортировать нефть с меньшими затратами.

В работе экспериментально проверяется возможность получения водонефтяных эмульсий тяжелых нефтяных фракций.

Описывается лабораторный вариант экспериментальной установки получения водонефтяных эмульсий на основе ТВЧ.

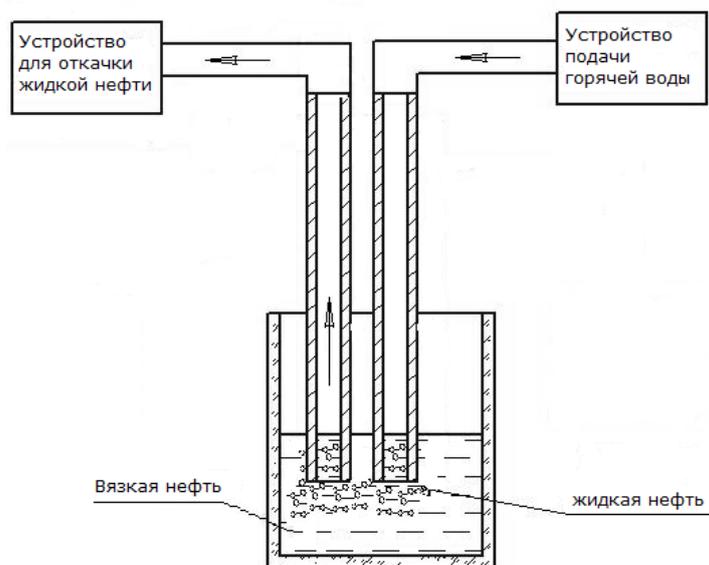


Рис. 3. Разжижение нефти путем закачки горячей воды

Цель работы – исследование возможности создания водонефтяной эмульсии на основе подачи воды с одновременным ее разогревом посредством токов высокой частоты в месте контакта воды и нефти.

Экспериментальная часть

Мы провели исследование получения водонефтяной эмульсии под действием высокочастотного поля и возможности ее подъема из скважины. Моделирование процесса мы выполнили на установке, представленной на рис. 4. Для получения высоких напряжений использовалась схема Штейн-

берга. Схема позволила изменять напряжение на нагрузке от 0 до 160 кВ на частоте 66 кГц.

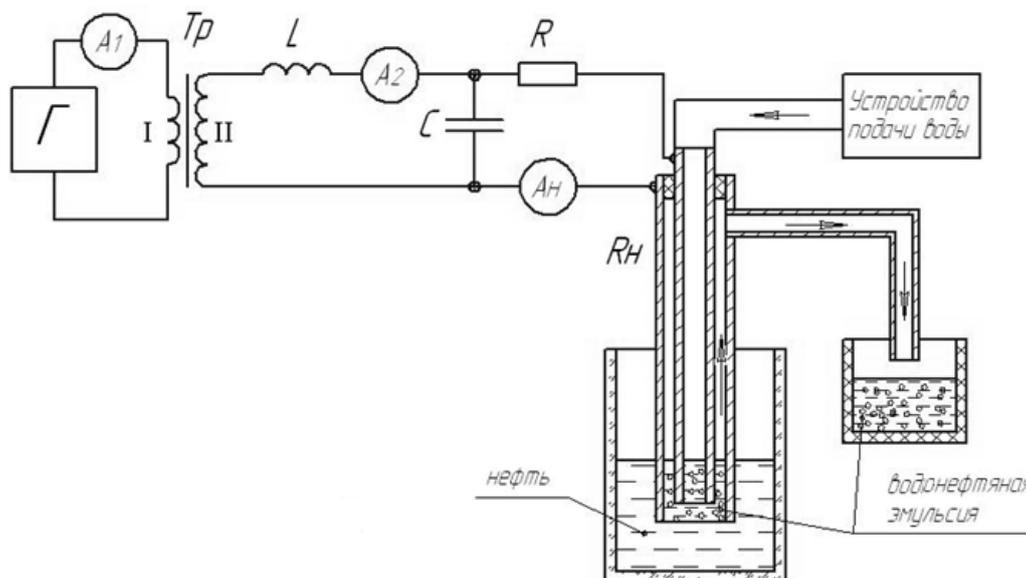


Рис. 4. Установка для демонстрации возможности получения водонефтяной эмульсии и её транспортировки

$$L = 1,3 \text{ мГн } C = 4400 \text{ пкф.};$$

$$R = 3,125 \text{ Ом.};$$

$$U_I = 840\text{В}; I_1 = 40 \text{ А}; U_{II} = 3360\text{В}; I_2 = 10\text{А};$$

$$U_C = 3000\text{В}; U_H = 2700\text{В}; I_H = 4,8 \text{ А}$$

При приведенных выше параметрах мощность, выделяющаяся в нагрузке, оставалась на уровне 13 кВт. Вскипание жидкости происходит за 5–6 секунд. Образовавшаяся водонефтяная эмульсионная жидкость поступает по трубопроводу из одного резервуара в другой со скоростью 0.3 л/мин. Макетирование показало, что таким методом можно поднимать тяжелую нефть в виде водонефтяной эмульсии из скважины или из резервуара.

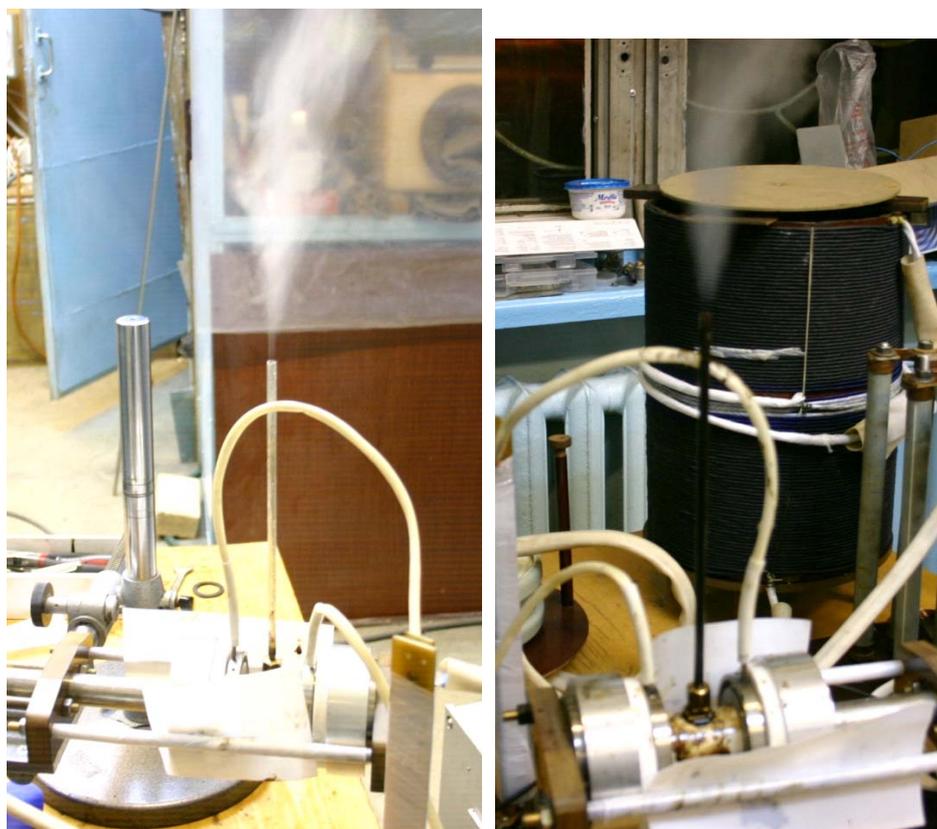
На рисунке 5 представлена фотография демонстрирующая образование паро- нефтяной эмульсии.

Так же, как и в установке, изображенной на рис. 4, здесь мы использовали схему Штейнберга.

Генератор высокой частоты был подключен к колебательному контуру, содержащему $L1$ и $C1$, настроенному на частоту 66 Гц. Параллельно конденсатору подключались металлические электроды, между которыми находился цилиндр, выполненный из диэлектрической трубы, заполненный нефтью и водой, (рис. 6).

Исследуемый образец: нефть и вода, взятые в количествах 85 и 15 объемных % соответственно. Камера выполнена из цилиндрической кера-

мической трубки с отверстием диаметром 10 мм, находящимся на середине образующей цилиндра. В это отверстие через герметичные уплотнители вставлялась кварцевая трубка с внутренним диаметром 3 мм и длиной более 0,7 метра. Через уплотнители его основания прижимались к металлическим пластинам – электродам. Electroды были расположены на фторопластовых держателях – изоляторах. Потребляемая мощность генератора составляла 3 кВт.



а

б

Рис. 5. Движение паро-нефтяной эмульсии по капилляру при воздействии электрического поля: 5а – в начальный момент времени, с выделением белого пара; 5б – с выделением черного пара



Рис. 6. Внешний вид камеры, заполняемой исследуемым образцом

Через 2-3 секунды после подачи напряжения на электроды с момента возникновения напряженности поля 1 кВ/см, начинал образовываться водяной пар, который поднимался по кварцевому капилляру. Через 10-15 секунд по трубе уже двигалась паро-нефтяная эмульсия. При конденсации пара образовывались нефтяные пятна диаметром 2 мм. Кварцевый капилляр не подогревался, а нефть конденсировалась на нем тонким слоем, не препятствуя транспортировке.

Этот эксперимент подтвердил возможность образования паро-нефтяной эмульсии, а также и возможность ее транспортировки вдоль вертикально расположенного трубопровода (кварцевой трубки).

Результаты

Таким образом, в работе на основе проведенных исследований показано, что применение тока высокой частоты позволяет создавать водонефтяную эмульсию и осуществлять подъем нефти из скважины, а также при ее транспортировке из одного резервуара в другой.

Таблица 1

Динамическая вязкость сырой нефти

Образец	Сырая нефть с Ванкорского месторождения до эксперимента	Сырая нефть с Ванкорского месторождения после эксперимента
Динамическая вязкость (мПа·с)	10,09	1,23

Список литературы

1. Аметов И.М. *Тепловое воздействие на пласт с применением горячей микрорародышевой воды* / И.М. Аметов, А.О. Богопольский, К.А. Коасари // НТЖ Нефть. Газ. Новации, № 4(04). 2001.
2. Эрих В.Н. *Химия и технология нефти и газа*, Химия «Издательское отделение», Ленинград, 1997. – 424 с.

Способ утилизации попутного нефтяного газа для месторождений Восточной Сибири при помощи забойного парогазогенератора

Д.А. Фомин, Д.Г. Лапин¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук Б.Б. Квеско
Сибирский федеральный университет*

В нашей работе рассматриваются наиболее эффективные и экологичные методы утилизации попутного нефтяного газа, а также нами разработан метод утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) при помощи забойного парогазогенератора.

По данным спутникового мониторинга, в России в 2014 г. по-прежнему на факелах сжигалось около 8 млрд м³ попутного нефтяного газа. Нереализованные прибыли, по данным Всемирного банка, составили порядка 3,6 млрд долл.

К факторам, препятствующим эффективной утилизации, следует отнести отсутствие существующей развитой инфраструктуры газопроводов; отсутствие поблизости достаточных перерабатывающих мощностей. По этим причинам полезная и эффективная утилизация на многих месторождениях становится попросту нерентабельной.

На сегодняшний день известны следующие способы утилизации.

1. Компрессорный транспорт газа: сдача сухого газа на газоперерабатывающий завод. Газ, извлекаемый из скважин вместе с сырой нефтью, является ценным источником сырья для химической промышленности. При первичной переработке сухого газа возможна подача газа потребителю, а широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) в нефтяной коллектор. Развиваются технологии модульных заводов по получению метанола (широко распространенный ингибитор гидратообразования) из метана на промыслах.

2. «Малая энергетика» на базе ПНГ – утилизация газа на газотурбинных электростанциях (ГТЭС) с выработкой электричества на нужды промыслов, для подогрева нефти, для газопроводов, насосов.

3. Переработка газа на синтетическое топливо – технология «GTL – gastoliquid»: получение стабильного газового бензина.

4. Закачка попутного нефтяного газа и его смесей в пласт для поддержания пластового давления и для повышения нефтеотдачи. Осуществление данного процесса связано со многими трудностями, такими как высокие капитальные затраты на сооружение компрессорных станций. К

¹ © Фомин Д.А., Лапин Д.Г., 2015.

тому же вытеснение нефти газом не эффективно по сравнению с вытеснением нефти водой.

Широко применяется поверхностный комплекс использования ПНГ для закачки теплоносителя в пласт.

Принцип работы комплекса

В циклонном реакторе установлены в два яруса горелочные устройства, при помощи которых создается температура 1200 °С. Данный температурный режим обеспечивает полное сгорание углеводородов, практически не сводит образование сажи и окислов азота. Образовавшиеся в процессе термообработки дымовые газы поступают в рекуперативный блок, в котором происходит нагрев теплоносителя. Для регулирования температуры в контуре на выходе из рекуперативного блока установлен аппарат воздушного охлаждения. Нагретый теплоноситель поступает в трубное, а пластовая вода в межтрубное пространство теплообменника. Пластовая вода нагревается до 70-75 °С, затем закачивается в пласт под давлением 150-200 атм.

Комплекс повышает нефтеотдачу (КИН) за счет термического воздействия на пласт, позволяет экономически выгодно использовать ПНГ без вреда для окружающей среды.

Однако данный метод применим лишь в неглубоких скважинах глубинами до 1000 м, так как при большей глубине происходят большие потери тепла, и поэтому нами разработан новый метод использования ПНГ для закачки теплоносителя в пласт, применимый для скважин с глубинами более 1000 м (рис. 1).

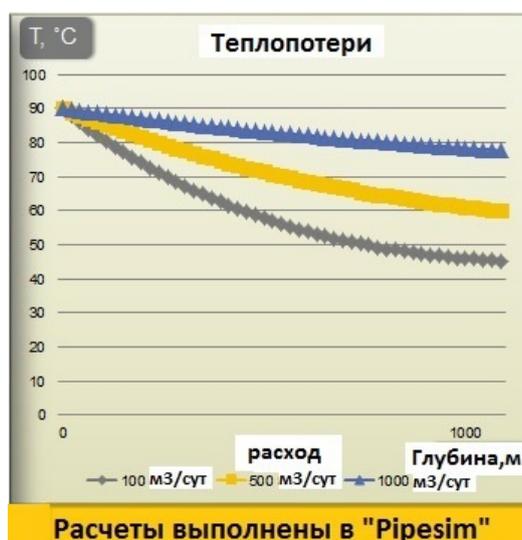


Рис. 1. График изменения теплоты для скважин до 1000 м

Основная идея данного метода заключается в применении парогазогенератора, установленного на забое скважины.

Парогаз – это совместное нагнетание теплоносителя и дымовых газов ($N_2 + CO_2$), позволяющее улучшить вязкостное соотношение за счет уменьшения вязкости нефти при растворении в ней азота и углекислого газа при снижении расхода теплоносителя.

Принципиальная конструкция парогазогенератора:

- 1 – камера сгорания
- 2 – рубашка охлаждения
- 3 – форсунка
- 4 – запальник
- 5 – сопла впрыска воды

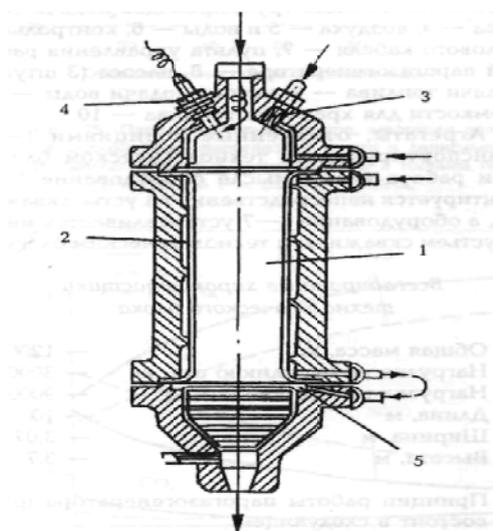


Рис. 2. Схема парогазогенератора

Компоненты газовой смеси	Обозначение компонента	Нефтяной газ в % объема
Метан	CH_4	75,123
Этан	C_2H_6	10,7166
Пропан	C_3H_8	12,015
И-Бутан	iC_4H_{10}	1,7653
Азот	N_2	1,3430
Сероводород	H_2S	0,20
Молекулярная масса, г/моль	27,702	32,067

Рис. Компонентный состав газовой смеси

Состав попутного нефтяного газа, принятый при расчетах
 Реакции горения, протекающие в камере сгорания (1):

$$\begin{aligned}
 &+ 2*(\quad +3.76* \quad) = \quad + 2* \quad + 2*3.76* \\
 + 3.5*(\quad +3.76* \quad) &= 2* \quad + 3* \quad + 3.5*3.76* \\
 + 5*(\quad +3.76* \quad) &= 3* \quad + 4* \quad + 5*3.76*
 \end{aligned} \tag{1}$$

Забойный парогазогенератор содержит форкамеру, снабженную запальным узлом, камеру сгорания с рубашкой охлаждения, организованной между внутренней и наружной оболочками камеры. На наружной поверхности внутренней оболочки камеры выполнен ввод воды для охлаждения и для регулировки температуры. На нижней части внутренней поверхности стенки установлены сужающие устройства и выходное сопло.

Наземное оборудование включает в себя компрессорный и технологический блоки, расходные емкости по воде и топливу, скважинную арматуру, трубопроводы, связывающие все наземные блоки. Технологический блок включает в себя системы подачи топлива и воды в парогазогенератор, приборы контроля и автоматического управления процессом выработки парогазовой смеси, запорно-регулирующую арматуру и трубопроводы воды, топлива, воздуха. Скважинное оборудование включает в себя трубопроводы подачи к парогазогенератору воздуха, топлива, воды, кабеля подачи напряжения к запальному устройству форкамеры и термометрии, парогазогенератора, термостойкого пакера.

Забойный парогазогенератор работает следующим образом.

У обрабатываемой скважины монтируется наземное оборудование. Парогазогенератор спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах и устанавливают в зоне перфорации пласта при помощи термостойкого пакера. В камеру сгорания ЗПГГ по НКТ подают воздух, а по трубопроводам – топливо и воду. Воспламенение рабочих расходов топлива и воздуха, подаваемых в камеру сгорания через форсуночную головку, происходит при помощи форкамеры, где предварительно воспламеняются пусковые расходы топлива и воздуха.

Воду по трубопроводу с поверхности земли (из межтрубного пространства) подают в рубашку охлаждения, организованную между внутренней и наружной оболочками камеры сгорания. При этом происходит нагрев воды и частичное испарение. При попадании воды на сужающее устройство с сектором сброса происходит ввод воды в высокотемпературный поток продуктов сгорания, что способствует более полному испарению воды и повышению паросодержания в парогазовой смеси. Полученная таким образом парогазовая смесь поступает через сопло в продуктивный пласт, прогревая его и способствуя более полному извлечению нефти из пласта. Наличие выходного сопла обеспечивает надежный запуск и устойчивый режим работы ЗПГГ в условиях повышенного противодавления.

Эффективность воздействия на пласт дымовыми газами и двуокисью углерода.

Закачка вместе с паром растворяемого в углеводородах газа (N_2 , CO_2) позволяет увеличить отбор нефти и повысить эксплуатационную характеристику в результате расширения нефти, уменьшения вязкости ее и проявления режима растворенного газа. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота (H_2CO_3) растворяет некоторые виды цемента и по-

роды пласта и повышает проницаемость. В присутствии CO_2 снижается набухаемость глиняных частиц пласта. CO_2 растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся. CO_2 в воде способствует отмыву пленочной нефти и уменьшает возможность разрыва водной пленки. При растворении в нефти CO_2 вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем увеличивается в 1,5–1,7 раза. При $R_{\text{пл}} > R_{\text{пл}}^{\text{смеш}}$ выше давления полного смешивания пластовой нефти с CO_2 , двуокись углерода будет вытеснять нефть, как обычный растворитель (смешивающее вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны: зона первоначальной пласт. нефти, переходная зона и зона чистого CO_2 . Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

Технологические результаты

Забойный парогазогенератор сжигает ПНГ на забое скважины в камере сгорания, а продукты сгорания – азот и диоксид углерода подаются в нефтяной продуктивный пласт. Конструкцией устройства предусмотрена водяная рубашка для регулировки температуры подачи дымовых газов в пласт. Доказано, что оптимальная температура теплоносителя составляет 70-80 °С. Расход воды составляет 0.1 м³ на 1 м³ сжигаемого ПНГ данного состава. Расчетами установлено, что для полного сгорания 1 м³ ПНГ данного состава необходимо 8.2 м³ воздушной смеси в качестве окислителя. Объем продуктов сгорания равен 9.2 м³ из них: N_2 – 6.3 м³, CO_2 – 1.1 м³, H_2O (водяной пар) – 1.8 м³.

Забойный парогазогенератор может применяться как в вертикальных, так и горизонтальных скважинах, в том числе при осуществлении парогравитационного дренажа (SAGD).

В настоящее время считается, что CO_2 является самой эффективной добавкой к пару, так как он уменьшает межфазное натяжение на границе пластового флюида и уменьшает вязкость нефти, улучшая ее подвижность.

Применение гидродинамической обработки нефти как способ уменьшения ее вязкости

А.А. Венгеров, А.Э. Бранд¹

*Научный руководитель: канд. экон. наук., доц. С.В. Вершинина
Тюменский государственный нефтегазовый университет*

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли являются запасы тяжелых и битумных нефтей. Совершенствование технологий транспортировки обусловлено их высоким ресурсным потенциалом. Пропускная способность и экономическая эффективность нефтепровода зависят от свойств перекачиваемой нефти. Основным препятствием для обеспечения необходимой скорости является вязкость [1].

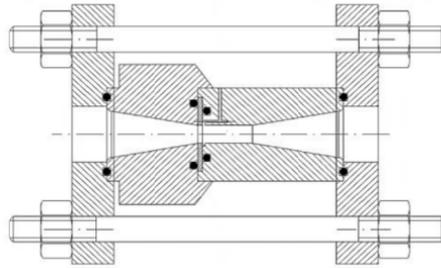
Известно множество способов обработки нефти с целью понижения вязкости: это термический нагрев – самый распространенный метод, создание эмульсий эмульгаторами, электромагнитное излучение и ультразвуковые колебания. Но, по мнению отечественных и зарубежных специалистов из Черниговского технологического института и университета нефти и газа имени Губкина, наиболее перспективным методом является воздействие физическими полями, и один из них – кавитационное воздействие [2].

Кавитационное воздействие проявляется при кавитации – процессе парообразования и последующей конденсации пузырьков воздуха в потоке жидкости. Вследствие определенного воздействия на перекачиваемую нефть в трубопроводе, давление жидкости становится равным давлению насыщенных паров этой жидкости. Образуются пузырьки, которые заполняются насыщенным паром жидкости и в дальнейшем схлопываются, при этом давление и температура достигают значительных значений, изменяя физико-химические свойства жидкости [3]. Область применения кавитационного воздействия чрезвычайно широка – от топливной подготовки и медицины до сельского хозяйства и пищевой промышленности.

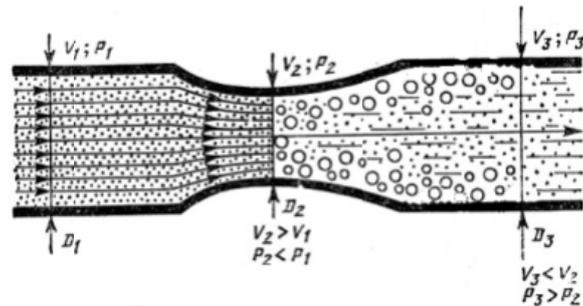
Наиболее действенным приемом уменьшения вязкости является комплексный метод добавления присадки и использования кавитационной обработки гидродинамическим кавитатором. Рассмотрим каждый метод подробнее:

1 – На головной НПС мы вводим депрессионную присадку ДПН-1Р, которая хорошо себя зарекомендовала на участке магистрального трубопровода Усинск-Ухта. ДПН-1Р – присадка с эффектом синергизма [4-5]. Вводится при температуре 50 в нефть, нагретую до 25 °С концентрацией 20-50 грамм на тонну. Уменьшение вязкости от 40 до 80 процентов и восстановление реологических свойств только на 8-10 день после добавки.

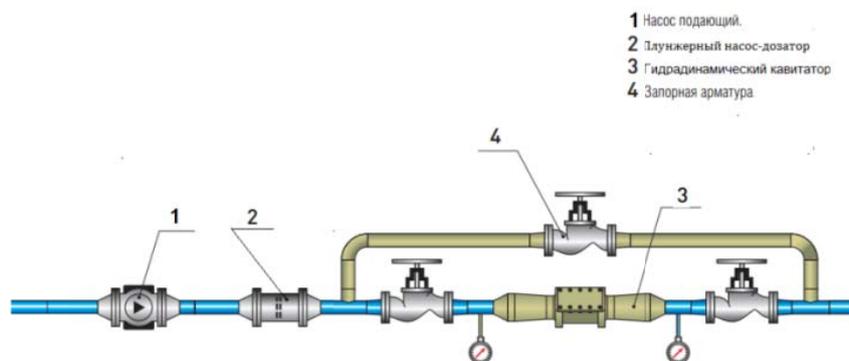
¹ © Венгеров А.А., Бранд А.Э., 2015.



2 – Кавитационная обработка: Нефть, транспортируемая по трубопроводу, попадает в физическое поле воздействия. Попадая в конфузор – участок сужения трубы, скорость потока возрастает, а давление падает. В рабочей камере происходит процесс образования пузырьков и увеличение температуры [6]. В диффузоре – области расширения трубы пузырьки лопаются, скорость уменьшается давление увеличивается и происходит процесс стабилизации потока. Вязкость снижается на 25-35 % Реологические свойства восстанавливаются на 6-7 день.

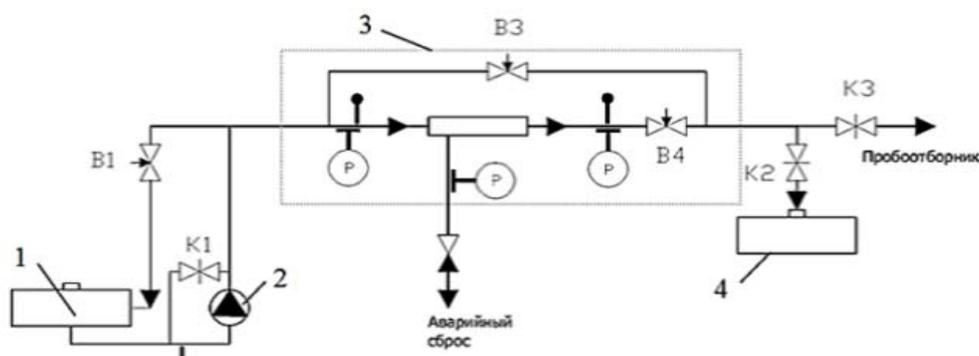


Но нам нужно полностью избежать дальнейшего возникновения кавитации. Для этого нужно оптимизировать процесс кавитации. То есть рассчитать необходимую длину диффузора и установить регулирующий клапан с параметрами скорости и давления, близких к первоначальному [7].



По аппаратно-технологической схеме первым стоит насос по выходу из ГНПС, потом в трубопровод добавляется присадка через плунжерный насос дозатор через форсунку при температуре 50 °С, далее стоит гидродинамический кавитатор и после всего на некотором расстоянии ре-

гулирующий клапан. Дабы полностью обезопасить режим и исключить повторное явление кавитации, мы вводим запорную арматуру. Вязкость нефти с использованием комплексного метода уменьшится в 2,5 раза.



Аппаратно-технологическая схема установки №2: 1 – исходная емкость, 2 – насос, 3 – рабочий участок, 4 – приемная емкость (резервуарный парк)

На рисунке 1 представлен график изменения температуры перекачиваемой нефти по магистральному нефтепроводу Уса-Ухта-Ярославль. На ГНПС нефть разогревается до 50 °С и транспортируется далее, следующие НПС поддерживают температуру перекачиваемой нефти [8].

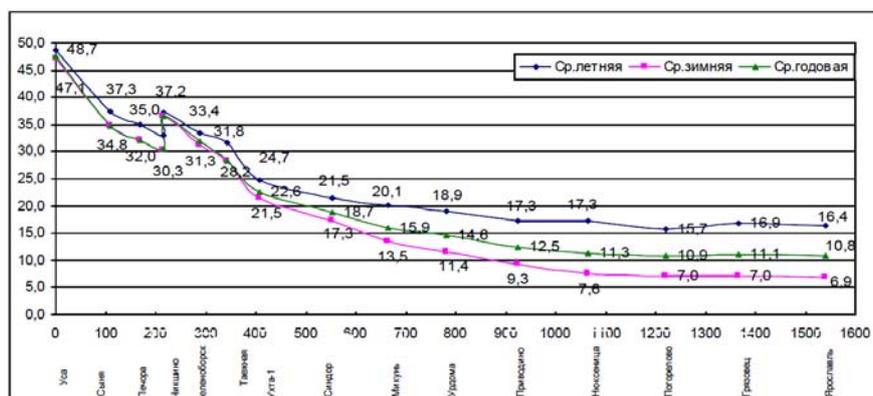
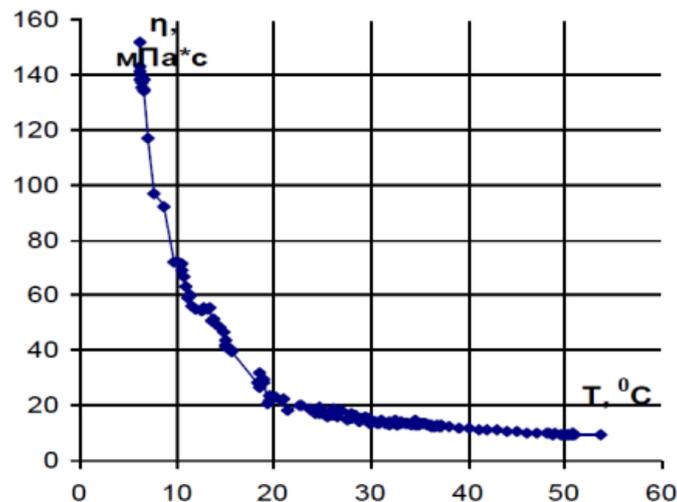


Рис. 1. Изменение температуры перекачиваемой нефти по МН «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль»

При использовании комплексного метода процент использования термического нагрева нефти уменьшается. Зависимость вязкости от температуры нелинейная, и точка перегиба, при которой вязкость нефти перестает уменьшаться в разы, составляет 23-26 °С. Лучший же результат уменьшения вязкости комплексным методом (добавление присадки и гидродинамической кавитации) при температуре в 25 °С.

Используя этот метод, мы можем отказаться от нагрева нефти до 50 °С, и предварительная выгода по уменьшению затрат на подогрев составит 15-17 %. Данный метод является актуальным, безопасным и экономически выгодным.



Список литературы

1. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. Физико-химические основы технологии переработки нефти. – М.: Химия, 1998. – 448 с.
2. Пат. 93047039 А МПК 6 F17D1/16 Способ уменьшения вязкости нефтей и нефтепродуктов // Петросян Ф.Н., Друян Ю.И. и др.
3. Пат. 2419745 С1 F23K5/12 Турбулизированный кавитатор эмульстор тяжелых нефтепродуктов // Бороздин В.С. заявка № 2010109331/06 заявл. 15.03.2010, опубл. 27.05.2011
4. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. М.: Недра. – 2001. – 475 с.
5. Использование арамидных нитей в качестве рабочего инструмента машины для снятия гидроизоляционного покрытия с трубопроводов / Давыдов А.Н., Иванов В.А., Берг В.И. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. № 5. С. 70-73.
6. Анализ и классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода от дефектной изоляции / Иванов В.А., Серебренников Д.А., Давыдов А.Н. // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 6 (31). – С. 25-26.
7. Давыдов А.Н., Иванов В.А., Серебренников Д.А., Берг В.И. Определение зависимости свойств изоляционных покрытий от условий эксплуатации трубопровода // Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня (научно-технического журнала). – 2014. – № 4. – С.169-173.
8. Исследование влияния температуры окружающей среды и срока эксплуатации изоляции на её физические свойства. – Иванов В.А., Серебренников Д.А., Давыдов А.Н. // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 6 (38). – С. 100-101.

Метод контроля термоокислительной стабильности синтетических моторных масел

Д.В. Агровиченко¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук Б.И. Ковальский
Сибирский федеральный университет*

Основным фактором, влияющим на ресурс моторных масел, является температура на поверхностях трения. Под действием температуры моторные масла окисляются, при этом протекают процессы температурной и механической деструкций, а также химические реакции продуктов этих процессов и неполного сгорания топлива с конструкционными материалами деталей. Поэтому термоокислительная стабильность служит одним из важнейших эксплуатационных показателей моторных масел, по которому можно сравнивать масла различных групп эксплуатационных свойств.

Цель исследований – поиск нового критерия термоокислительной стабильности моторных масел.

Методика исследования предусматривала применение следующих средств испытания и измерения: прибора для термостатирования масел, массой $100 \pm 0,1$ г, при температуре 180°C в стеклянном стакане и перемешивания стеклянной мешалкой с частотой вращения 300 об/мин; фотометра для прямого фотометрирования проб окисленных масел при толщине фотометрированного слоя 2 мм; электронных весов для определения массы испарившегося масла при окислении за принятый промежуток времени.

Для исследования выбраны всепогодные универсальные синтетические масла: 1 – «Mobil Super 3000» SW-40 SJ/SL/SK/CF, 2 – «Mobil Super New Life» 0W-40 SJ/SL/CF; «ZIC XG» 5W-40 SL/CF. Самая высокая классификация присвоена маслу 1, а масла 2 и 3 относятся к одной группе эксплуатационных свойств.

На рисунке 1 представлены зависимости коэффициента поглощения светового потока от времени окисления моторных масел.

Согласно данным для масла 1 процесс окисления характеризуется непрерывным увеличением коэффициента $K_{\text{П}}$. Для масла 2 выделяется два участка зависимости с различной скоростью окисления, а для масла 3 установлено наименьшее изменение коэффициента $K_{\text{П}}$ за период испытания, равный 360 часам.

Кроме того, для исследованных масел существует область сопротивления окислению, в которой процессы окисления практически отсутствуют. Продолжительность этих областей для масла 1 составляет три часа, масла 2 – семь часов, а для масла 3 – четыре часа.

¹ © Агровиченко Д.В., 2015.

Для сравнения масел по термоокислительной стабильности предложен потенциальный ресурс, определяемый временем достижения принятого значения коэффициента K_{II} , например, 0,8 ед. Так, потенциальный ресурс для масла 1 составил 49 часов, для масла 2 – 53 часа, а для масла 3 за 360 часов испытания, коэффициент K_{II} достиг значения всего 0,26 ед., т.е. масло «ZIC XG» 5W-40 SL/CF превзошло остальные масла, и его классификация по группе эксплуатационных свойств занижена.

В процессе окисления синтетических моторных масел происходит испарение масел, характеризующее моторные свойства. Этот показатель является эксплуатационным так как он влияет на сплошность граничного слоя, разделяющего поверхности трения.

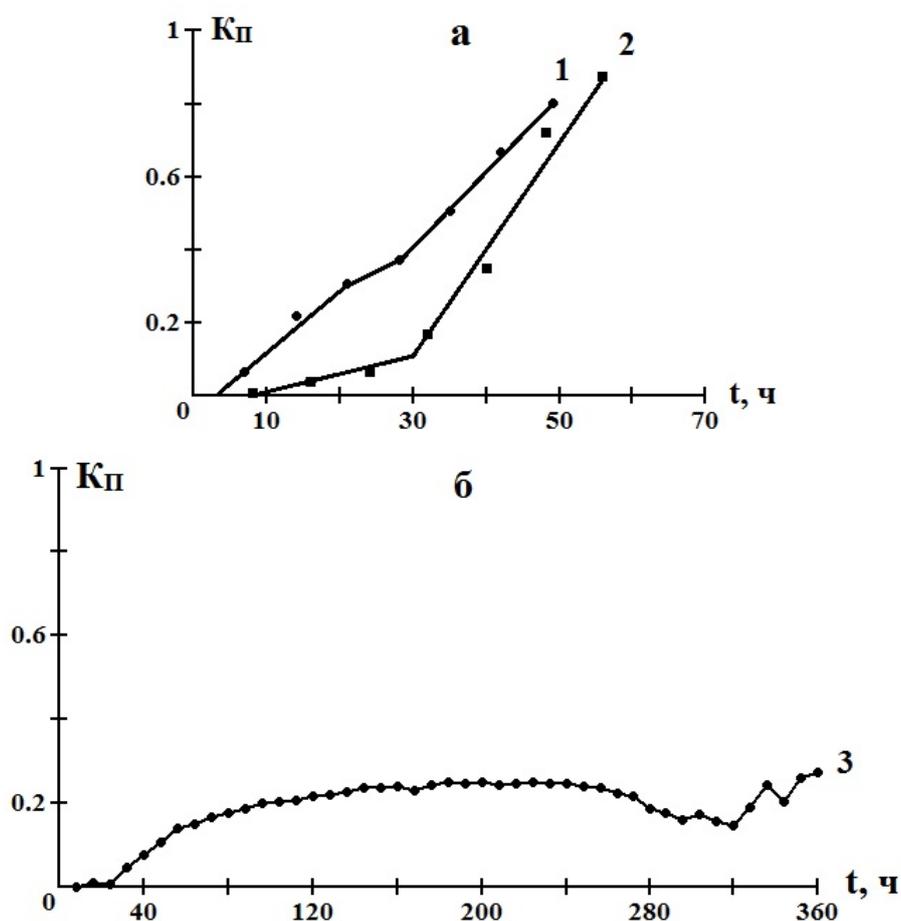


Рис. 1. Зависимость коэффициента поглощения светового потока от времени окисления синтетических моторных масел :
 1 – «Mobil Super 3000» 5W-40 SJ/SL/SK/CF;
 2 – «Mobil Super New Life» 0W-40 SJ/SL/CF; 3 – «ZIC XG» 5W-40 SL/CF

Испаряемость масел оценивают коэффициентом испарения K_G , определяемым соотношением:

$$K_G = \frac{m}{M}, \quad (1)$$

где m – масса испарившегося масла за время t , ч;

M – масса пробы масла после окисления в течение времени t , г.

Зависимости коэффициента испаряемости синтетических моторных масел представлены на рис. 2. Согласно данным масла 1 и 2 имеют начальную концентрацию лёгких фракций и воды (точки на ординате). Для сравнения масел по испаряемости определим значение коэффициента K_G после 40 часов термостатирования. Для масла 1 коэффициент K_G составил 0,096 ед.; для масла 2 – 0,055 ед., а для масла 3 – 0,06 ед.

При термостатировании масел изменяются оптические свойства и испаряемость, поэтому эти показатели должны определять их термоокислительную стабильность.

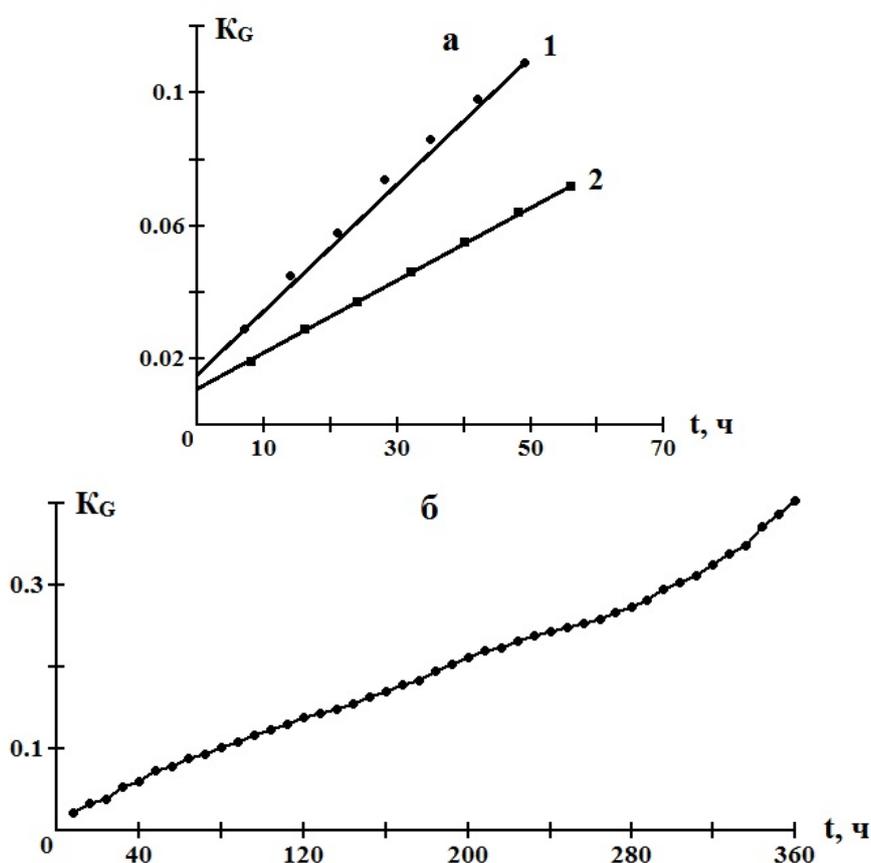


Рис. 2. Зависимости коэффициента испаряемости от времени окисления синтетических моторных масел:

1 – «Mobil Super 3000» 5W-40 SJ/SL/SK/CF;

2 – «Mobil Super New Life» 0W-40 SJ/SL/CF; 3 – «ZIC XG» 5W-40 SL/CF

Однако эти процессы протекают одновременно и параллельно, поэтому применяя законы электротехники о параллельном соединении сопротивлений, можно определить сопротивление масел путем температурного воздействия на них. Приняв, что любой смазочный материал обладает сопротивляемостью окислению, которое равно единице, изменение сопротивляемости R_0 в процессе окисления можно определить выражением [1].

$$R_0 = 1 - \frac{K_{II} \cdot K_G}{K_{II} + K_G}, \quad (2)$$

где $\frac{K_{II} \cdot K_G}{K_{II} + K_G}$ – показатель снижения сопротивляемости масла окислению.

Поэтому чем больше скорость уменьшения этого показателя, тем ниже термоокислительная стабильность исследуемого масла.

Зависимости коэффициента сопротивления окислению представлены на рис. 3. Из представленных данных видно, что наименьшим показателем сопротивления окислению характеризуется масло 1 – «Mobil Super 3000» 5W-40 SJ/SL/SK/CF.

Для сравнения масел по этому показателю предложено время достижения коэффициента R_0 значения, равного 0,95 ед. Для исследованных масел время составило: для масла 1 – 17 часов, масла 2 – часов, и масла 3 – 52 часа.

В этой связи коэффициент сопротивления окислению предложен в качестве критерия термоокислительной стабильности, т.к. он учитывает сопротивляемость масел окислению и испарению.

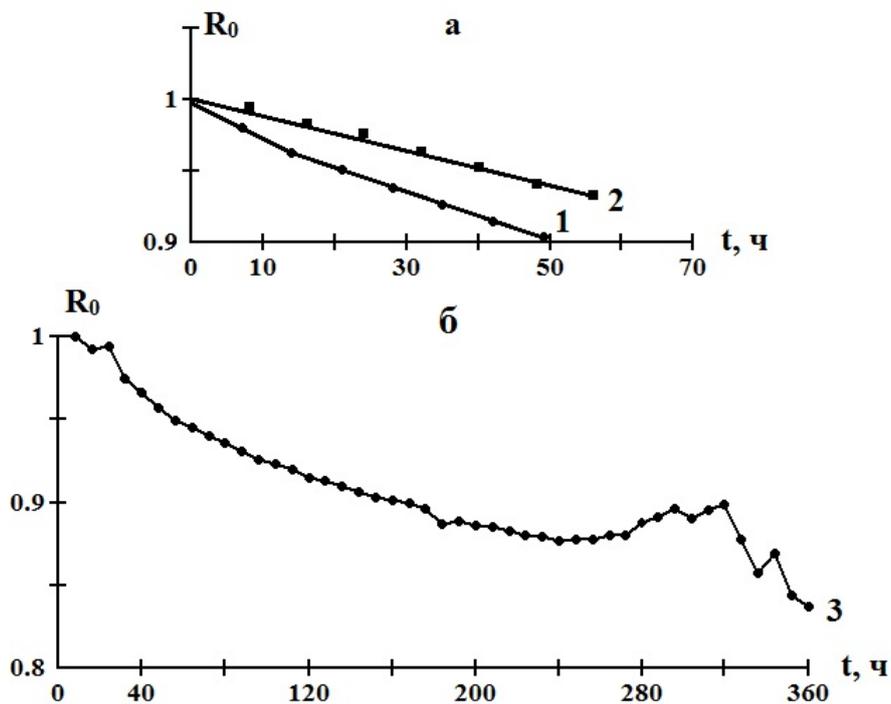


Рис. 3. Зависимости коэффициента сопротивления окислению от времени испытания синтетических моторных масел:

1 – «Mobil Super 3000» 5W-40 SJ/SL/SK/CF;

2 – «Mobil Super New Life» 0W-40 SJ/SL/CF; 3 – «ZIC XG» 5W-40 SL/CF

Для практического применения предлагаемого метода контроля термоокислительной стабильности смазочных масел достаточно установить

постоянными время и условия испытания (температура, частота вращения мешалки, толщина фотометрируемого слоя), определить коэффициенты поглощения светового потока и испаряемости, подставить эти значения в формулу 2 и определить термоокислительную стабильность, по которой сравнить данные различных масел и определить лучшее из них.

Согласно данным (рис. 3) наибольшей термоокислительной стабильностью характеризуется масло «ZIC XG» 5W-40 SL/CF, а наименьшей – «Mobil Super 3000» 5W-40 SJ/SL/SK/CF.

Полученные данные позволяют совершенствовать систему классификации моторных масел по группам эксплуатационных свойств.

Предложенный метод контроля термоокислительной стабильности моторных масел позволяет осуществлять контроль в процессе производства масел и расширить информацию об их качестве.

Список литературы

1. Патент РФ №2406087 МПК G01N 33/30. Способ определения температурной стойкости смазочных масел / Б. И. Ковальский, Ю. Н. Безбородов, Н.Н. Малышева и др.: заявитель и патентообладатель ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», опубл. 10.12.2010. Бюл. № 34.

ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 621.311.6

Реконструкция морских нефтегазодобывающих платформ в центры возобновляемых источников энергии

**А.О. Головачев^а, Р.И. Надыров^а,
Р.Е. Потачин^а, Е.А. Суверина^{б1}**

*Научные руководители: ^аканд. техн. наук П.К. Калашиков
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М.Губкина
^бканд. техн. наук И.В. Дуничкин
Московский государственный строительный университет*

В научном исследовании рассмотрены морские нефтегазодобывающие платформы после исчерпания запасов углеводородов. Альтернативой демонтажу представлены возможности переоборудования сооружения в центр возобновляемых источников энергии.

Одним из актуальных вопросов, исследуемых прикладной наукой, является использование углеводородного сырья и возобновляемых источников энергии. В частности, очень важно понимать стратегию при освоении месторождений нефти и газа относительно пребывания морских платформ в акватории после окончания нефтегазодобычи. В среднем демонтаж морской платформы может стоить около 110-130 % от стоимости ее возведения. Эти значительные средства могут быть сэкономлены при развитии морской инфраструктуры побережья, в частности, при переоборудовании этих объектов в центры возобновляемых источников энергии, рассчитанных в первую очередь на энергию волн [1].

В связи с этим основными требованиями базируются на параметрах акватории, которые характеризуют: быстрое течение, высокие волны, приливные явления [2]. Для платформ близость к берегу, около 30-50 кило-

¹ © Головачев А.О., Надыров Р.И., Потачин Р.Е., Суверина Е.А., 2015.

метров, и относительно небольшая глубина от 50 до 110 метров. Таким образом, этот научно-технический проект можно считать прибрежным [3]. Наиболее подходящими акваториями по гидрологическим и экономическим условиям являются Мексиканский залив и Северное море. Тип платформы не так уж важен, но она должна определенно быть гравитационной (из-за требования к небольшой глубине). Ниже рассмотрены гидрологические характеристики акваторий.

Мексиканский залив, полузамкнутое море Атлантического океана у юго-восточных берегов Северной Америки, площадью 1543 тыс. кв. км и объемом воды 2332 тыс. куб. км. Температура воздуха летом около 28 °С, зимой от 14–15 °С. Осенью и летом случаются ураганные ветра. Температура воды на поверхности летом 29 °С и от 18 °С зимой.

Течения по поверхности направлены в основном по часовой стрелке. Юкатанское течение из Карибского моря в залив имеет скорость 0,5–2 м/сек. Флоридское течение обладает скоростью до 3 м/сек и расход 25 млн м³/сек. Приливы Мексиканского залива почти все суточные, высотой 0,3–0,6 м, но бывают смешанные и полусуточные.

В северо-восточной части Атлантического океана расположено Северное море. Площадь его акватории составляет 565 тыс. кв. км, а средняя глубина 95 м. Имеются большие глубины (до 725 м) в Норвежском желобе, от пролива Скагеррак до Норвежского моря. Зимой температура поверхностных вод составляет от 2–7,5 °С. Соответственно летом температура меняется от 12,5 °С до 18 °С. В климате преобладают морские ветры западного румба, сочетающиеся с туманами, дождями и сильными волнами до 6–7 м, а иногда 11 м. Приливы имеют высоту от 0,2 м до 7,6 м. Морские течения движутся со скоростью около 1 м/с против часовой стрелки.

Вышеперечисленные условия делают эти моря, имеющие обширные разработки нефти и газа, наиболее перспективными для проведения проектного эксперимента по переоборудованию морских платформ [4]. Переоборудование включает в себя несколько шагов, которые позволяют регламентировать перепланировку платформы, а точнее изменение компоновки блока ее верхних строений.

Компоновка блока верхних строений может быть изменена незначительно. Во-первых, необходимо удалить буровую вышку и все буровое оборудование. Также всевозможные установки промысловой подготовки нефти и газа и танки для их хранения больше не понадобятся. Демонтируется факел, складские помещения очищаются от обсадных колонн и расположенного там оборудования. В освободившиеся помещения устанавливается новое электрооборудование, основным элементом которого будут повышающие трансформаторы и всевозможные преобразователи и электрооборудование, необходимое для их оптимального функционирования. Вторым шагом будет система жизнеобеспечения, для этого есть существующий жилой блок с предыдущей нефтедобывающей платформы. Персо-

нал центра возобновляемых источников энергии, который по сути является компактной электростанцией, будет составлять 50-60 человек обслуживающих и научных работников. Третьим шагом планируется создание на платформе небольшого научного кластера, в рамках исследования и улучшения действующих экспериментальных установок, и возможностей дальнейшего эффективного использования энергии моря. На морской нефтегазодобывающей платформе используются генераторы, которые вырабатывают электричество из добываемого сырья. Они также не понадобятся, так как наша конечная цель – это преобразование энергии океана в электричество. Таким образом, проблемы с энергообеспечением всего комплекса не возникают, так как часть полученного электричества будет выделяться для автономной работы всего комплекса. А вот с вопросом жизнеобеспечения комплекса возникает противоположная ситуация, так как целесообразно полностью сохранить старую систему, действующую на морской платформе до момента снятия с эксплуатации, вплоть до продления или заключения новых контрактов с компаниями, которые занимаются доставкой на платформу оборудования и запасных частей для всех элементов жизнеобеспечения, общего снабжения персонала и его довольствия.

Сутью переоборудования платформы является размещение на ней электрооборудования и небольшой исследовательской лаборатории, также для размещения персонала необходим жилой блок. Электрооборудование, установленное на платформе, будет иметь два главных элемента:

1. Повышающие напряжение трансформатора (до 30-100 кВ). Это необходимо для транспортировки энергии на берег с минимальными потерями.

2. Система Smart Greed компании Alstom. Создана для синхронизации различных установок с различными характеристиками в единую сеть. Что очень важно для отобранных трех типов установок и ветропарка:

- 2.1) проект Saab Minesto «Deep Green» – использование подводных гидротурбин, работающих на быстрых течениях, с выработкой около 18 ТВт, в зависимости от числа юнитов [1] (рис. 1).

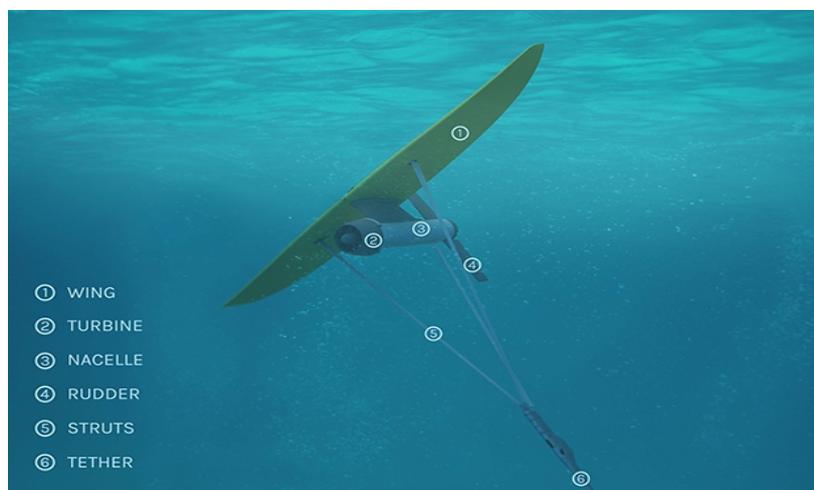


Рис. 1. Подводный электрогенератор на быстрых течениях Deep Green

2.2) проект BLUEWAVE – кластер из шести колебательных столбов и трех турбин, предназначенных для масштабного производства энергии с предполагаемой мощностью одного юнита свыше 3 МВт (рис. 2).



Рис. 2. Волновой электрогенератор BLUEWAVE

2.3) проект компании Pelamis Wave Power Ltd – Электростанция «Электроугорь», преобразователь энергии волн на глубине более 50 метров с суммарной мощностью юнита около 2,25 МВт (рис. 3).



Рис. 3. Волновой электрогенератор Pelamis Wave

2.4) проект компании Siemens – Электростанция на платформе Siemens G4 (11x450КВт), с суммарной мощностью юнита около 4,95 МВт (рис. 4).

Стратегия проектного эксперимента заключается в использовании нескольких типов электрогенерирующих устройств в исследовательских целях, а также создания конкурентных условий для различных производителей.

Результаты расчета основаны на средних ценах на электричество в тех странах, где возможна реализация проекта (табл. 1).



Рис. 4. Ветропарк Siemens G4

Таблица 1

Стоимость электроэнергии в различных странах

Страна	Стоимость руб/кВт*ч
Норвегия	7,8
США	4
Германия	9,9
Великобритания	5,9
Россия	4,5
Среднее значение	5,6

Таблица 2

**Технико-экономические показатели проектного эксперимента
Центра возобновляемых источников энергии (ЦВИЭ)***

Наименование	Значение показателя
Номинальная мощность	30 МВт
Полезная мощность	16 МВт
Среднее КПД юнитов	50-60 %
Затраты на сооружение самих установок ЦВИЭ	79 млн \$
Расходы на переоборудование морской платформы и дополнительное оборудование ЦВИЭ	30 млн \$
Полная стоимость проекта ЦВИЭ	109 млн \$
Количество электроэнергии произведенной за 1 год	137 млн кВт* ч
Выручка от продажи электроэнергии	22 млн \$/год
Основные эксплуатационные затраты ЦВИЭ*	6,3 млн \$/год
Доход от продажи электроэнергии	15,7 млн \$/год
Срок полной окупаемости проекта ЦВИЭ	9 лет

* Число рабочего персонала и средняя зарплата равны аналогичным цифрам на наземных электростанциях с коэффициентом 1,2.

Стоимость электроэнергии напрямую зависит от типа применяемых юнитов электростанции. В проектном эксперименте на основе переобору-

дования морской платформы в центр возобновляемых источников энергии планируется использовать:

- 6 установок «Pelamis 2» (1 МВт – 3 млн \$)
- 5 установок «Bluewave» (3 МВт – 8 млн \$)
- 4 установки «DeepGreen» (1 МВт – 3 млн \$)
- 11 установок «Siemens G4» (5 МВт – 9 млн \$)

В заключение представлены суммарные показатели проектного эксперимента в табл. 2.

Список литературы

1. *Soltanpour, M., Shibayama, T., Masuya, Y., Sabzevari, I.*, Wave Attenuation and Mud Mass Transport under Irregular Waves, Proc. 29th Coastal Eng. Conf., ASCE, 2004, pp. 1851-1860.
2. *Zhang, Q. H., Zhao, Z. D.*, Wave-Mud Interaction: Wave Attenuation and Mud Mass Transport, Coastal Sediments “99”, 1999, pp. 1867-1880.
3. *Foda, M. A., Hunt, J. R. and Chou, H. T.*, A Nonlinear Model for The Fluidization of Marine Mud by Waves. American Geophysical Union, Journal of Geophysical Research, Vol., 1993, pp. 78-85
4. *Mathew, J.*, Wave-Mud Interaction in Mud banks, Ph.D. dissertation, Cochin University of Science and Technology, Cochin, Kerala, India, 1992, – 128 p.

УДК 631.42

Определение содержания нефтепродуктов в почвах методами ИК-спектроскопии и флуориметрии

В.В. Мухин¹

*Научные руководители: канд. хим. наук, доц., О.П. Калякина
Сибирский федеральный университет
канд. биол. наук Я.Б. Легостаева
НИИ Прикладной экологии Севера*

Необходимость контроля содержания нефти и нефтепродуктов в районах промышленных производств, нефтедобычи на данный момент является актуальной задачей, в связи с усиливающимся техногенным воздействием на окружающую среду. Утечки и аварии приводят к ухудшению экологической обстановки и попаданию загрязняющих веществ в первую очередь на почву. Существующая методика определения содержания неф-

¹ © Мухин В.В., 2015.

ти и нефтепродуктов в почвах с помощью ИК-спектроскопии не позволяет однозначно судить о качественном составе обнаруженных углеводородов.

В данной статье приводятся результаты исследования содержания нефтепродуктов в почвах методами ИК-спектроскопии и флуориметрии. Целью данного исследования является определение содержания нефтепродуктов двумя методами и обработка результатов с применением прибора «Инфралюм ФТ-08» при методике ПНД Ф 16.1:2.2.22-98.

Пробы почв Среднеботуобинского района, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, были предоставлены НИИ Прикладной экологии Севера. Исследование проводили на ИК-Фурье спектрометре «Инфралюм ФТ-08» по методике ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 [1]. Градуировка прибора осуществлялась согласно методике по турбинному маслу ТП-22. Были приготовлены градуировочные растворы с концентрациями 0, 10 и 100 мг/дм³ и сняты их спектры. На основании площадей графиков в диапазоне 2910-3080 см⁻¹ производится расчет содержания нефтепродуктов в исследуемых образцах. Результаты исследования приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты определения содержания нефтепродуктов в почве методом ИК-спектроскопии

№	№ пробы	Результаты исследований, мг/г	Погрешность, мг/г	Тип почвы
1	898	89	±22	Органо-минеральный
2	902	259	±65	Органо-минеральный
3	903	34	±9	Органо-минеральный
4	904	122	±30	Органо-минеральный
5	905	195	±49	Органо-минеральный
6	907	0,8	±0,2	Минеральный

В качестве растворителя методика предусматривает применение четыреххлористого углерода. На рисунке 1 приведен спектр, полученный при исследовании пробы № 898 методом ИК-спектроскопии. Спектры других образцов имеют идентичные пики поглощения при разной их интенсивности в зависимости от концентрации.

В спектрах до 2000 см⁻¹ наблюдается шум, обусловленный характеристиками растворителя. Данный факт налагает ограничения при расшифровке спектров.

При детальном рассмотрении спектров можно выделить следующие области: 2550-2800 см⁻¹; 2800-3000 см⁻¹; 3000-3100 см⁻¹ и провести расшифровку спектров [5].

- Область 2550-2800 см⁻¹ с двумя пиками при 2600 см⁻¹ и 2735 см⁻¹ может отвечать нескольким типам соединений: альдегиды (две полосы поглощения 2650-2880 см⁻¹, одна полоса примерно при 2720 см⁻¹), меркаптаны/тиофенолы (2550-2600 см⁻¹), или же область мо-

жет отвечать за связанную группу ОН (широкая полоса или группа полос при $2500-3300\text{ см}^{-1}$), что является более вероятным.

- Область $2800-3000\text{ см}^{-1}$ отвечает за предельные алканы. Экспериментально получены пики $2855, 2873, 2927, 2955\text{ см}^{-1}$. Согласно теории, при данных волновых числах происходят деформационные колебания метильной группы CH_3 : симметричные 2872 см^{-1} и асимметричные 2962 см^{-1} , а также метиленовой группы CH_2 : симметричные 2853 см^{-1} и асимметричные 2926 см^{-1} .
- Область $3000-3100\text{ см}^{-1}$ с пиками при 3027 см^{-1} и 3083 см^{-1} отвечает за ароматические соединения, так как возникающие при таких же волновых числах пики поглощения непредельных углеводородов должны отсутствовать.

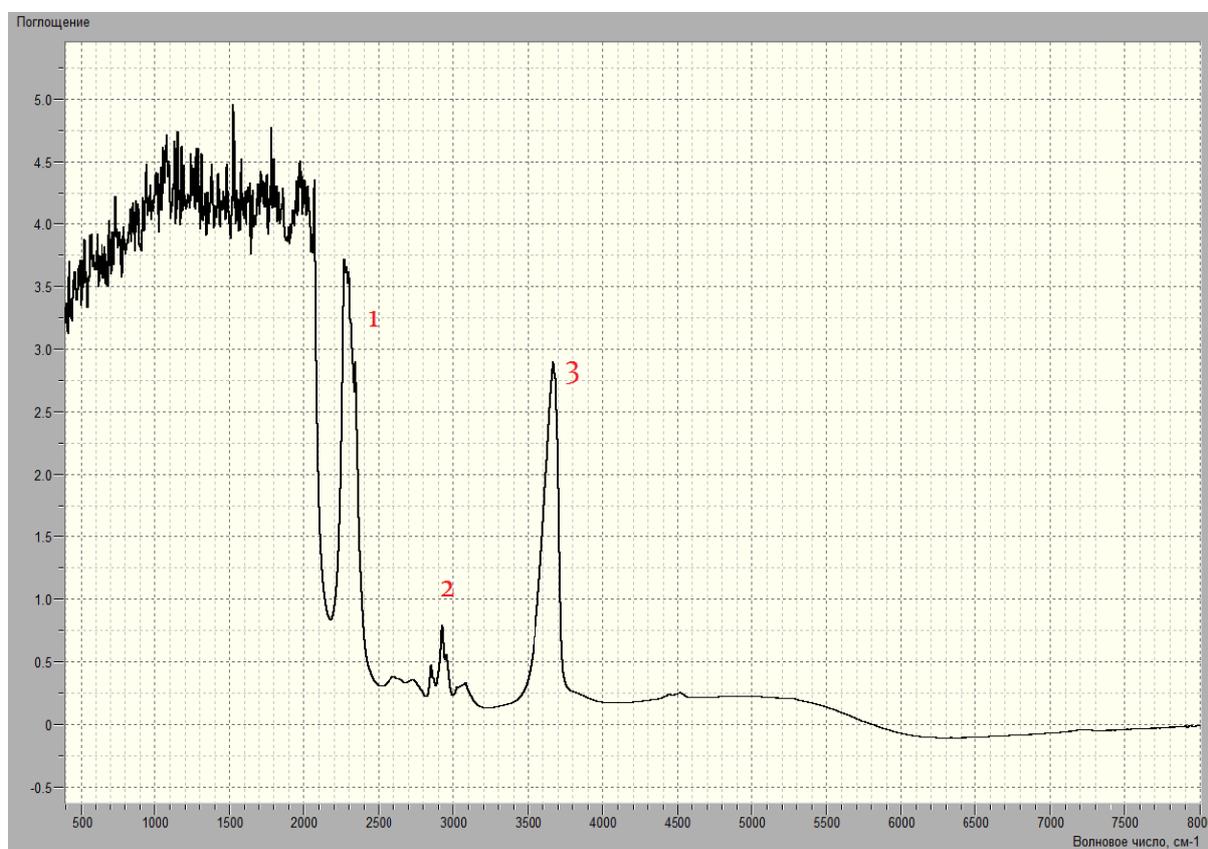


Рис. 1. Спектр пробы № 898

1 – пик поглощения растворителя (CCl_4); 2 – пик поглощения нефтепродуктов;
3 – поглощение кюветы (KBr)

При допущении, что область $2800-3000\text{ см}^{-1}$ будет характеризовать предельные углеводороды, а область $3000-3100\text{ см}^{-1}$ ароматические и что при разбавлении сохранилось соотношение предельных углеводородов к ароматическим углеводородам, можно посчитать их соотношение в результатах исследования через соотношение площадей их в спектрах (табл. 2).

Из данной таблицы можно сделать вывод, что в малозагрязненных почвах (пробы № 903,907) содержание ароматических соединений колеблется в пределах 6 % из общей массы углеводов, в сильнозагрязненных почвах (пробы № 898, 902, 904, 905) содержание ароматических углеводов в среднем составило 19,75 %.

Таблица 2

Определение содержания отдельных классов веществ

№	№ пробы	Результат, мг/г	Соотношение площадей в спектре		Содержание отдельных классов веществ, мг/г	
			Пред. УВ	Ар. УВ	Пред. УВ	Ар. УВ
1	898	89	0,85	0,15	75	13
2	902	259	0,82	0,18	213	47
3	903	34	0,96	0,04	33	1
4	904	122	0,71	0,29	86	35
5	905	195	0,83	0,17	162	33
6	907	0,8	0,92	0,08	0,8	0,1

Таблица 3

Результаты определения содержания нефтепродуктов в почве методом флуориметрии

№	№ пробы	Результаты исследований, мг/г	Погрешность, мг/г
1	898	41,9	±14,7
2	902	134	±47
3	903	20,1	±7,0
4	904	26,5	±8,3
5	905	159	±56
6	907	0,12	±0,05

Далее для этих же проб осуществлялся анализ по ПНД Ф 16.1:2.2.21-98 [1,4], результаты исследования приведены в табл. 3.

Существенная разница между результатами данных измерений может быть обусловлена тем, что методики определения нефтепродуктов принципиально различаются. В случае ИК-спектроскопии результаты значительно выше, чем при флуориметрии. В 2-8 раз, согласно ранее проведенным исследованиям. Это может быть объяснено различной природой растворителей [2].

Аналогичные исследования были проведены для незагрязненных проб почвы. Пики при 3000-3100 см⁻¹ очень слабые относительно проведенной градуировки. Это говорит о низкой концентрации ароматических соединений, практически об их отсутствии. Из этого может следовать, что повышенное содержание ароматических углеводов объясняется загрязнением почвы нефтью и нефтепродуктами.

Выводы:

1. Применение ИК-Фурье спектрометра «Инфралюм ФТ-08» позволяет определять содержание отдельных классов углеводородов. Расчет в загрязненных пробах возможен с определенными допущениями. Применение подобного подхода при анализе чистых проб нецелесообразно.

2. Повышенное содержание ароматических соединений в почвах может быть обусловлено загрязнением.

3. Получены расхождения результатов по разным методикам, данный факт согласуется с проведенными ранее исследованиями.

Список литературы

1. Другов Ю.С. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов: монография / Другов Ю.С., Родин А.А. – М.: Бинوم. Лаборатория знаний, 2007.

2. Околелова А.А., Рахимова Н.А., Мерзлякова А.С., Авилова В.С., Нгуен Тьен Чунг. Определение содержания нефтепродуктов в почвах инструментальными и ИК-спектральными методами // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 5–1. – С. 89-92;

3. ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах.

4. ПНД Ф 16.1:2.2.21-98 Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом с использованием анализатора жидкости Флюорат-02.

5. Тарасевич Б.Н. ИК-спектры основных классов органических соединений: справочные материалы. – Москва, 2012.

УДК 665.6/7

Автономный комплекс по очистке сточных вод нефтедобывающих предприятий

С.А. Алешина¹

*Научный руководитель: доцент, канд. техн. наук Е.А. Соловьев
Сибирский федеральный университет*

В сточных водах нефтедобывающих производств, буровых сточных водах, высокоминерализованных сточных водах нефтепромыслов, в том

¹ © Алешина С.А., 2015.

числе пластовых водах, могут содержаться различные виды загрязнений, попадание которых в почву и водоёмы может привести к серьёзным, а иногда и необратимым негативным экологическим последствиям. В стоках нефтегазовых промыслов в значительных количествах содержатся такие загрязняющие вещества, как углеводородный конденсат, растворимые минеральные соли, органические химреагенты (диэтиленгликоль, метанол и др.), поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые особенно опасны для естественной среды и её обитателей. Кроме органических растворимых и эмульгированных примесей в сточных водах рассматриваемых производств могут в больших количествах содержаться растворимые минеральные примеси – минеральные соли, кислоты, щёлочи, а также взвешенные твёрдые частицы – песок, глина, отработанные катализаторы и адсорбенты, буровой шлам, которые нельзя просто так сбрасывать в водоёмы ввиду их отрицательного влияния на качество воды и способность водоёма к самоочищению.

В настоящее время применяются различные методы очистки сточных вод от указанных выше загрязнителей, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки.

Механические очистки сточных вод, к которым относятся процеживание, фильтрация, коагуляция, флокуляция и флотация, позволяют извлекать твёрдые частицы, минеральные и эмульгированные компоненты. Механические методы очистки просты в эксплуатации, не требуют сложного дорогостоящего оборудования, позволяют обеспечить непрерывность процесса очистки и в широком диапазоне режимных параметров. Однако эти методы не позволяют очистить сточные воды полностью от всех загрязнителей и часто рассматриваются как первая ступень, необходимая для качественной очистки сточных вод, перед сбросом с производства в центральную канализационную сеть или водоём. Применение этих методов позволяет значительно снизить расходы на дальнейшую более качественную очистку стоков.

Для очистки сточных вод от растворённых органических и минеральных загрязнений широко применяются: адсорбция, ионообменная очистка, экстракция, обратный осмос и ультрафильтрация, нейтрализация. Это неотъемлемая и важная часть в технологиях комплексной очистки промышленных сточных вод. Эффективность адсорбционной очистки может достигать 80-95 % в зависимости от типа загрязнителя. Экстракция и нейтрализация экономически выгодны только в том случае, если стоимость извлекаемых веществ компенсирует все затраты на их извлечение, поскольку эти методы связаны с расходом дорогостоящих реагентов.

Необходимо отметить, что применяемые современные технологии очистки сточных вод хоть и позволяют достаточно эффективно очищать воду от растворённых органических и минеральных загрязнений, но не решают в полной мере проблему утилизации извлечённых компонентов

стоков. Очень часто извлечённые загрязнители просто складываются или захораниваются на соседнем полигоне, в результате экологический вред окружающей среде от этого не становится меньше.

Очевидно, что для наиболее эффективного решения проблемы очистки промышленных сточных вод необходим комплексный подход, заключающийся в очистке и последующей эффективной утилизации компонентов стоков. Причём желательно на месте установки очистных сооружений. Актуальной задачей также является сокращение эксплуатационных затрат.

Целью данной работы является создание комплекса, который позволит очищать сточные воды от органических и неорганических соединений, перерабатывать органические загрязнения в топливный газ, а также с помощью электрогенератора перерабатывать получившийся топливный газ в тепло и электричество. За счет этой энергии комплекс будет энергонезависимым (рис. 1).

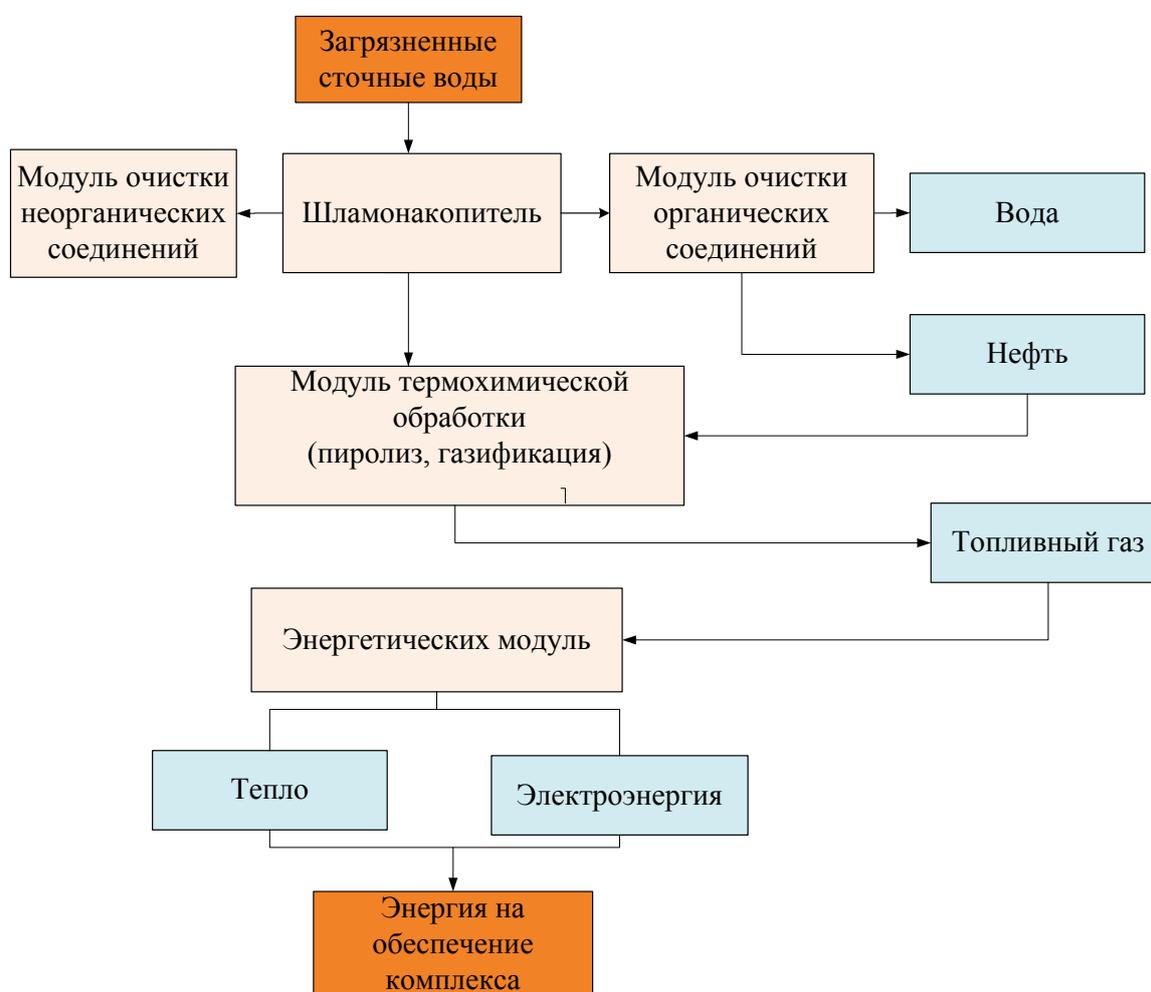


Рис. 1. Принципиальная схема автономного комплекса для очистки сточных вод нефтегазовых промыслов

Комплекс состоит из:

1. Шламонакопителя

2. Модуля очистки органических соединений
3. Модуля очистки неорганических соединений
4. Модуля термохимической обработки
5. Энергетического модуля

В данном комплексе на первом этапе будет осуществляться разделение скопившихся в шламонакопителе сточных вод на органическую и неорганическую части. После чего неорганическая часть (механические примеси, остатки бурового раствора) поступает в модуль по очистке неорганических соединений, где подлежит дальнейшей переработке и утилизации. Другая, органическая, часть поступает в модуль по очистке органических соединений, где будет произведено обезвоживание нефти и разделение соединений на нефть и воду.

На следующем этапе переработки нефть, отделившаяся от органических соединений сточных вод, подается модулю термохимической обработки. В этом модуле она подвергается пиролизу, в результате чего выделяется огромное количество топливного газа, необходимого для работы энергетического модуля. В процессе переработки топливного газа мы получаем конечные продукты в виде тепла и электричества.

Энергии, которая выделится при переработке органических соединений сточных вод, достаточно, чтобы обеспечить автономную работу комплекса, без дополнительных затрат на электричество, поэтому предложенный комплекс является энергетически независимым, позволяет снизить затраты на эксплуатацию, а также решить проблемы утилизации компонентов сточных вод нефтегазовых промыслов.

УДК 574

Сорбционное концентрирование ароматических углеводородов нефти и их определение методом твердофазной ИК-спектроскопии

Е.С. Лысенкова, Е.В. Ковтунова, А.П. Кузьмин¹

Научные руководители: канд. хим. наук О.П. Калякина

канд. хим. наук С.Н. Калякин

Сибирский федеральный университет

Среди многочисленных вредных веществ антропогенного происхождения, попадающих в окружающую среду, нефтепродуктам (НП) принадлежит одно из первых мест. Работа автотранспорта и предприятий нефте-

¹ © Лысенкова Е.С., Ковтунова Е.В., Кузьмин А.П., 2015.

перерабатывающей и нефтехимической промышленности, газообразные выбросы и сточные воды промышленных предприятий, многочисленные разливы нефти и НП в результате аварий трубопроводов и нефтеналивных судов, аварий и пожаров на нефтехранилищах и нефтеперегонных заводах приводят к загрязнению окружающей среды значительным количеством сырой нефти и продуктов ее переработки.[2]

Определение нефти и нефтепродуктов(НП) в воде осуществляют различными хроматографическими и спектроскопическими методами; суммарное содержание НП определяют гравиметрией. Однако каждый из перечисленных методов не позволяет получить полную картину качественного и количественного состава НП, присутствующих в природных водах, поэтому необходимо применять группу методов [1].

Для идентификации НП успешно используется ИК-спектроскопия. Определение проводится в жидкой фазе после экстракции НП малополярными растворителями, которые, как правило, токсичны. По сравнению с обычной жидкостной экстракцией твердофазная экстракция сокращает время пробоподготовки, уменьшает расход растворителей [5]. Нами предложено определять НП на поверхности сорбента после твердофазной экстракции, используя для детектирования метод ИК-спектроскопии.

Операция сорбционного концентрирования позволяет добиться заданной чувствительности, а получение пригодной для измерения аналитической формы концентрата на поверхности сорбента повышает экспрессность и экономичность соответствующих методик.

Цель работы – выбор условий сорбционного концентрирования НП с использованием твердотельного чувствительного элемента (ТЧЭ) для дальнейшего детектирования методом ИК-спектроскопии.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Выбор оптимального материала для ТЧЭ.
2. Выбор условий сорбции НП на поверхности ТЧЭ.
3. Исследование мешающего влияния различных компонентов анализируемых водных систем на определение НП методом твердофазной ИК-спектроскопии.

Экспериментальная часть

Исходный раствор нефтепродуктов (10 г/л) готовили следующим образом: в колбу вместимостью 50 мл помещали 0,5 г дибутилфталатаи доводили до метки ацетоном. Для построения градуировочного графика готовили эмульсии с концентрациями 2; 4; 8; 16; 24; 32; 36; 38; 40 мг/л. Для этого в колбу на 100 мл помещали 5 г соли, в которую дозатором вносили 20; 40; 80; 160; 240; 320; 360; 380; 400 мкл исходного раствора соответственно и доводили до метки дистиллированной водой.

При выборе материала для ТЧЭ использовали полипропиленовую, полиэтиленовую, фторопластовую, полиуретановую пленки и поликарбо-

нат. Из них вырезали полоски размером 35x35 мм, промывали ацетоном и просушивали при комнатной температуре. Далее ТЧЭ помещали в ИК-спектрометр «Nicolet 380» (ЦКП СФУ) и проводили измерения спектров пропускания в диапазоне частот 500–4000 см^{-1} .

Обсуждение результатов эксперимента

Установлено, что полиэтилен, фторопласт, полиуретан волокнистый и поликарбонат имеют полное светопоглощение в области 650 – 900 см^{-1} , обусловленное валентными колебаниями -СН- групп ароматических связей. Для определения НП в воде в качестве ТЧЭ рекомендован полипропилен (рис. 1), так как он имеет высокое светопропускание в этой области и удовлетворяет всем требованиям к сорбентам, которые используются в твердофазной ИК-спектроскопии.

В дальнейшем для изготовления ТЧЭ использовали полипропиленовую пленку, из которой вырезали диски диаметром 16 мм. При использовании прямоугольных матриц более интенсивная сорбция НП наблюдается в углах ТЧЭ, что приводит к снижению аналитического сигнала и уменьшению воспроизводимости.

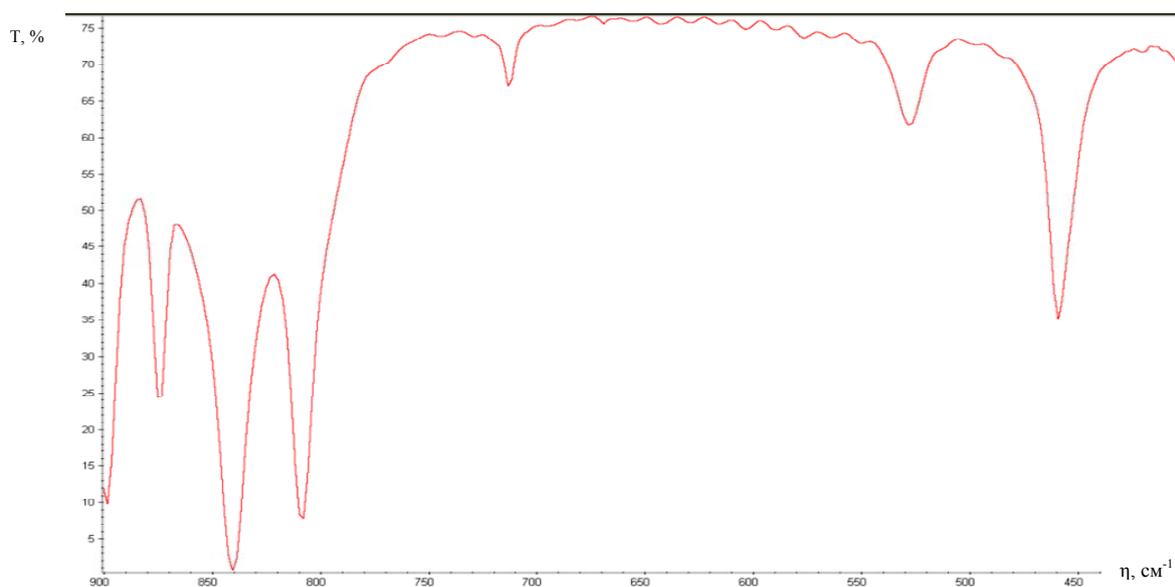


Рис. 1. ИК-спектр пропускания полипропилена

За аналитический сигнал принимали высоту пика в ИК-спектре ТЧЭ, измеренную при частоте 742 см^{-1} (пик характеристических частот аренов). Определения проводили в двух параллелях.

Полноту извлечения НП из эмульсии определяли по зависимости аналитического сигнала от времени сорбции (рис. 2). Исследования показали, что сорбционное равновесие в системе «адсорбент-адсорбат» устанавливается в течение 30 минут.

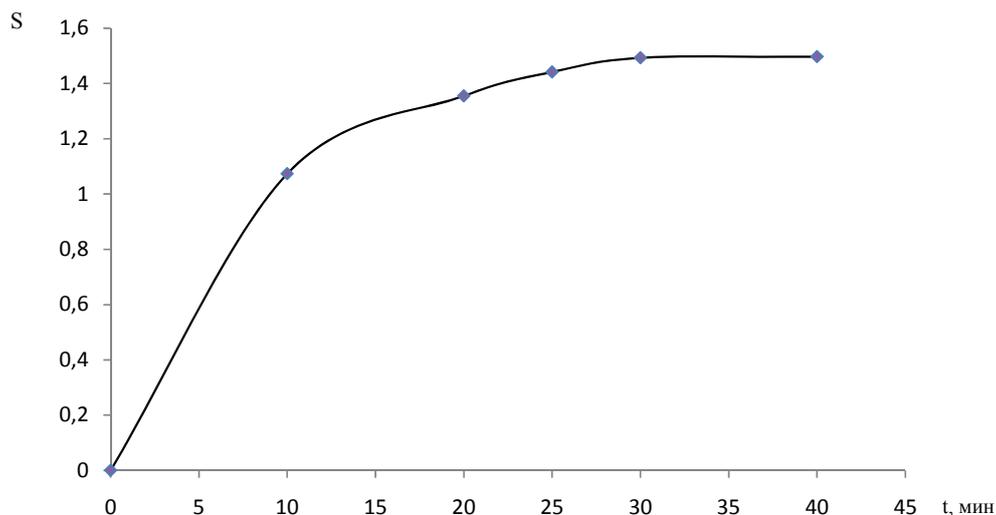


Рис. 2. Изучение влияния времени сорбции на величину аналитического сигнала

Чтобы построить градуировочную зависимость, находили среднее значение аналитического сигнала для каждой концентрации. Градуировочный график для определения НП в воде приведен на рис. 3.

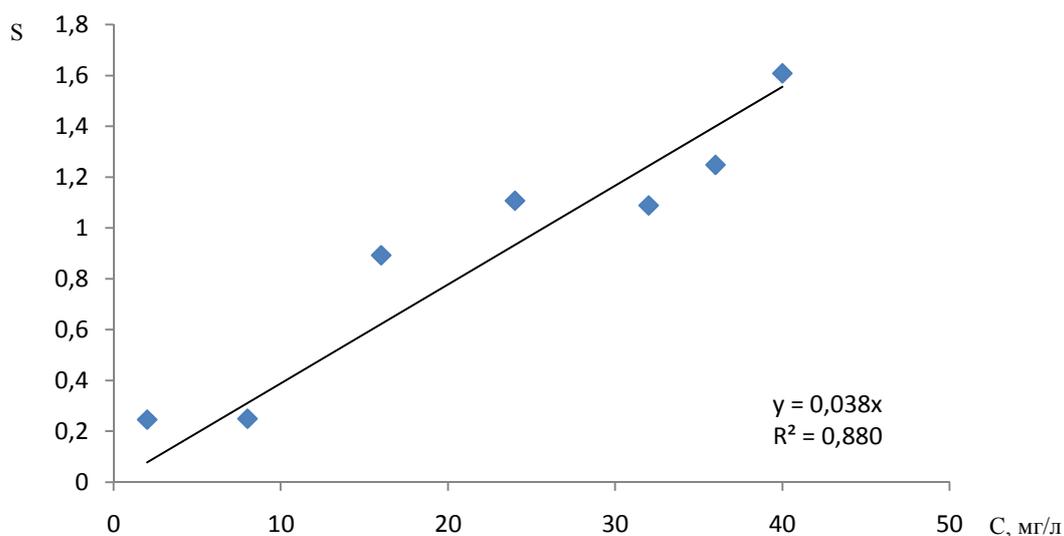


Рис. 3. Градуировочный график для определения НП в воде методом твердофазной ИК-спектроскопии

Некоторые метрологические характеристики предложенного подхода и сравнение со стандартной методикой приведены в табл. 1.

Таким образом, разработанный подход отличается от стандартной методики экспрессностью, отсутствием токсичных растворителей, уступает в чувствительности. Может быть рекомендован для определения НП в сточных водах.

**Сравнение некоторых характеристик разработанной
и стандартной методик**

Характеристика	Методика	
	ГОСТ Р 51797-2001	Твердофазная ИК-спектроскопия
Диапазон измеряемых концентраций, мг/м ³	0,05 – 50	1 – 40
Время анализа	> 60 мин	30 мин
Коэффициент корреляции	-	0,9759

Заключение

Предложен вариант определения НП в воде, заключающийся в центрировании НП из воды твердофазной экстракцией с применением в качестве сорбента полипропиленовой пленки и детектировании на поверхности сорбента методом ИК-спектроскопии.

Градуировочный график для определения НП в воде методом твердофазной ИК-спектроскопии, построенный в координатах высота пика в ИК – спектре на частоте 742см⁻¹ – концентрация НП в воде, в мг/л линейен в диапазоне 1 – 40 мг/л (10 – 400 ПДК).

Для увеличения чувствительности и воспроизводимости методики рекомендуется использовать в качестве аналитического сигнала сумму площадей пиков в ИК-спектре на основных характеристических частотах.

Список литературы

1. ГОСТ Р 51797-2001. Вода питьевая. Метод определения содержания нефтепродуктов. – URL:<http://vsegost.com/Catalog/67/6787.shtml> (Дата обращения 20.12.2013).
2. Другов, Ю.С. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов/ Ю.С. Другов, А.А. Родин // Бином. Лаборатория знаний, 2007. – 272 с.
3. Ильичев, И.С. Основы физико-химического анализа продуктов нефтепереработки и нефтехимического синтеза: электронный учебно-методический комплекс/ И.С. Ильичев, М.А. Лазарев, А.А. Щепалов. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2010. – 163 с.
4. Леоненко, И.И. Методы определения нефтепродуктов в водах и других объектах окружающей среды (обзор)/ И.И. Леоненко, В.П. Антонович, А.М. Андрианов// Методы и объекты химического анализа. – 2010. – Т. 5, № 2. – С. 58 – 72.
5. Проблемы техносферной безопасности-2012: материалы международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, Москва, 10 апреля 2012г. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2012. – С. 206 – 208.

Исследование изменений в органическом веществе почвы при нефтяном загрязнении

И.Д. Рашид¹

*Научные руководители: канд. техн. наук А.В. Александрова, К.Н. Шурай
Кубанский государственный технологический университет*

В условиях усиления антропогенного прессинга на почвенные экосистемы, в том числе и со стороны производственной деятельности нефтегазового комплекса, возрастает роль фундаментальных научных исследований, направленных на получение сведений о закономерностях взаимодействия органического вещества почвы и ее других компонентов с тем или иным антропогенным агентом для разработки надежных приемов диагностики экологического состояния почвы и прогнозирования ее свойств.

Цель научно-исследовательской работы, проводимой на базе КубГТУ, состоит в установлении особенности гумуса образцов почв Краснодарского края: структурно-функциональных свойств его компонентов в природных условиях и при загрязнении нефтяными углеводородами. Также на основе интерпретации факторологического поля предлагаем индикаторные показатели состояния органического вещества почвы для оценки направленности почвенно-биохимических процессов, моделирования и прогнозирования экологической устойчивости почвы.

Научная позиция авторского коллектива базируется на представлении о том, что гумус – сложная, уникальная для каждого региона система органических соединений биосферы, обладающих способностью к экологической устойчивости. Изменение свойств гуминовых кислот почвы может выступать индикатором изменения состояния гумуса, критерием оценки и прогнозирования экологической изменчивости и устойчивости почвы. По мнению авторского коллектива, внимания заслуживает комплексный подход в решении поставленных задач, состоящий в исследовании фракционно-группового состава гумуса почвы в условиях природно-факториальных и антропогенно-факториальных изменений [1, 2]. Составлена общая схема проведения исследований (рис. 1).

В настоящее время предлагается значительное количество показателей, характеризующих экологические функции почв, а как следствие, ее потенциальное плодородие. Однако, несмотря на многообразие предлагаемых параметров, отсутствуют единые критерии и подходы в оценке экологического состояния почв. Традиционно проблема плодородия почвы рас-

¹ © Рашид И.Д., 2015.

смачивается в связи с содержанием и свойствами гумусовых веществ. К общепринятым показателям, характеризующим гумусовое состояние почвы, относят содержание гумуса, запасы гумуса в пахотном слое, обогащенность гумуса азотом, степень гумификации органического вещества, тип гумуса и т.п. [3].

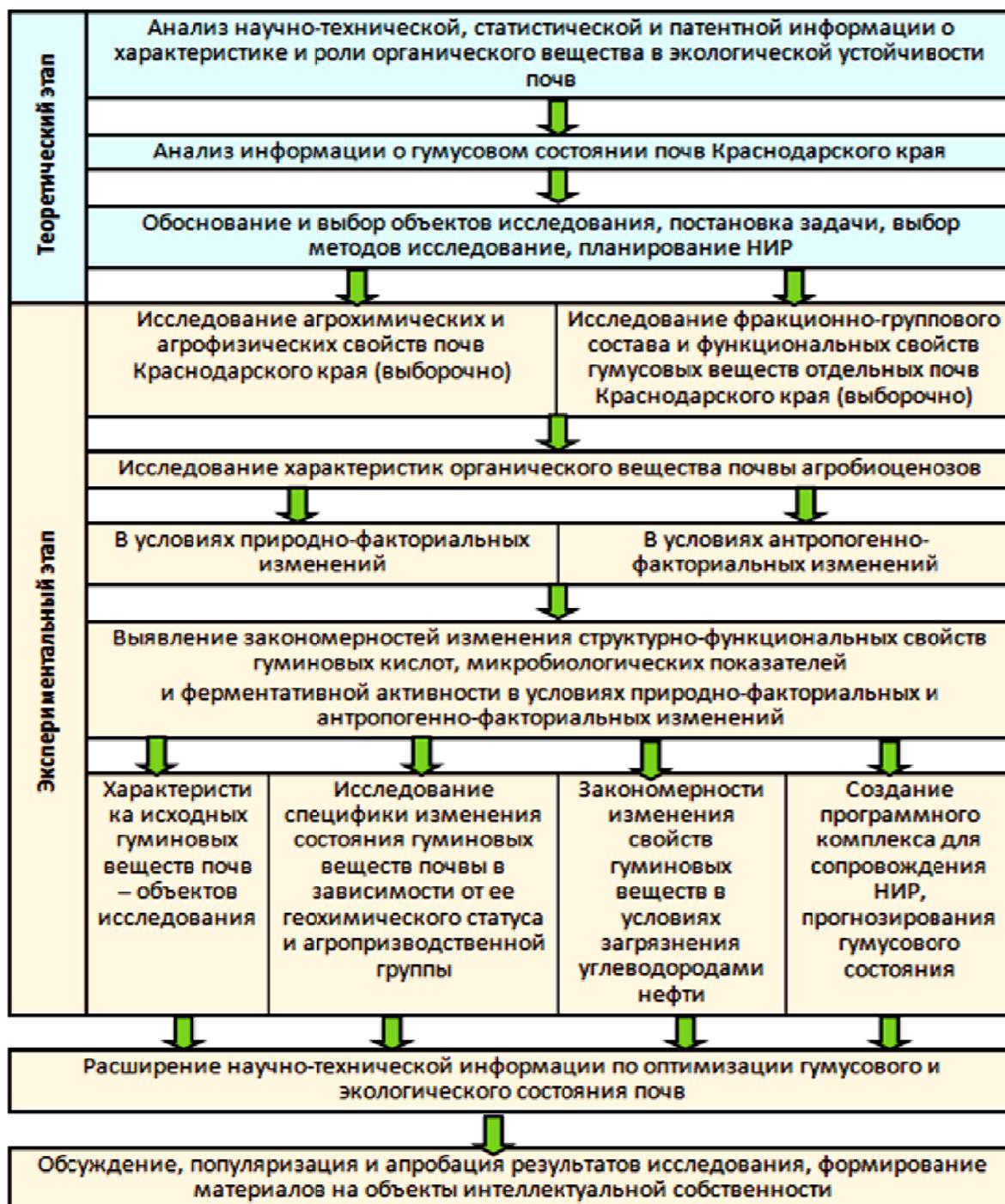


Рис. 1. Схема проведения научно-исследовательской работы

В ходе выполнения работы нами было исследовано гумусовое состояние слабоизученных почв Краснодарского края на мониторинговых

площадках, расположенных на территории станции Елизаветинской, станции Смоленской и поселка Транспортного Горячеключевского района Краснодарского края. В соответствии с общепринятой классификацией почв России (2004 г.) почвы ст. Елизаветинской, ст. Смоленской и пос. Транспортного были классифицированы как чернозем обыкновенный (карбонатный) малогумусный сверхмощный, луговато-черноземная слабогумусная почва с сверхмощным гумусовым горизонтом и серая лесная почва с мощным гумусовым горизонтом соответственно.

Характеристика объектов исследования представлена в табл. 1. Площадь мониторинговых площадок составляла 1 м², повторность – четырехкратная. Антропогенное воздействие изучали на мониторинговых площадках на примере загрязнения углеводородами нефти в количестве 2,5; 5 и 10 л/м². В качестве поллютанта использовали сырую нефть Западно-Сибирского месторождения. Длительность воздействия нефтяного загрязнения составляла 18 месяцев. В ходе количественного химического анализа применялись традиционные методы исследования гумуса [3].

Результаты определения группового состава гумуса исследуемых почв представлены в табл. 2.

Таблица 1

**Характеристика объектов исследования
(природно-факториальные условия)**

Вид почвы	Глубина отбора пробы, см	Валовое содержание гумуса, %
Чернозем карбонатный малогумусный сверхмощный	0 – 20/20 – 40/40 – 60	3,54/0,72/0,56
Луговато-черноземная слабогумусная со сверхмощным гумусовым горизонтом	0 – 20/20 – 40/40 – 60	2,51/0,67/0,54

Таблица 2

**Фракционный состав гумуса почв
(природно-факториальные условия)**

Вид почв	Глубина отбора проб, см	Собщ, %	Гуминовые кислоты, % (Σ)	Фульвокислоты, % (Σ)	Сгк:Сфк
Чернозем карбонатный	0 – 20	3,54	30,4	18,7	1,62
	20 – 40	0,72	31,3	18,3	1,71
	40 – 60	0,56	30,5	18,2	1,68
Луговато-черноземная	0 – 20	2,51	27,7	17,8	1,56
	20 – 40	0,67	29,5	16,5	1,79
	40 – 60	0,54	29,6	16,2	1,83

При внесении нефти в количестве 2,5 л/м² выявлено изменение фракционно-группового состава гумусовых веществ в пахотном слое (0 –

20 см): увеличение доли подвижных (не связанных с кальцием) гумусовых веществ и увеличение относительного содержания фульвокислот в обоих случаях. При загрязнении почвы нефтью в концентрациях 5 и 10 л/м² существенного изменения группового состава гумуса также не было выявлено, что можно объяснить временным существенным угнетением аборигенной микрофлоры. Результаты исследования изменения фракционно-группового состава гумуса при нефтяном загрязнении почв на примере пахотного слоя приведены в табл. 3.

Для характеристики степени изменения гумуса под влиянием антропогенного воздействия использовали коэффициент подвижности гумуса, определяемый как отношение содержания гумусовых веществ подвижных и связанных с кальцием.

Таблица 3

**Фракционно-групповой состав гумуса пахотного слоя
нефтезагрязненных почв**

Вид почв	Собщ, %	Гуминовые кислоты, % (Σ)	Фульвокислоты, % (Σ)	Сгк:Сфк
Чернозем карбонатный	3,54	26,0	19,0	1,37
Луговато-черноземная	2,51	27,8	18,7	1,49

Таблица 4

**Сравнительная характеристика подвижности гумуса незагрязненных
и нефтезагрязненных почв**

Вид почвы	Коэффициент подвижности гумуса		Относительное изменение коэффициента подвижности гумуса, %
	Незагрязненная почва	Загрязненная почва (2,5 л/м ²)	
Чернозем карбонатный малогумусный сверхмощный	0,12	0,14	16,7
Луговато-черноземная слабогумусная со сверхмощным гумусовым горизонтом	0,17	0,25	22,1

Таким образом, установлено увеличение коэффициента подвижности гумуса чернозема карбонатного и луговато-черноземной почвы на 16,7 % и 22,1 % соответственно.

Выводы. Для нефтезагрязненной почвы с дозой нефти 2,5 л/м² выявлено увеличение доли подвижной фракции гумусовых веществ (ГК1+ФК1). В ходе выполнения настоящей НИР обосновано, что для оценки уровня такого антропогенного воздействия при загрязнении, как нефтяными углеводородами, на начальном этапе (первый теплый сезон) информативными сенсорами можно считать микробиологические показа-

тели: численность дрожжей рода *Liromyces* и бактерий рода *Azotobacter*. На последующих периодах наблюдения (в среднем со следующего теплого сезона) большую информативность для выявления общего тренда приобретают показатели фракционного состава гумуса и структурно-функциональные свойства ГК: коэффициент подвижности гумуса, соотношение суммы кислородсодержащих функциональных групп (карбоксильных, фенольных, спиртовых) к общему содержанию органического углерода, а также соотношение суммы кислородсодержащих функциональных групп, входящих в состав гуминовых кислот и фульвокислот (предложенный сенсор).

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и министерства образования и науки Краснодарского края (проект №13-04-96602 р_юг_а).

Список литературы

1. Александрова А.В. Причинно-следственный анализ в исследовании изменения состава и свойств почвы / А.В. Александрова, К.Н. Шурай, Д.Н. Шабанова, Д.А. Данилов // Химия: образование, наука, технология: сб. трудов всероссийской научно-практической конференции с элементами научной школы. – Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова. Киров, 2014. – С. 21-23.
2. Александрова А.В. К вопросу об исследовании трансформации гумуса в современном агробиоценозе / А.В. Александрова, К.Н. Шурай, С.Ю. Ксандопуло, Т.К. Согомоян // Антропогенная трансформация геопространства: история и современность: материалы всеросс. науч.-практ. конф., г. Волгоград, 28-29 апр. 2014 г. Волгоград: Изд-во ВолГУ, 2014. – 504 с. – С.65-68
3. Орлов Д.С., Гришина В.А. Практикум по химии гумуса: учеб. пособие. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1981. 272 с.

Принятие эколого-ориентированных управленческих решений в нефтегазовых компаниях на основе причинно-следственной модели

Д.Н. Шабанова¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук А.В. Александрова
Кубанский государственный технологический университет*

В течение многих лет нефтегазовый комплекс (НГК) России является не только главным источником финансовых поступлений государства, но и одним из ведущих источников негативного воздействия на окружающую среду. Воздействие объектов нефтегазового комплекса на природные объекты обусловлено токсичностью природных углеводородов, разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, а также спецификой добычи, подготовки, транспорта, хранения, переработки и разнообразного использования нефти и газа [2]. В этой связи стратегической целью государства является решение социально-экономических задач, обеспечивающих экологически ориентированный рост экономики, а также сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов для удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений. В решении задач указанного направления значительное место отводится оценке антропогенного воздействия на окружающую среду, созданию систем поддержки принятия управленческих решений на основе моделирования состояния экологической обстановки, а также прогнозированию изменений окружающей среды и ее защите с применением информационных систем.

Целью настоящей работы является разработка причинно-следственной модели системы принятия эколого-ориентированных управленческих решений в нефтегазовых компаниях.

Экологическая результативность предприятия НГК приобретает все большее значение для внутренних и внешних заинтересованных сторон. Для достижения высокой экологической результативности предприятие НГК должно реализовывать системный подход к своей деятельности и постоянно улучшать систему управления охраной окружающей среды (СУООС) в соответствии с требованиями стандартов экологического менеджмента ИСО серии 14000. По состоянию на 2012 г. количество сертификатов, выданных организациям во всем мире на соответствие требованиям стандарта ИСО 14001:2004, составляет 285 844 [3].

С целью поддержания в рабочем состоянии СУООС организация НГК должна:

¹ © Шабанова Д.Н., 2015.

1) идентифицировать экологические аспекты своей деятельности, продукции и услуг, которые она может контролировать и на которые она может влиять, учитывая при этом планируемые или новые возможности развития;

2) связать экологические аспекты со своей деятельностью и требованиями действующего законодательства;

3) распределить ответственность и полномочия для соответствующих уровней и функций;

4) управлять своими процессами в заданных условиях, а также проводить их мониторинг и измерение;

5) осуществлять проверку и оценку функционирования системы.

Поскольку организация НГК – это сложный механизм, включающий в себя организационную структуру, планирование, распределение ответственности, процедуры, процессы и ресурсы, необходимые для реализации, анализа и развития политики предприятия в области экологии, необходимо выполнять не только государственные требования, но и требования потребителей (заказчиков), что невозможно без управления своими рисками. Риски, влияющие на предприятие, могут иметь последствия с точки зрения экономической эффективности, деловой репутации, окружающей среды, безопасности и социальные последствия.

Результат процесса зависит от факторов, между которыми всегда существуют отношения типа «причина – следствие (результат)», поэтому в настоящей работе в качестве метода, позволяющего распределять причины в логической последовательности и в сжатой форме предлагается использовать причинно-следственную диаграмму (диаграмму Исикавы). Главным ее достоинством является наглядное представление не только тех факторов, которые влияют на изучаемый объект, но и причинно-следственных связей этих факторов. Эту диаграмму из-за ее формы часто называют «рыбьим скелетом».

В рамках настоящей статьи для повышения эффективности управления экологическими рисками на предприятиях НГК составлена причинно-следственная диаграмма (диаграмма Исикавы), представленная на рис. 1. Построению причинно-следственной диаграммы предшествовал «мозговой шторм» группы-экспертов, которые выявили, сгруппировали и ранжировали основные причины, влияющие на повышение эффективности управления экологическими рисками на предприятиях НГК. Среди них такие показатели, как «персонал», «управление операциями», «затраты» а также вторичные причины, составляющие этих факторов, которые входят в состав восьми принципов построения систем управления, изложенных в стандартах ИСО.

Для облегчения построения причинно-следственной диаграммы на базе разработанной нами программы «Причинно-следственный анализ изменения состояния системы» [1,4] реализован инструментарий автоматизации процесса принятия эколого-ориентированных управленческих решений на примере предприятий НГК.

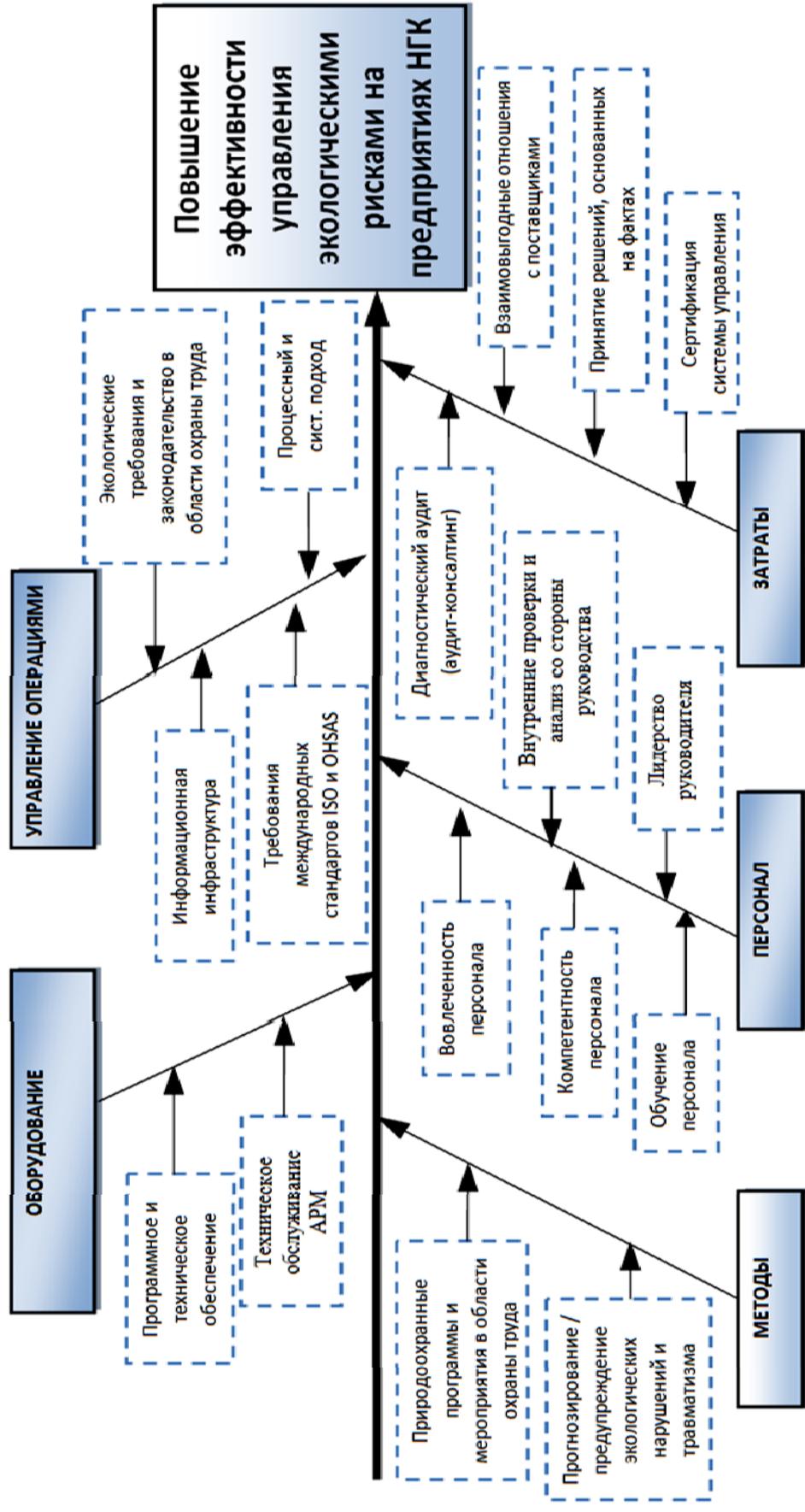


Рис. 1. Причинно-следственный анализ факторов, влияющих на эффективность управления экологическими рисками

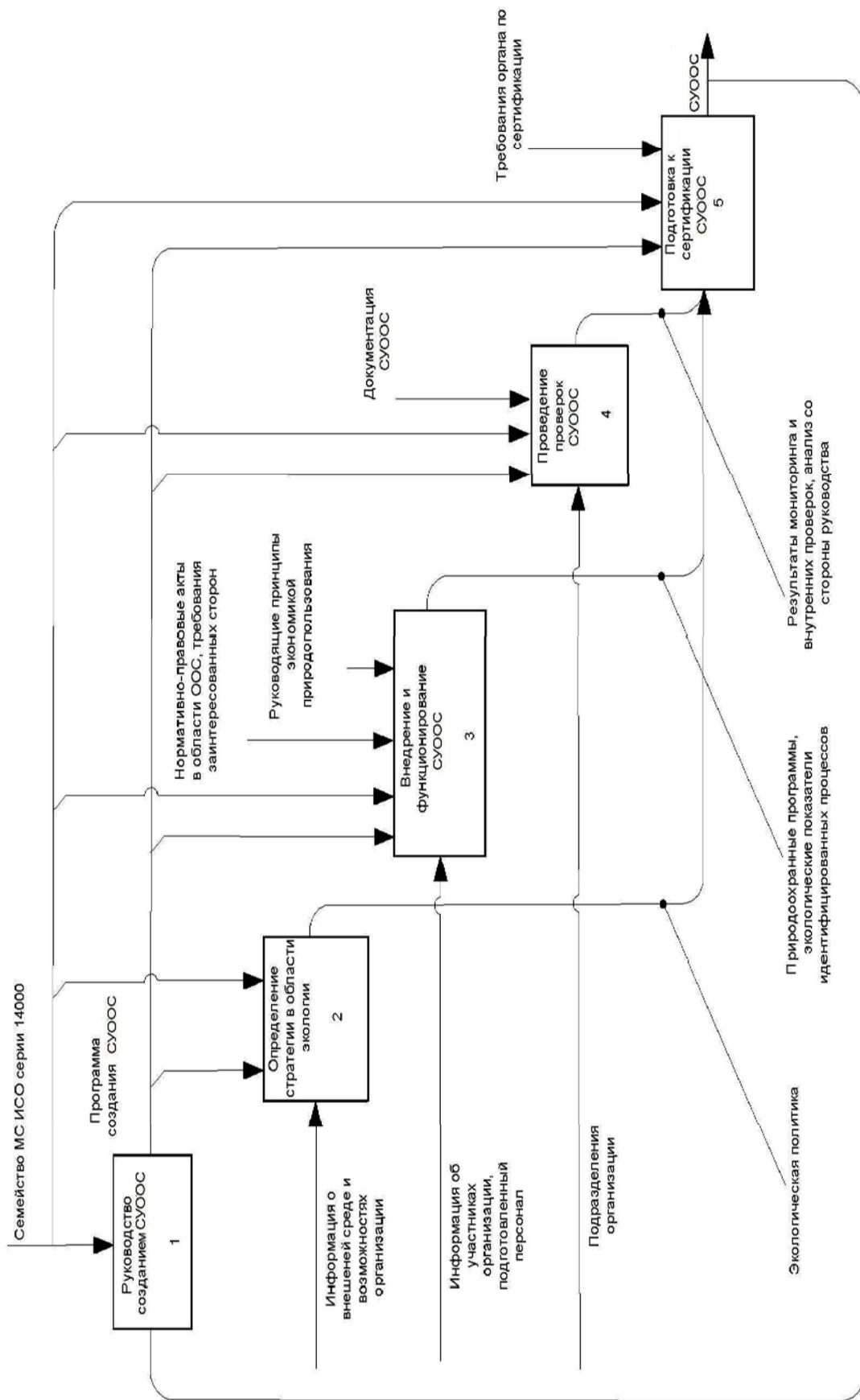


Рис. 2. Процесс создания СУОС

Автоматизация процесса построения причинно-следственной диаграммы представлена следующими основными шагами:

1. выбор целевого объекта (процесса), который необходимо проанализировать;
2. выбор из контекстного меню группы факторов, влияющих на целевой
3. объект: персонал, оборудование, финансы, методы, управление операциями;
4. построение диаграммы путем ранжирования всех факторов с использованием
5. коэффициентов их весомости;
6. декомпозиция каждого фактора на более «мелкие кости» с обозначением
7. подфакторов;
8. проверка логической связи каждой цепочки.

В дальнейшей работе для построения СУООС на предприятиях НГК предлагается использование отечественного программного продукта Business Studio. Система бизнес-моделирования Business Studio разработана специально для поддержки полного цикла проектирования эффективной системы управления предприятием: «проектирование – внедрение – контроль – анализ», позволяя не только формализовать стратегию и контролировать ее достижение, но и проектировать процессы компании [5].

Основные этапы построения СУООС на предприятиях НГК представлены в виде сети взаимосвязанных графических моделей процессов SADT, ставших основой международного стандарта IDEF0. В соответствии с IDEF0 модель процесса создания СУООС на предприятиях НГК построена как набор взаимосвязанных SADT-диаграмм (в виде древовидной структуры), показанных на рис. 2.

Модель построения СУООС универсальна и может применяться любыми предприятиями НГК. Степень применения предлагаемой модели зависит от характера, масштаба, воздействия деятельности предприятия НГК, продукции и услуг на окружающую среду.

Список литературы

1. Александрова А.В. Причинно-следственный анализ в исследовании изменения состава и свойств почвы [Текст] / А.В. Александрова, К.Н. Шурай, Д.Н. Шабанова, Д.А. Данилов // Химия: образование, наука, технология: сборник трудов всероссийской научно-практической конференции с элементами научной школы. – Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова. Киров, 2014. – С. 21-23.
2. Вяхирев Р.И. Российская газовая энциклопедия. М: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.

3. ИСО – Международная организация по стандартизации // [Об ИСО] / URL: [http:// www.iso.org/iso/ru/about.htm](http://www.iso.org/iso/ru/about.htm) (дата обращения: 29.04.2015).

4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ Причинно-следственный анализ изменения состояния системы [Текст] / Александрова А.В., Данилов Д.А., Авдеев А.С, Согомоян Т.К.(RU).- № №2014612307; заявл. 24.12.2013; опубл. 24.02.2014.

5. Система моделирования Business Studio URL: <http://www.businessstudio.ru/description/> (дата обращения 29.04.2015г.).

УДК 550.423

Изучение особенностей накопления урана в почве: модельные эксперименты

А.С. Миронова, Н.С. Краплякова¹

*Научный руководитель: канд. хим. наук Л.Г. Бондарева
Сибирский федеральный университет*

Живые организмы постоянно находятся под воздействием природного радиационного фона. Одним из важнейших источников естественного радиационного фона выступают естественные радионуклиды (ЕРН). К ЕРН относятся радиоактивные изотопы урана (^{238}U , ^{235}U , ^{234}U), которые являются долгоживущими и наиболее часто встречающимися в горных породах.

На уровень накопления радионуклидов в почвах и на интенсивность последующего их включения в химические, экологические и пищевые цепи в значительной степени влияют гранулометрические и физико-химико-биологические свойства почв, а также физико-химические свойства самого радионуклида [1, 4].

Уран-238 в почвах находится в форме UO_2^{2+} , который образует с органическим веществом почвы хорошо растворимые комплексы, что увеличивает его подвижность в почве. Геохимическими барьерами для ^{238}U выступают сильно окислительные условия, наличие фосфора и других химических осадителей, глинистое и органическое вещество [3].

Определение естественных радионуклидов в объектах окружающей среды позволяет оценить возможную опасность радиационного воздействия на здоровье человека.

Цель данной работы – в ходе эксперимента получить информацию о накоплении урана в почве и прошедших через почву водных растворах.

¹ © Миронова А.С., Краплякова Н.С., 2015.

Объектом исследования является почва, отобранная методом конверта (согласно ГОСТ 17.4.3.01-83 и ГОСТ 17.4.4.02-84) вблизи лесного массива и жилых строений кампуса СФУ. Почва была очищена от крупных растений, камней, инородных предметов. Пробы почвы массой 300,0 г были помещены в пластиковые цилиндры (колонки) с дренажной системой. Всего было подготовлено 5 проб. На *рисунке 1* изображены колонки с почвой, их наполняемость указана серым цветом. Стрелками указан полив и прохождение воды через колонку.

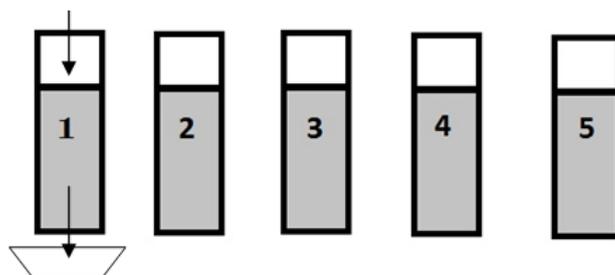


Рис. 1. Схема эксперимента

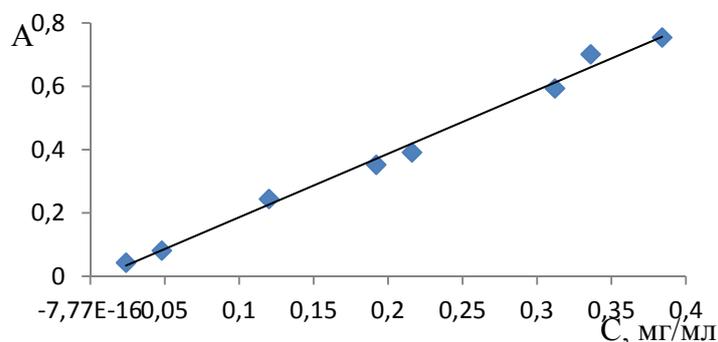
Эксперимент начали с регулярного полива проб обычной (отстоявшейся водопроводной) водой для того, чтобы предупредить полное высыхание почвы. Через четыре недели полива, предварительно отобрав контрольную пробу дренажных вод, в колонки внесли раствор нитрата уранила ($UO_2(NO_3)_2$).

Концентрацию урана в водном растворе (нитрата уранила) определяли с арсеназо III. В мерной колбе на 25 мл к аликвоте исследуемого раствора (2,5-5,0 мл) прибавляли 15 мл буфера с pH 2, 0,1 % раствора арсеназо III (0,1-0,2 мл), доводили до метки дистиллированной водой. Фотометрировали в 10-миллиметровой кювете относительно раствора сравнения, не содержащего уран, при длине волны 650 нм [2].

Для построения градуировочного графика в мерные колбы на 25 мл вводили 0,5; 1,0; 2,5; 4,0; 4,5; 6,5; 7,0; 8,0; 9,0 и 10,0 мл раствора нитрата уранила, далее действовали по приведенной выше методике спектрофотометрического определения. Измеряли оптическую плотность растворов, далее строили зависимость оптической плотности от концентрации урана. Для дальнейшей работы выбирали линейный участок полученной зависимости [5]. Градуировочный график для определения концентрации урана представлен на *рис. 2*.

По градуировочному графику были выбраны концентрации вносимого соединения в соответствии с максимально определяемой концентрацией. Нитрат уранила концентрацией 0,384 мг/мл, 0,768 мг/мл, 1,152 мг/мл и 1,536 мг/мл был внесён в колонки № 2,3,4 и 5 соответственно. Колонка № 1 – контрольная, в нее нитрат уранила не вносили, а продолжали полив обычной водой. Через сутки после полива раствором урана осуществили

отбор воды для контроля на связывание – не связывание урана с компонентами почвы. После был осуществлен ещё один полив обычной водой и ее отбор через неделю и в конце эксперимента.



$$A=2,006 C-0,0144$$

Рис. 2. Градуировочный график для определения концентрации урана

На завершающей стадии эксперимента почву каждой колонки разделили на два слоя – верхний (3 см) и нижний (рис. 3).



Рис. 3. Схема деления пробы почвы

Дальше были получены водорастворимая фракция (водная вытяжка 5,0 г почвы в 50 мл дистиллята) и обменная фракция (почва после водной вытяжки выдерживалась в 30 мл 1 М раствора ацетата аммония). Все пробы отобранных дренажных вод и вытяжек исследовали методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП МС) Agilent 7500 в Институте химии и химической технологии СО РАН.

В дренажных водах получены содержания урана. Как видно из представленных результатов, большее количество урана в дренажной воде было обнаружено после внесения урана по экспериментальной системе (рис. 4).

Приведены суммарные значения в обменной и водорастворимой фракциях без учета (рис. 5) и с учетом (рис. 6) урана в контрольной системе. Полученные результаты показали, что большая доля в водораствори-

мой и обменной фракциях находилась в нижних слоях, что, вероятно, связано с вертикальной миграцией внесенного урана.

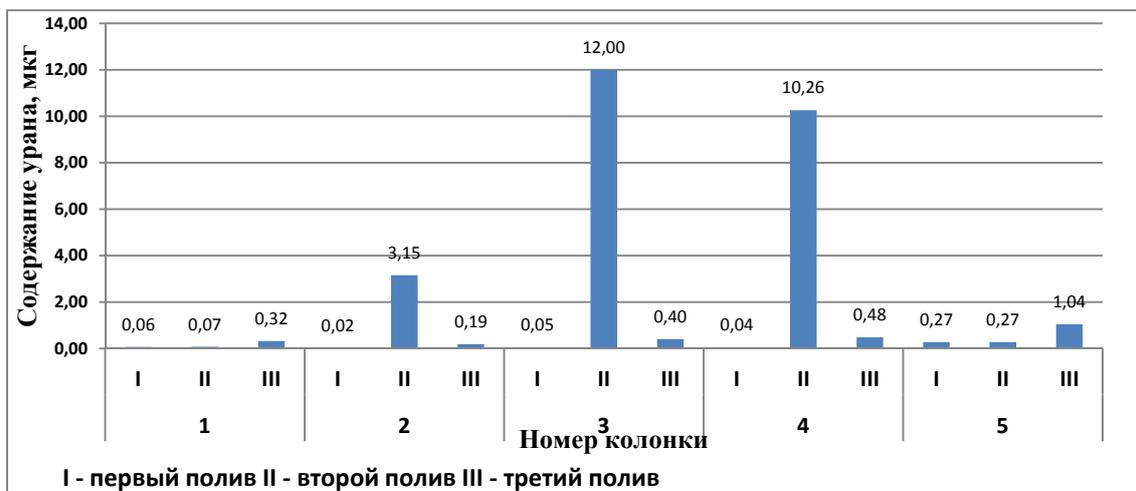


Рис. 4. Содержание урана (мкг) в воде после полива

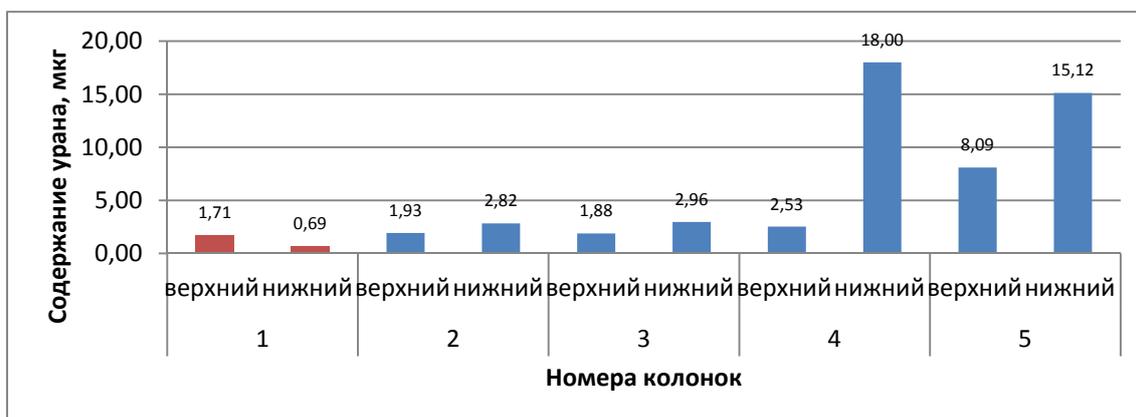


Рис. 5. Суммарное содержание урана (мкг) в водорастворимой и обменной фракциях (без вычета исходного урана)

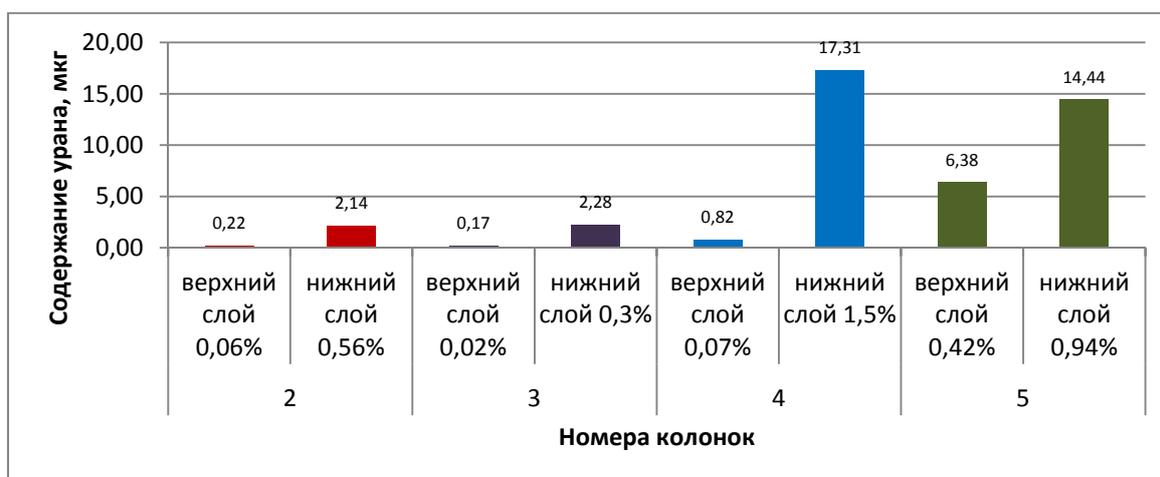


Рис. 6. Суммарное содержание урана (мкг) в водорастворимой и обменной фракциях (с вычетом исходного урана)

Рассчитанные процессы вымывающегося урана соответствуют биодоступной форме урана в исследуемых почвах.

При расчете урана в результате дренирования и последовательного фракционирования исследуемых почв было выявлено, что больше 90 % от внесенного урана во всех колоннах оставалось в почвенном слое. На основании литературных данных было сделано предположение, что оставшийся уран провзаимодействовал с органическим веществом исследуемых почв.

Корреляционный анализ показал взаимосвязь урана с другими элементами, присутствующими в почве и почвенных растворах. Высокую положительную корреляцию уран имеет лишь с одним элементом – германием. Невысокую положительную корреляцию уран имеет с мышьяком и висмутом. Отрицательную – с литием, хлором, калием, железом, бромом, золотом и другими элементами.

Таким образом, при внесении соли урана в почвенные системы до 1 % от внесенного урана вытекает из колонны сразу же после внесения. Взаимодействие урана с почвенными частицами происходит с образованием водорастворимой и обменной фракций, около 2 % от внесенного урана. Уран слабо коррелирует с другими элементами. Имеет единственную высокую положительную корреляцию с германием.

Список литературы

1. Абдулаева, А.С. Радиоактивность горных пород, почв, природных вод Дагестана и обусловленные ими эффективные дозы / А.С. Абдулаева // Юг России: экология, развитие. – Махачкала, 2012.- № 3. – С. 89-106.
2. Золотов, Ю. А. Методы концентрирования веществ в аналитической химии: труды комиссии по аналит. хим./ Ю.А. Золотов. – Москва: Наука, 1965. – Т. 15, 272 с.
3. Егорова, И.А. Естественные радионуклиды (^{238}U , ^{232}Th , ^{40}K) в высокогорных почвах Северо-Западного Алтая / И.А. Егорова, А.В. Пузанов, С.Н. Балыкин и др. // Мир науки, культуры, образования. – Горно-Алтайск, 2007. – № 4. – С. 16-19.
4. Ковда, В.А. Биогеохимия почвенного покрова / В.А. Ковда. – Москва: Наука, 1985. – 263 с.
5. Петрухина, О.М. Практикум по физико-химическим методам анализа / О.М. Петрухина. – Москва: Химия, 1987. – 248 с.

ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 552.578.1

Использование газового топлива для автобусного парка города Красноярска

П.В. Бикташев, Р.В. Бикташев¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук Д.А. Шупранов
Сибирский федеральный университет*

Во многих странах мира наметилась тенденция к использованию природного газа в качестве моторного топлива для автотранспорта. Для России природный газ выступает надежным энергоресурсом, на территории страны сосредоточено 23,7 % его мировых запасов. Использование природного газа в качестве моторного топлива имеет экологические, экономические и технические преимущества, а также соответствует государственной стратегии развития энергетики – диверсификации в области энергопотребления. Природный газ – самое подготовленное к внедрению альтернативное топливо, поскольку имеется опыт его использования, автопроизводители уже приступили к расширению линейки газовых транспортных средств. Во многих центральных городах России уже существует базовая заправочная структура [1].

Красноярск – промышленный центр Восточной Сибири с населением более 1 млн человек давно испытывает проблему загазованности городской среды. Одним из главных факторов, влияющих на экологическую обстановку в городе, являются токсичные отработавшие автомобильные газы.

Согласно государственному докладу «О состоянии и охране окружающей среды в Красноярском крае за 2013 год» суммарные выбросы загрязняющих веществ от автотранспорта в городе Красноярске за 2013 год составил 89 тысяч тонн, это составляет 38 % от общего числа выбросов в атмосферу [2].

Использование газового топлива в качестве моторного для общественного транспорта поможет сократить количество выбросов вредных веществ в атмосферу. Важным преимуществом является и то, что стоимость газового топлива гораздо ниже стоимости бензина или дизельного топлива.

¹ © Бикташев П.В., Бикташев Р.В., 2015.

Цель исследования – использование газового топлива в качестве альтернативного для автобусного парка города Красноярска. Для этого необходимо решить следующие задачи: выбрать тип газобаллонного оборудования в соответствии с типом двигателей автобусов, выбрать тип газомоторного топлива, используемого для питания двигателей автобусов. Обеспечить выбранным газовым топливом автобусный парк города Красноярска.

Для решения первой задачи было проведено исследование автобусного парка Красноярска с целью определения типа двигателя, используемого в качестве источника механической энергии. В процессе работы был составлен подробный список маршрутов и автобусов, работающих на этих маршрутах. В результате проведенного исследования был сделан вывод, что подавляющее большинство автобусов Красноярска имеют дизельные двигатели.

Существуют два способа перевода дизельного двигателя для работы на газовом топливе:

1. Конвертация дизеля в газовый двигатель с искровым зажиганием, работающий по циклу Отто, с естественными потерями ряда положительных свойств цикла Дизеля;

2. Работа на газообразном и жидком топливах одновременно по так называемому двухтопливному (газодизельному) циклу.

Конвертация дизеля в газовый двигатель с искровым зажиганием предусматривает установку системы зажигания, изменение конструкции головки блока цилиндров и уменьшение степени сжатия, зависящей для данного двигателя от особенностей его конструкции и рабочего процесса газового двигателя.

При использовании двухтопливной системы питания в дизельных двигателях существенным преимуществом является то, что нет необходимости проводить доработку двигателя. К преимуществам можно отнести и простоту перехода с одного вида рабочего процесса (газодизельного) на другой (дизельный), и наоборот.

Анализируя преимущества и недостатки обоих способов, выбираем перевод дизельного двигателя на двухтопливную систему питания, так как при этом исключается необходимость сложных конструктивных доработок двигателя.

На рисунке 1 представлен состав оборудования системы газового питания.

При решении второй задачи было выявлено, что к газообразным углеводородным топливам, которые достаточно широко применяются в настоящее время и имеют перспективы расширения их использования, относятся:

1. Сжиженный углеводородный газ (СУГ) – пропан-бутановая смесь;

2. Компримированный (сжатый) природный газ (КПГ) – метан.

СУГ по сравнению с КПГ имеет значительно более высокую температуру кипения при атмосферном давлении (СУГ – минус 42,5 °С, КПГ – минус 162 °С) и критическую температуру (+ 96,8 и + 152,9 °С соответственно). Такие свойства позволяют хранить пропан и бутан в сжиженном состоянии в диапазоне эксплуатационных температур от – 40 до + 45 °С при относительно низком давлении (до 1,6 МПа). Основными преимуществами газов, находящихся в сжиженном состоянии, по сравнению с компримированным газом являются: большая концентрация тепловой энергии в единице объема, значительно меньшее рабочее давление в баллонах, меньшая масса и стоимость оборудования.

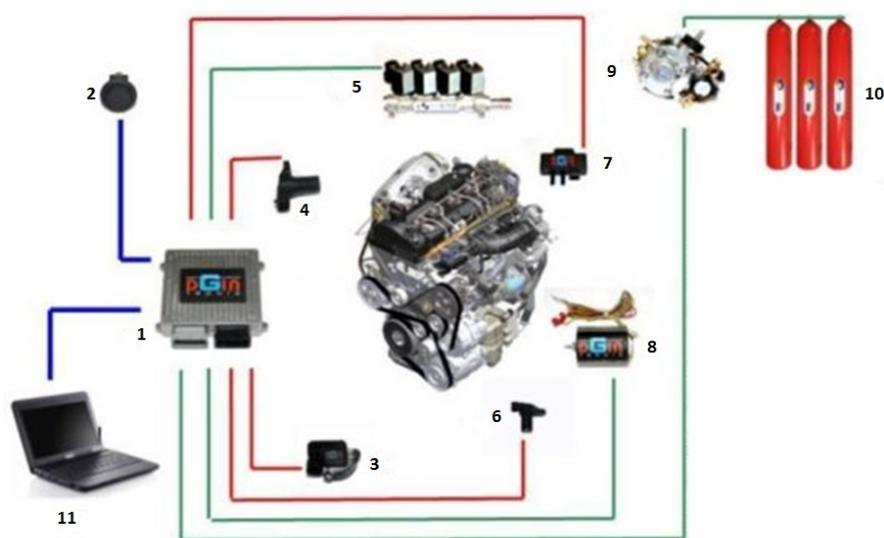


Рис. 1. Состав оборудования системы газопитания

- 1 – электронный блок управления; 2 – переключатель для топлива;
3 – датчик положения дроссельной заслонки; 4 – датчик положения распределителя;
5 – форсунки; 6 – датчик положения коленчатого вала;
7 – MAP датчик (датчик абсолютного давления воздуха); 8 – шаговый двигатель;
9 – газовый редуктор; 10 – баллон высокого давления для газа

Метан – основной компонент компримированного природного газа. КПГ находится в баллонах под высоким давлением (20 МПа). Заправку автотранспорта выполняют на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях. Баллоны для хранения КПГ и оборудование имеют толстые стенки и большую массу, а также их стоимость значительно выше, чем у баллонов СУГ.

Для автобусов целесообразнее применить газодизельную систему питания. При анализе преимуществ и недостатков использования обоих газовых топлив в данной системе питания было выявлено, что использование КПГ будет эффективнее. Замещение дизельного топлива КПГ при максимальных нагрузках будет составлять 75-80 %, а СУГ всего лишь 15-20 %.

Отсюда следует, что и количество вредных выбросов будет тем ниже, чем больше замещение дизельного топлива газом. Также применение КПГ на 50-70 % увеличивает срок службы двигателя.

Основным недостатком использования КПГ в качестве топлива в Красноярске является отсутствие системы поставок, хранения и сбыта КПГ.

Для решения этой проблемы предлагается способ оптовых перевозок сжатого газа с ближайшего региона с помощью передвижных транспортных емкостей, которые в некотором роде являются альтернативой газопроводу.

За пункт отправки КПГ принимаем город Кемерово, в котором присутствует ближайший магистральный газопровод, благодаря наличию последнего возможны оптовые поставки газа. Доставка КПГ будет осуществляться с помощью системы транспортировки газа, состоящей из тягача и прицепа. На базе прицепа располагаются ёмкости для хранения КПГ. Вместимость КПГ в таком прицепе может составлять от 7 до 10 тысяч метров кубических. Газ в емкостях находится под давлением до 250 атмосфер.

Для заправки автобусов газом на территории города предполагается строительство дочерних автогазонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). Особенностью таких станций является то, что заправка транспортных средств будет осуществляться непосредственно с прицепа через топливораздаточные колонки (рис. 2). Существенным преимуществом таких АГНКС является их мобильность и модульность, так как все оборудование станции размещено в одном контейнере.



Рис. 2. Дочерняя АГНКС

В состав оборудования такой АГНКС входит: насосно-гидравлическая установка, гидравлический насос подъема прицепа с КПП, электронный блок автоматического контроля и управления, раздаточная КПП – колонка, КПП – трейлер.

На основе имеющихся данных был проведен экономический расчет стоимости доставки КПП, который показал, что цена за 1 м³ привезенного газа будет около 10 рублей. При этом расстояние между городами – 534 км, а время доставки КПП будет составлять около 10 часов.

Таким образом, для перевода автобусного парка города Красноярска предложено перевести дизельные двигатели автобусов на двухтопливную газодизельную систему питания. В качестве топлива будет использоваться КПП. Заправка транспортных средств будет проводиться через систему дочерних АГНКС, на которые топливо будет поставляться из города Кемерово.

Подводя итоги проделанной работы, можно сказать, что перевод автобусного парка города Красноярска на КПП положительно скажется на экологии города, а также на экономике автотранспортных предприятий.

Список литературы

1. Корниенко, Д. Г. Основные направления развития рынка газомоторного топлива в России / Д. Г. Корниенко // Транспорт на альтернативном топливе: международный научно-технический журнал / Национальная газомоторная ассоциация. – 2013. – № 4. – С. 8.
2. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды в Красноярском крае в 2013 году» – Красноярск, 2014.
3. Применение и эксплуатация газобаллонного оборудования: учебное пособие / В. А. Лиханов., Р. Р. Деветьяров. – Киров: Вятская ГСХА, 2006. – 183 с.
4. Автономная газификация. Системы транспортировки газов (альтернатива газопроводу) // Компания «ГазСервисКомпозит»[сайт]. – Москва, 2015. – Режим доступа: <http://gassc.com/>

Нефтесервис России: проблемы и перспективы в современных условиях

И.Ф. Бекоева¹

*Научный руководитель: канд. экон. наук М.В. Зубова
Сибирский федеральный университет*

В настоящее время одним из основных факторов устойчивости мировой экономики является стабильное развитие мирового нефтегазового комплекса. В то же время эффективность нефтегазовой отрасли зависит от развития обеспечивающих ее отраслей, в первую очередь от отрасли нефтесервисных услуг. Рынок нефтесервисных услуг включает услуги нефтегазовым компаниям по бурению разведывательных и эксплуатационных скважин, проведению геофизических исследований и т.д.

Российская Федерация является одним из крупнейших производителей и экспортеров нефти и газа и одним из основных потребителей на мировом рынке нефтесервисных услуг. Сейчас в России работают около 200 нефтесервисных компаний, которые условно можно разделить на три категории: аффилированные с нефтегазовыми компаниями, крупные сервисные компании, средние и малые сервисные компании (рис. 1).

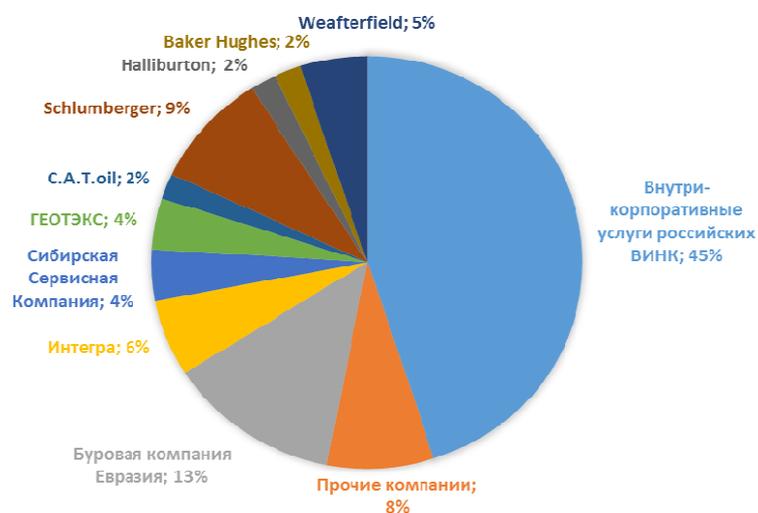


Рис. 1. Крупнейшие компании российского рынка нефтесервисных услуг (по размеру выручки, %)

Однако применение нефтесервиса в нашей стране связано с рядом проблем:

¹ © Бекоева И.Ф., 2015.

- договоры с сервисными фирмами заключаются на короткий срок, что исключает долгосрочное планирование, препятствует росту компаний и не дает оказывать высокотехнологичные услуги, так как отсутствуют долгосрочные денежные потоки;
- российские нефтесервисные компании малы по масштабам по сравнению с зарубежными конкурентами, что вынуждает их часто заключать контракты на невыгодных условиях (как сказано выше, на слишком короткий срок);
- отсутствие интереса государства в поддержке нефтесервиса при особом внимании к нефтедобыче;
- часть доходов углеводородной отрасли не остается в стране, а поступает западным нефтесервисным компаниям в виде оплаты за их услуги, не способствуя экономическому развитию отрасли;
- отсутствие в вузах страны целенаправленной подготовки специалистов для нефтесервиса;
- цены на услуги не поднимаются с 2008 года, что предполагает низкую прибыль, а это, в свою очередь, делает невозможным техническое перевооружение, закупку нового оборудования и развития в целом [1].

Помимо вышеизложенного, после введения в сентябре 2014 года санкций против РФ, нефть стремительно начинает дешеветь, что выходит на уровень серьезной государственной проблемы. За полугодовой промежуток времени цена на нефть резко упала в среднем на 68,5\$, что соответствует уровню кризисного 2008 года. Укрепление доллара сдерживает рост стоимости нефти, а долларový индекс поднялся до максимума за последние 11,5 лет [2].

Нефтесервис живет на деньги, которые зарабатываются на обслуживании нефтегазодобывающего производства. Если стоимость нефти на рынке падает ниже определенной черты, то это значительно отражается и на нефтесервисе. Если нефть добывать будет невыгодно, то часть добычи может сократиться, тогда и объем сервисных услуг придется сокращать [3].

В сложившейся ситуации введенных санкций США и Европой встает вопрос – возможно ли в условиях ограничения доступа «большой четверки» (Baker Hughes, Halliburton, Weatherford, Schlumberger,) сохранить темпы разведки и добычи. Экономическое состояние компаний нефтегазового сервиса РФ и до снижения цен на нефть было очень тяжелым, сейчас же оно стало критическим [4]. С российского рынка уходят зарубежные сервисные компании и производители технологий и оборудования, при том что их доля на российском рынке оборудования составляет до 60 % (по оценкам Минторга), а если учитывать «скрытый» импорт – до 80 %. Нефтесервис становится нерентабельным для иностранцев при таком курсе

доллара, которые активно освобождаются от сервисного производства в нашей стране (Weatherford, Baker Hughes).

Отрасль заинтересована в новых финансовых инструментах и государственной помощи в виде финансирования и льгот так же, как и в новых взаимодействиях с нефтедобывающим сектором.

Еще одной проблемой, по словам исполнительного директора кластера энергоэффективных технологий фонда «Сколково» Николая Грачева, стало ограничение использования иностранных услуг и технологий для глубоководных, морских арктических и сланцевых проектов на территории РФ, а также оборудование для все более востребованной горизонтальной проходки, где доля иностранных технологий превышает 80-90 % при отсутствии аналогов.

Рассмотрим влияние представленных проблем на примере Красноярского филиала ЗАО "Сибирская Сервисная компания" и выявим наилучшие меры по их устранению.

ЗАО «ССК» – одна из ведущих сервисных компаний, предоставляющих услуги для предприятий нефтегазодобывающей промышленности России, выполняющая весь комплекс буровых работ и работ по ремонту скважин в Западной и Восточной Сибири, в районах Крайнего Севера, Поволжья и ближнего зарубежья. Наибольший вес в портфеле услуг компании – эксплуатационное бурение. Доля рынка составляет около 4 % (рис. 1).

Основными конкурентами красноярского филиала на территории предоставляемых услуг являются: «Газпром-Бурение» – генеральный подрядчик ОАО «Газпром» по строительству скважин; «РН-Бурение» – одна из крупнейших российских сервисных компаний, предоставляет до 50 % услуг «Роснефти».

Перспективы компании это, прежде всего, сохранение конкурентоспособности на рынке и удержание своих лидерских позиций. Для этого ССК ежегодно инвестирует средства в модернизацию производства и техническое оборудование, внедряет инновационные разработки. Компания, динамично развиваясь, осваивает новые нефтегазовые месторождения, внедряет инновационные технологические разработки в сложных геологических и климатических условиях, уделяет большое внимание охране труда и безопасности производства, энергобезопасности и бережному использованию природных запасов. Компания постоянно анализирует ситуацию в области бурения и ремонта скважин, учитывает складывающиеся тенденции, постоянно совершенствует взаимовыгодные отношения с поставщиками. Все это основные стратегические направления ЗАО «ССК».

Для того чтобы оценить влияние проблем отрасли на ЗАО «ССК», проанализируем технико-экономические показатели, которые являются обобщающими параметрами для предприятия, отражающими состояние в

производственно-технической, хозяйственно-финансовой, инновационной и других сферах по плану-факту 2014 г. (табл. 1). Во внимание взято сравнение с бизнес-планом предприятия, т.к. он дает правдивую оценку возможностей и рисков на конкретный будущий период.

Таблица 1

**Технико-экономические показатели ЗАО «ССК»
по плану-факту 2014 г.**

	Показатели деятельности	План 2014 / факт 2014 (%)
	I. Производственные	
1	Средняя численность персонала (человек), всего	-10,556
2	Коэф.загрузки БУ (ВД Бурение)	-30,769
3	Проходка (т. метров)	-12,516
4	% непроизводительных затрат	225,169
5	Стоимость 1 метра проходки (руб.)	-4,548
6	Ком.скорость эксп. Бурения (м/ст.мес)	-21,182
7	Ком.скорость поиск.-разв. Бурения (м/ст.мес)	-21,242
	II. Финансово-экономические	
8	Выручка от реализации (тыс.руб.)	-16,497
9	Прибыль (тыс.руб.)	-41,236
10	Рентабельность margin (%.)	-29,627

При анализе производственных и финансово-экономических показателей просматривается их значительное снижение, одной из причин которого и является ситуация на рынке нефтесервиса. Проходка снижается, оборудование загружено на треть меньше, чем запланировано, стоимость проходки резко падает (в связи с занижением тарифов на услуги), коммерческая скорость снижается на 20 %. Отсюда прибыль почти в два раза меньше предполагаемой, предприятие теряет 30 % рентабельности. Также к настоящему времени филиал «потерял» одну скважину из подтвержденных, и две планируемых скважины, так как заказчики отказались от своих проектов в силу экономического положения в стране, уменьшения добычи нефти и снижения цены на нее.

Безусловно, внешние отраслевые факторы, в частности санкции и снижение цен на нефть, внесли свои коррективы в программу красноярского филиала. По мнению автора, следует пересмотреть капиталовложения и программу работ с заказчиками, а именно максимально диверсифицировать заказчиков, т.е. переориентировать рынок сбыта услуг на других заказчиков, тем самым освободившиеся мощности перераспределятся на новые проекты, что позволит улучшить результирующие показатели. Рассмотрим данное предложение на красноярском филиале.

С весны 2015 года цена на нефть начала стабилизироваться относительно текущей ситуации, а ее дальнейшая стабилизация подтверждается

прогнозами. Заказчики, инвесторами которых были западные компании (ОАО «Газпромнефть-Ангара», ООО «Иркутская нефтяная компания»), сократили объемы бурения, так как их валютные риски стали расти. На данный момент активизировались заказчики с собственными средствами (это, прежде всего, владельцы лицензий на газовые участки, такие как ООО «Ленск-Газ», ОАО «Газпром», и мелкие заказчики Республики Саха (Якутии)), «увидев» относительную стабильность за этот промежуток времени и отсутствие ранее имевшей место повышенной конкуренции на услуги. Данные заказчики принимают управленческие решения о начале финансирования ранее «замороженных» проектов. Следовательно, наиважнейшей мерой для КФ ЗАО «ССК» сейчас становится именно диверсификация или переориентирование на «заинтересованных» заказчиков, т.е. тех, кто имеет свои финансовые ресурсы (ООО «Ленск-Газ», ОАО «Газпром»), и непосредственно целенаправленное участие в тендерах, что в конечном итоге приведет к нормализации конкурентоспособного состояния предприятия. Для того чтобы расти и развиваться в сложившейся ситуации, компании нужны дополнительные рынки, новые заказчики. Иными словами, главная задача – не упустить эти перспективы. Пути достижения главной задачи – совершенствование конкурентоспособности, т.е. предприятие должно предлагать лучшие технологии, лучшие методы бурения по рыночным ценам. Например, одну и ту же скважину можно пробурить за 40 или за 80 дней. Для заказчика, конечно, предпочтительен тот подрядчик, который будет бурить быстро и качественно.

Проблемы отрасли сейчас критически сказываются на каждой нефтесервисной компании страны. Руководителям приходится обращать внимание не только на "привычные" финансовые и другие риски в отрасли, но и на внешнеэкономическое положение страны. Так как одно предприятие не в силах влиять на отрасль в целом, ее главная задача сохранить свое положение на рынке, использовать всевозможные методы для оптимизации затрат и сокращения внешних угроз.

В сложившейся ситуации эксперты предлагают следующие решения для отрасли в целом:

- создание единого нефтесервисного игрока в стране на базе «Роснефти», «Газпрома» или «Роснефтегаза»;
- импортозамещение как основная национальная идея;
- сотрудничество с китайским рынком как альтернатива западным технологиям и импортозамещению.

При принятии любого из решений государству следует начать реальную работу и оценку того, какие шаги предпринимать в первую очередь, чтобы не останавливалось освоение и разработка крупных стратегических месторождений страны, так как нефтегазодобывающий бизнес и все его отрасли являются основным геополитическим «локомотивом» для Российской Федерации.

Список литературы

1. Экспертный информационный канал «УралПолит.ru» – [Электронный ресурс] http://uralpolit.ru/news/press_center/interview/u-nefteservisa-v-rossii-khoroshie-perspektivy
2. Электронная газета «Век» – [Электронный ресурс] <http://wek.ru/stoimost-nefti-marki-brent-upala-nizhe-58>
3. «Ноябрьск24» – [Электронный ресурс] <http://n24.ru/index.php/slovo-neftyanika/378>
4. Сетевое издание «РИА-новости» – [Электронный ресурс] <http://news.rambler.ru/28790994/>
5. Официальный сайт ЗАО «ССК» – [Электронный ресурс] <http://www.sibserv.com/>

УДК 658

Повышение эффективности функционирования нефтебазы с использованием средств когнитивного моделирования

В.Г. Чикина¹

*Научный руководитель: ассистент кафедры экономики
и организации предприятий энергетического
и транспортного комплексов Д.В. Баркова
Сибирский федеральный университет*

Процесс моделирования стимулирует к приведению сложных факторов, в логическую структурную схему, что является основой для дальнейшей оценки и анализа состояния развития рассматриваемой системы.

Деятельность нефтебазы, как и любого предприятия, может подвергаться различным случайностям: задержки поставок сырья, нестабильность внешних условий в вопросах ценообразования на нефть. В качестве инструмента оптимизации аналитики и менеджеры зачастую используют математическое моделирование, при этом все факторы отображаются во взаимосвязанной системе. Вместе с тем управленческие решения характеризуются рядом трудностей и могут иметь непредсказуемый характер. При выборе рационального решения востребована качественно более сложная и расширенная модель. Такая модель получила название когнитивной, применение которой опирается на теоретические суждения, основанные на наблюдениях и направленные на описание структуры системы и процессов, протекающих в ней, и на формирование управленческих решений [1,2].

¹ © Чикина В.Г., 2015.

Для реализации систем когнитивного моделирования использовалась программа КАНВА (разработчик А.А. Кулинич, Институт проблем управления РАН). При выборе программного комплекса когнитивного моделирования предъявлялись основные требования – это открытость к любым возможным изменениям множества факторов ситуации, причинно-следственных связей и в дальнейшем возможность к объяснению качественных прогнозов развития ситуации.

Предварительным этапом когнитивного моделирования является когнитивный анализ, в основу которого положен язык графов, являющийся удобным инструментом для описания многих физических, технических и других систем. Первоначальным этапом моделирования является определение факторов, оказывающих наибольшее влияние на конечную цель исследования.

В основе классификации факторов когнитивного моделирования (рис. 1) лежит деление на внутренние и внешние факторы. К внешним относят те, которые обусловлены причинами, напрямую не связанными с деятельностью предприятия и на которые само предприятие не может повлиять, либо это влияние крайне слабое. К внутренним факторам относят факторы, напрямую зависящие от деятельности предприятия. Они оказывают решающее воздействие на механизм эффективности функционирования нефтебазы.



Рис. 1. Схема факторов эффективного функционирования нефтебазы

Следующим этапом на множестве факторов в виде таблицы формируется матрица смежности, которая отражает представления о законах функционирования рассматриваемой системы. В каждой ячейке квадратной матрицы (табл. 1) записывается число (1,-1 или 0), определяющее наличие или отсутствие связи от вершины строк к вершине столбца [3].

Матрица смежности

Факторы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	-1	-1	0
3	0	1	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	0	0	1	0	0	-1
4	0	0	0	0	-1	-1	1	1	0	0	0	1	1	0	1	-1	-1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	-1	-1
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0
8	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	-1	0	1	0	1	-1	-1
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	1
12	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	0	1
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
15	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
16	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

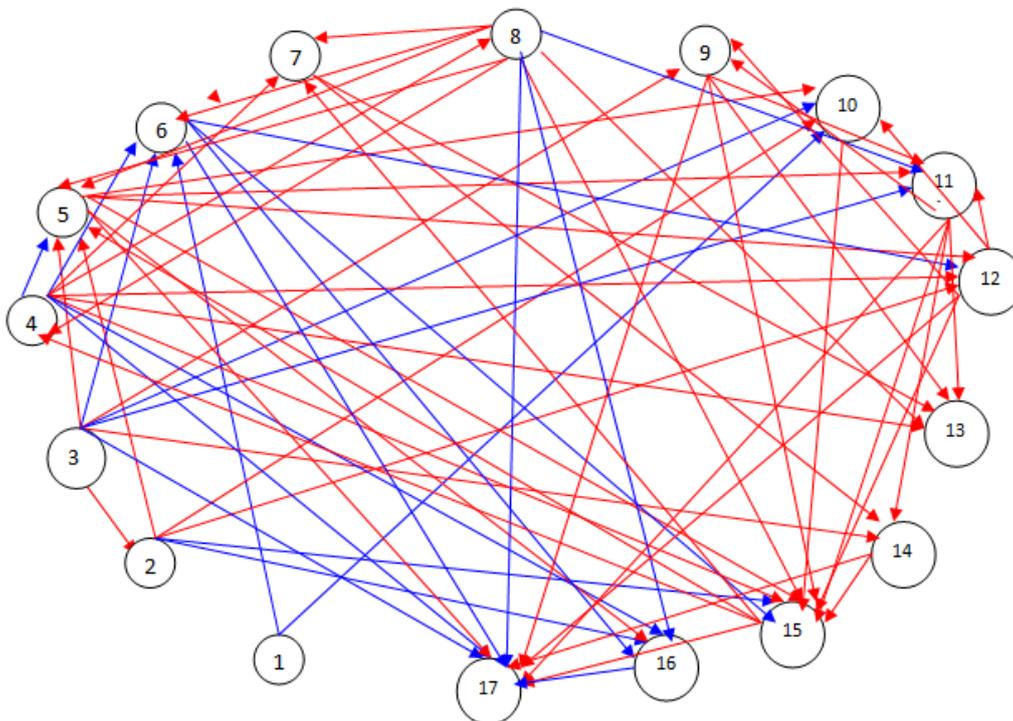


Рис. 2. Субъективная модель функционирования организации наблюдаемой системы

После построения матрицы смежности в программном комплексе выводится результат в виде знакового орфографа (когнитивной карты) с

множеством вершин и причинно-следственных связей, которые определяют степень воздействия одного фактора на другой.

В самой карте (рис.2) выделены два типа причинно-следственных связей – положительный (красный) и отрицательные (синий). При этом положительная связь – та, которая предусматривает увеличение значения фактора причины, приводящее к возрастанию значения фактора следствия. При отрицательной связи считается, что увеличение значения фактора причины приводит к уменьшению значения фактора следствия [4].

Построенный причинно-следственный граф (рис.2) представляет собой упрощенную субъективную модель функционирования организации наблюдаемой системы и является начальным этапом для дальнейших исследований и преобразований в процессе когнитивного моделирования. Выполненный анализ является составной частью процесса прогнозирования и оценки рисков на предприятии.

Список литературы

1. Козлов Л.А. Логико-эпистемологический и когнитивный подход к реализации ранних стадий проектирования двигателей внутреннего сгорания // Ползуновский вестник. – 2007. №4.
2. Кулинич А.А. Когнитивная система поддержки принятия решений «Канва» // Программные продукты и системы. – 2002. – №3
3. Кулинич А.А. Методология когнитивного моделирования сложных плохо определенных ситуаций // Избранные труды второй международной конференции по проблемам управления – ИПУ РАН. Т. 2. – Москва, 2003.
4. Мелик-Шахназаров А.В. Разработка моделей выявления взаимозависимых факторов в телекоммуникационном трафике на основе регрессионно-когнитивных графов: автореф. ... дисс. канд. техн. наук. – Самара. – 2007.

Экономические аспекты развития рынка сжиженного природного газа в России

Н.В. Трошина¹

*Научный руководитель: С.И. Мельникова, научный сотрудник ИНЭИ РАН
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М.Губкина*

Сжиженный природный газ (СПГ) является наиболее перспективным и экологически безопасным энергоносителем XXI века. СПГ производится путем искусственного охлаждения до температуры $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ и сжижения, в результате чего объем снижается до 600 раз по сравнению с объемом природного газа, что делает СПГ более удобным и приоритетным для хранения, а также транспортировки (в частности для трансокеанских перевозок) и потребления (в том числе как моторное топливо). Также нельзя не отметить экологические преимущества СПГ: он невзрывоопасен и не горюч, при этом продукты сгорания СПГ в 5-10 раз менее токсичны выбросов от сжигания нефтепродуктов. В открытом пространстве при нормальной температуре СПГ возвращается в газообразное состояние и быстро растворяется в воздухе.

СПГ является одним из альтернативных заменителей нефтепродуктов, при этом он характеризуется высокими энергетическими и экономическими параметрами, вследствие этого производство и мировая торговля СПГ стоят на пороге бурного развития. Рост мирового рынка СПГ связан с расширением круга продавцов и покупателей сжиженного газа, увеличением его доли в покрытии энергетических потребностей государств, постоянным вводом новых технологий, наращиванием мощностей по сжижению, регазификации и транспортировке. В 2013 году торговля СПГ составила 10 % мировой торговли энергоносителями, а именно 236,8 млн т, объем краткосрочной торговли достиг 77,3 млн т (33 %). Крупнейшим в мире поставщиком СПГ, безусловно, является Катар, в то время как Япония по-прежнему занимает доминирующее положение в мире в качестве крупнейшего импортера (37 % мирового импорта). Мощность заводов по производству СПГ выросла до 290,7 млн т/год (загрузка 81,4 %), а СПГ-терминалов – до 688 млн т/год (рис. 1) [2]. В 2014 году объем торговли СПГ увеличился до 239,2 млн т, а объем краткосрочной торговли составил 69,6 млн т (29 %). Средний Восток и страны АТР сохраняют лидирующее положение в объемах поставок (40 % и 38 % соответственно), при этом 75 % мирового спроса на СПГ приходится именно на страны АТР [3].

¹ © Трошина Н.В., 2015.

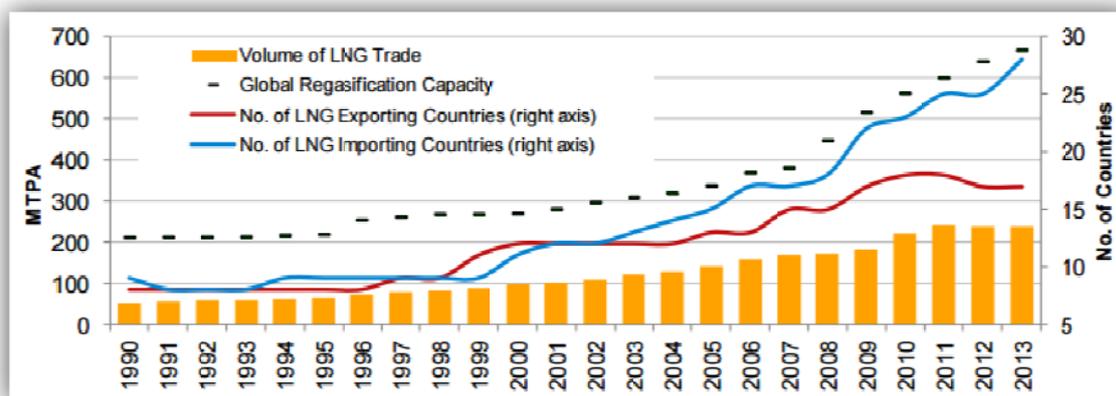


Рис. 1. Объемы торговли СПГ в 1990-2013 гг.
 Источник: IGU World LNG – 2014 Edition

Согласно Энергетической стратегии РФ до 2030 года, развитие производства и экспорта СПГ является одной из основных задач стратегического развития газовой промышленности [6]. С запасами в 49,06 трлн куб. м на 1.01.2013 Россия занимала первое по производству природного газа с объемом 668,2 млрд куб. м (19,3 % от мировой добычи) и первое место среди экспортеров с объемом 203,3 млрд куб. м [1, 4]. В структуре производителей 71,3 % добычи обеспечил Газпром, НОВАТЭК – 7,9 %, добыча ВИНК и независимых компаний составила 16,7 %.

В дальнейшем зарубежье поставки природного газа (с учётом СПГ) увеличились на 21,8 млрд куб.м (+13,6 % к 2012 г.), в ближнее зарубежье – снизился на 7,3 млрд куб. м (-12,3 % к 2012 г.) и составил 52,2 млрд куб. м, преимущественно за счет снижения поставок на Украину [7]. По предварительным данным из материалов Центрального диспетчерского управления ТЭК, объем добычи газа в РФ в 2014 году снизился на 4,2 % по сравнению с 2013 годом и составил 640,3 млрд куб. м., наблюдается также снижение объемов поставок на 10,9 % до 181,2 млрд куб. м. (рис. 2)

Производство СПГ обладает следующими преимуществами, определяющими его важность для российского экспорта:

1. Растущие объемы экспорта и региональное развитие (Арктика, Дальний Восток);
2. Вхождение на новые рынки вследствие диверсификации направлений поставок (Южная Америка, Юго-Западная Европа, Средний Восток и АТР), а также развитие Северного морского пути;
3. Устойчивое положение в Арктическом и Азиатско-Тихоокеанском регионе;
4. Возможность транспортировки без участия третьих (транзитных) стран;
5. Возможность вовлечения в добычу ранее не рентабельных удаленных запасов газа, а также разработка новых технологий и оборудования;

6. Единственная альтернатива трубопроводному газу, доставка которого по газопроводам затруднена во многие страны в силу их географических особенностей.



Рис. 2. Добыча и экспорт российского газа в 2014 году
 Источник: Министерство энергетики Российской Федерации

В феврале 2009 года на базе проекта «Сахалин-2» начал работу первый в России СПГ-завод мощностью 9,6 млн т в год, который позволил расширить географию деятельности Газпрома и выйти на мировой рынок СПГ – практически весь производимый СПГ был законтрактован Японией, Южной Кореей и США на долгосрочной основе. Помимо запущенного завода СПГ на Сахалине в России намечаются еще шесть проектов: Ямал СПГ, Владивосток СПГ, Сахалинский СПГ, Печорский СПГ, Штокман СПГ и Балтийский СПГ. Их ввод предполагается на 2015–2018 годы.

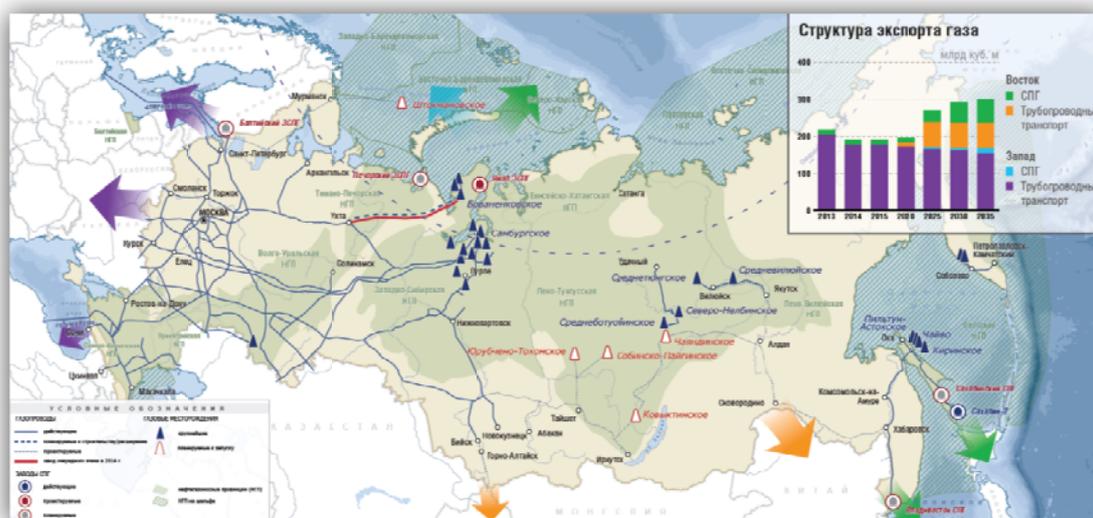


Рис. 3. Действующие и проектируемые СПГ-комплексы России и направления экспорта российского газа
 Источник: Министерство энергетики Российской Федерации

С конца 2013 года в России проводится активная политика по либерализации и лицензированию экспорта. Соответствующий закон был подписан В. Путиным и вступил в силу с 1 декабря 2013 года. Согласно ему, экспортировать природный газ в сжиженном состоянии смогут компании, доля государства в которых более 50 процентов, а также пользователи недр на участках федерального значения, если их лицензия по состоянию на 1 января 2013 года распространялась на возведение завода, производящего СПГ. Таким образом, к экспорту СПГ помимо Газпрома допускаются «Роснефть» и проект «Ямал СПГ», который реализуется с участием НОВАТЭК и уже получил лицензию в сентябре 2014 года. Полномочия по лицензированию экспорта СПГ от Минпромторга отошли в Минэнерго. В общем, СПГ в политике Правительства отводится большая роль, обусловленная большим количеством соображений, но в силу геополитической постоянно нарастающей напряженности растет и риск неопределенности.

Согласно Прогнозу развития энергетики мира и России до 2040 года, подготовленного ИНЭИ РАН, к 2025 году ожидается расширение мощностей по сжижению газа более чем вдвое, по сравнению с 2015 годом, и выход на глобальный рынок дополнительных объемов российского СПГ (рис. 4). По оценке ИНЭИ РАН, к 2025 году чистый экспорт СПГ может составить 33 млрд куб. м.

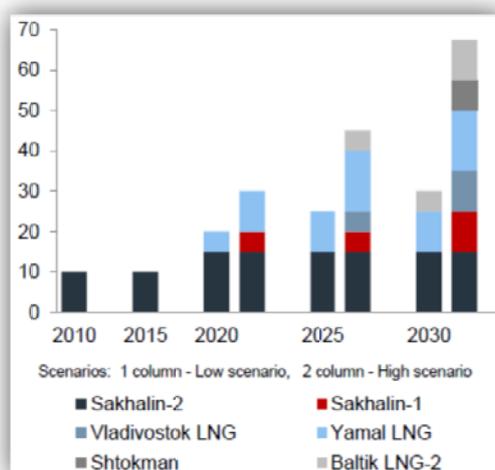


Рис. 4. Прогноз прироста мощностей по сжижению в России.
Источник: ИНЭИ РАН

Тем не менее огромные потребности в инвестициях и высокие потенциальные коммерческие, технологические и нормативные риски являются серьезной угрозой для будущих проектов, особенно в условиях текущего геополитического, экономического напряжения и санкций. Коллапс нефтяных цен и сложности финансирования, скорее всего, отрицательно скажутся на сроках запуска, с возможной отменой некоторых проектов. Среди всех российских СПГ-проектов дальше других продвинулся «Ямал-

СПГ», под управлением НОВАТЭК совместно с Total и CNPC. Стоимость проекта – 27 млрд.долл. при мощности в 16,5 млн т в год. Реализация проекта уже преодолела точку невозврата, поэтому завод, по всей видимости, будет запущен, как предполагается, в 2017 году, несмотря на неблагоприятную рыночную ситуацию. В таблице 1 представлены основные характеристики российских проектов СПГ.

Таблица 1

Характеристики СПГ-проектов России. Источник: ИНЭИ РАН

Название проекта	Участники проекта	Год ввода в эксплуатацию (ожидаемый)	Мощность (млн.т)	Капитальные затраты, млрд.долл.
Сахалин – 2 (3 этап)	Газпром, Shell, Mitsui, Mitsubishi	2019	5	5-7
Печора СПГ	Роснефть	2017	4 – 10	5,5 – 6,6
Ямал СПГ	НОВАТЭК, Total, CNPC	2018	15	27
Сахалин-1	Роснефть, Exxon Mobil	2019	5 – 15	15
Балтийский СПГ	Газпром	2018	10	5 – 7
Владивосток СПГ	Газпром, КОГАЗ	2020	10 – 15	12,4
Штокман	Газпром	После 2020	7,5 – 15	30 – 45
Итого			56 – 85	100 – 120

В планах Газпрома – строительство третьей очереди действующего на Сахалине завода, расширение его до 15 миллионов тонн в год. Также анонсирован запуск завода «Балтийский СПГ» в порту Усть-Луга Ленинградской области в конце 2018 года. Мощность завода составит до 10 млн т в год с возможностью расширения до 15 млн т. Тем не менее ситуация не представляется такой оптимистичной, и сам Газпром ставит вопрос о необходимости реализации новых СПГ-проектов, так как компания видит существенные риски для их реализации в условиях низких цен на топливо, растущего предложения и ограниченного спроса на СПГ [8].

Что касается Роснефти, то компания совместно с ExxonMobil начала реализацию проекта «Дальневосточный СПГ». Проектная мощность завода – 5 млн т в год, запуск планируется осуществить в 2018 – 2019 гг. Компания уже заключила контракты на объемы СПГ с японскими компаниями Marubeni и Sodeco, а также крупнейшим мировым трейдером – компанией Vitol. Тем не менее запуск завода может быть отсрочен из-за нехватки финансирования и резкого падения цен на топливо [9].

Подводя итоги, можно сказать, что сектор СПГ является объективно важным направлением для российской газовой отрасли. Однако, офор-

мившись к 2014 году в значительный пакет по сооружению новых перспективных СПГ-производств, он, по всей видимости, потерпит серьезные изменения в текущих геополитических и экономических условиях, а значит, часть предполагаемых проектов будет либо отложена, либо вовсе отменена, что объясняется разумной и экономически оправданной логикой.

Список литературы

1. IEA World Energy Outlook 2013 [Электронный ресурс]. – 2013. – Режим доступа: http://www.iea.org/bookshop/477-World_Energy_Outlook_2013
2. International Gas Union. World LNG Report – 2014 Edition [Электронный ресурс]. – 2014. – Режим доступа: http://igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGUWorldLNGReport-2014Edition.pdf
3. GIIGNL: International Group of Liquefied Natural Gas Importers. The LNG Industry [Электронный ресурс]. – 2015. – Режим доступа: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2015_annual_report.pdf
4. ИАЦ «Минерал». Природный горючий газ [Электронный ресурс]. – 2013. – Режим доступа: http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/541/3_02_gaz.pdf
5. ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года [Электронный ресурс]. – 2014. – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/2194.pdf>
6. Министерство энергетики РФ. Энергетическая стратегия РФ до 2030 года [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/energostategy/>
7. Официальный сайт Министерства энергетики РФ. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/gas/>
8. Официальный сайт ОАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/>
9. Официальный сайт ОАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/>

Анализ влияния внедрения интеллектуальной собственности на финансовые результаты предприятия

М.А. Кудерова¹

*Научный руководитель: канд. экон. наук, профессор Л.Н. Краснова
Альметьевский государственный нефтяной институт*

Важность интеллектуальной собственности в инновационном процессе трудно переоценить. Реализация прав на интеллектуальную собственность в странах Запада составляет существенную долю валового национального продукта, а в России мы видим лишь только частичное ее применение.

Целью предприятия является уменьшение затрат по осуществлению своей деятельности и получение прибыли. Поэтому сегодня важно переходить на новые источники энергии, применять ноу-хау. Но развитие предприятия по инновационному пути невозможно без применения интеллектуальной собственности, поскольку интеллектуальная собственность является фундаментом инновационного развития [2].

Интеллектуальная собственность определяет продукт творчества (результаты интеллектуальной деятельности), исключительные права на использование которого закреплены законодательно.

Объектом исследования работы являются нефтегазодобывающие управления – структурные подразделения ОАО «Татнефть».

С целью сокращения продолжительности работ и увеличения чистой прибыли НГДУ «Альметьевнефть» внедрены в производство такие мероприятия [1], как:

1 – телекоммуникационный мониторинг «GPS-внедрение в ТРЕКЕРЫ», это прибор «Сиам Мастер – мини M@», передающий по каналу сотовой связи GSM информацию со скважины напрямую технологическим службам промысла;

2 – видеорегистрация при выполнении работ повышенной опасности сварщиками, переведенными из штата ЦДНГ в УПО. Это позволяет исключить выполнение непрофильных работ и непроизводственные потери времени.

3 – оптимизация времени ремонта скважин путем передачи информации по геофизическим исследованиям по GPS-каналу, за счет чего достигается сокращение продолжительности времени ремонта скважин.

¹ © Кудерова М.А., 2015.

Работа с новым прибором при телекоммуникационном мониторинге «GPS-внедрение в ТРЕКЕРЫ» позволяет:

- a увеличить оперативность в принятии решений в спорных ситуациях при приеме скважины из КРС, ПРС;
- b рационально использовать время операторов технологических служб из-за отсутствия ожидания или возврата к скважине;
- c снизить вероятность повторного подхода бригады из-за некачественной приемки, сократить затраты на реанимацию;
- d повысить успешность реанимационных мероприятий, сократить недоборы нефти;
- e прибор прост и надежен в использовании.

Расчет экономической эффективности по первому мероприятию представлен в табл. 1.

Таблица 1

**Расчет экономической эффективности
от внедрения в производство телекоммуникационного мониторинга
«GRS-ТРЕКЕРЫ»**

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм	Значение показателей
1	Увеличение затрат на приобретение видеоаппаратуры	тыс. руб.	4 262
2	Экономия условно-переменных затрат в составе часа	тыс. руб.	3 812
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	762
4	Чистая прибыль	тыс. руб.	3 050

Таким образом, в среднем за 5 лет увеличение эксплуатационных затрат по внедрению мероприятия составит 4 262 тыс. руб.

Работы повышенной опасности требуют особого контроля, в целях улучшения работы по контролю за сварочным производством была внедрена система видеорегистрации производимых огневых работ. Данная система видеорегистрации позволяет выявить случаи допущения нарушений норм и правил ПБиОТ и простои сварочных звеньев.

С момента внедрения видеорегистрации наблюдается значительное снижение выявленных нарушений по НГДУ в целом, а также достигается снижение времени простоев сварочных звеньев на 12,5 %.

Расчет экономической эффективности по второму мероприятию представлен в табл. 2.

Внедрение в производство видеорегистрации при выполнении работ повышенной опасности привело к сокращению продолжительности каждой операции на 1 час, при объеме 2200 операций в год – на 2200 часов, что позволит получить 1989 тыс.руб. чистой прибыли.

Таблица 2

**Расчет экономической эффективности
от внедрения в производство видеорегистрации
при выполнении работ повышенной опасности**

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм	Значение показателей
1	Сокращение продолжительности сварочных работ	час	1,0
2	Увеличение затрат на приобретении видеоаппаратуры	тыс. руб.	-224,0
3	Экономия условно-переменных затрат в составе часа	тыс. руб.	2486,0
4	Налог на прибыль	тыс. руб.	-497
5	Чистая прибыль	тыс. руб.	1989

Третьим мероприятием по сокращению продолжительности работ и увеличению чистой прибыли НГДУ является оптимизация времени ремонта скважин.

Бригада по ремонту скважины простаивает после проведения геофизических исследований в ожидании результатов исследования, это обусловлено тем, что геофизическая партия доставляет необходимый материал со скважины до базы. Снижение потерь времени при ремонте скважин возможно путем передачи информации по физическим исследованиям – по GPS-каналу.

Расчет экономической эффективности по третьему мероприятию представлен в табл. 3.

Таблица 3

**Расчет экономической эффективности
от оптимизации времени ремонта скважин**

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Значение показателей
1	Сокращение продолжительности ремонта	час	2,0
2	Экономия условно-переменных затрат в составе бригадо-часа	тыс. руб.	8,2
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	-1,6
4	Чистая прибыль	тыс. руб.	6,6
5	То же на объем внедрения	тыс. руб.	1316,8

Внедрение в производство мероприятия оптимизации времени ремонта скважин путем передачи информации по геофизическим исследованиям по GPS-каналу привело к сокращению продолжительности каждого ремонта на 2 часа, при объеме 200 ремонтов в год – на 400 часов, что позволит получить 1 316,8 тыс. руб. чистой прибыли.

Итоги проведенных расчетов экономической эффективности представлены ниже.

**Сводная оценка показателей эффективности
предложенных мероприятий**

№ п/п	Показатели эффективности	Ед. изм.	Мероприятие 1	Мероприятие 2	Мероприятие 3	Итого
1	Экономия эксплуатационных затрат	тыс.руб	3812	2486	1 640	7 938
2	Чистая прибыль предприятия	тыс.руб	3 050	1989	1 317	6 356

В первые годы внедрения мероприятий требуются затраты по внедрению данных мероприятий, однако в процессе эксплуатации внедренных технологий предприятие имеет экономию эксплуатационных затрат. Сравнение показателей эффективности мероприятий показывает, что по первому мероприятию показатели эффективности выше показателей второго и третьего мероприятия. Далее по рангу эффективности следует 2-ое мероприятие с чистой прибылью 1989 тыс. руб., и замыкает 3-е с эффектом в 1317 тыс.руб. совокупный эффект – чистая прибыль от всех мероприятий 6 356 тыс.руб..

Реализация данных мероприятий положительно влияет на производственную деятельность предприятия. Стратегически важным направлением деятельности ОАО «Татнефть» является поддержание объемов добычи нефти не менее 26,2 млн т. в год.

Список литературы

1. Долгосрочная целевая программа «Повышение производительности труда на предприятиях машиностроительного и нефтехимического комплексов Республики Татарстан на 2013-2016 годы».

УДК 330.322.5

**Аспекты инвестиционной деятельности
ОАО «НК Роснефть» на примере
ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод»**

Н.А. Волков, Е.В. Костоуова¹

*Научный руководитель: ст. науч. сотр. Е.В. Костоуова
Сибирский федеральный университет*

На сегодняшний день инвестиционная деятельность предприятия является основной формой реализации экономического развития. В условиях

¹ © Волков Н.А., Костоуова Е.В., 2015.

кризиса нефтегазовая отрасль Красноярского края сталкивается с недостаточностью объема инвестиций, причем не только для увеличения, но даже просто для сохранения существующего уровня производства.

Целью статьи является рассмотрение инвестиционной деятельности предприятия на примере Ачинского нефтеперерабатывающего завода (ОАО «АНПЗ ВНК»). Завод был приобретен НК «Роснефть» в мае 2007 г.

Ачинский НПЗ является единственным перерабатывающим предприятием на территории Красноярского края. Это обуславливает его важность как стратегического предприятия Красноярского края, так как он составляет значительную часть моторного топлива краевым потребителям. В связи с этим руководство Красноярского края присоединилось к руководству Томской области в заявлении о недопустимости продажи госпакета акций Восточной нефтяной компании (ВНК), в которую входит Ачинский НПЗ, инвесторам из других регионов [5].

Предприятие занимается переработкой нефтепродуктов и выпускает бензин, дизельное топливо реактивное топливо, дорожный и строительный битум и пиролизное сырье для нефтехимии. Предприятие входит в пятерку заводов, имеющих самую высокую загрузку. К сожалению, по качеству выпускаемого бензина Ачинский НПЗ уступает аналогичным предприятиям [1]. В рамках данного положения, основным направлением работы на предприятии является повышение глубины переработки нефти. На сегодняшний день она соответствует среднему показателю по России и составляет 64,2 %. Для решения данной проблемы был разработан инвестиционный проект реконструкции завода. Проект реконструкции предусматривает достижение глубины переработки нефти до уровня 80–90 %. Финансирование проекта осуществляется за счет прибыли предприятия, а также привлечения внешних инвестиций, а именно – кредита Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР) [2].

Реализуемые инвестиционные проекты на предприятии также имеют целью повышение экологической и промышленной безопасности, а также полного перехода на выпуск моторных топлив стандарта «Евро-5».

В 2013 году АНПЗ удалось сделать значительный производственный рывок – с начала года предприятие перешло на выпуск автобензинов и дизельных топлив по самому жесткому экологическому стандарту «Евро-5».

Суммарные инвестиции в 2013 году на Ачинском НПЗ составили 21,14 млрд руб. В 2014 – 2016 гг. инвестиции составят около 60 млрд руб. Часть этих средств будет направлена на восстановление производственной мощности предприятия после аварии в июне 2014 года [5].

В рамках масштабной инвестиционной программы НК «Роснефть» по модернизации производства на Ачинском НПЗ ведется строительство двух крупных производственных объектов: комплекса гидрокрекинга и

комплекса производства нефтяного кокса, а также строительство и реконструкция 57 объектов общезаводского хозяйства [3].

Таблица 1

Основные показатели работы Ачинского НПЗ

	2011	2012	2013
Объем переработки, млн т.	7,50	7,44	7,4
Глубина переработки, %	62,3 %	61,3 %	61,26 %
Выпуск нефтепродуктов, млн т.	7,18	7,15	7,13
В том числе			
Бензин (в том числе прямогонный)	1,64	1,55	1,53
Дизельное топливо	2,45	2,2	2,04
Мазут	2,66	2,73	2,74

Для осуществления проекта из Италии в Ачинск было транспортировано 4 реактора (самый легкий из реакторов имеет массу 609 т, самый тяжелый – 1306 т, а общая масса составила свыше 2,5 тыс. т). Для монтажа оборудования специально из Голландии была доставлена подъемно – транспортная система «B-SETWV».

В 2016 году на Ачинском НПЗ планируется закончить модернизацию основного производства. Предполагается, что после ввода этих объектов в эксплуатацию Ачинский НПЗ увеличит глубину переработки нефти до 96 %. Это по сравнению с 2013 годом (примерно 62 %) почти на 35 % больше, производство светлых нефтепродуктов, соответствующих стандарту «Евро-5», вырастет с нынешних 3,6 млн до 5,4 млн т. в год.

Это позволит укрепить статус Ачинского НПЗ как одного из самых передовых предприятий отрасли.

Также стоит отметить, что для обслуживания новых производственных объектов потребуются квалифицированные, в первую очередь молодые, специалисты, а это более 800 рабочих мест. Именно поэтому руководством предприятия ОАО «АНПЗ» было принято решение о возведении нового жилого комплекса для обеспечения жильем молодых специалистов. В нем запроектировано пять семиэтажных и пять десятиэтажных домов, рассчитанных на 706 квартир общей площадью 50312,13 тыс.кв.м, а также предусмотрены подземные парковки и объекты соцкультбыта [4].

Несомненно, при таких опасных и вредных условиях труда работникам Ачинского НПЗ необходимо профилактическое лечение и оздоровление.

В собственности ОАО «АНПЗ ВНК» имеется детский оздоровительный лагерь (далее ДОЛ) в поселке Жемчужный (Хакасия), который также был затронут инвестиционной деятельностью предприятия. Дело в том, что традиционные детские сезоны в июне и августе, а также июльский семейный отдых в ДОЛ «Озеро Шира» оказались настолько востребованы, что приобрести путевку долгое время было сложно.

Для решения данной проблемы был создан проект расширения объекта отдыха. Запланировано поэтапное строительство более чем сорока объектов, которые позволят обеспечить ее круглогодичное функционирование и увеличить количество отдыхающих. Окончание реконструкции оздоровительной базы нефтепереработчиков планируется в 2015 году.

По итогам осуществления инвестиционной деятельности на ОАО «АНПЗ ВНК» можно сделать выводы, что предприятие и ОАО «НК Роснефть» в целом стремятся укрепиться на российском и мировом рынке. Одними из главных особенностей инвестиционных проектов предприятия являются: повышение экологической безопасности, а также рациональное использование природных энергоресурсов.

Список литературы

1. Газета ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании», октябрь. – № 18. – 2013.
2. Газета ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании», апрель. – №6. – 2014.
3. ОАО «НК «Роснефть» / http://www.rosneft.ru/news/news_in_press/28082013.html/. – Москва, 2014.
4. Красноярское общественно-деловое издание Дела.ru / [<http://www.dela.ru/news/doma-npz/>] – март, 2014.
5. Программамодернизации НПЗ / [[http://www.rosneft.ru/ Downstream/refining/Modernization_Program](http://www.rosneft.ru/Downstream/refining/Modernization_Program)], 2014.

УДК 334.02

Государственное регулирование инновационной деятельности в нефтегазовой сфере с использованием технологических платформ

А.А. Кулабухова¹

*Научный руководитель: д-р экон. наук, профессор И.В. Андропова
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина*

Инновационная деятельность представляет собой самую перспективную сферу экономической и предпринимательской деятельности, так как она связана воедино с высокими технологиями, которые способны дать значительный экономический эффект при их массовом использовании. Однако стоит отметить, что инновационная деятельность

¹ © Кулабухова А.А., 2015.

является одной из самых рискованных видов предпринимательской деятельности, которая зависит от многих факторов. Именно поэтому так важно государственное регулирование в данной области, определяющая цель которого состоит в том, чтобы вызвать интерес к инновационной деятельности у бизнеса, способствовать ее развитию и снижать свойственные ей риски.

Стоит отметить, что государственное регулирование инноваций находится в прямой зависимости от инвестиционной политики государства, которое организывает и финансирует фундаментальные научные исследования и инновационные проекты с высокими рисками, которые боится брать на себя бизнес.

Что касается сферы недропользования, в частности нефтегазовой сферы, то она является одним из крупнейших потребителей инноваций самых разных направлений. К сожалению, компании, государство и научные институты, занимающиеся решением одной и той же проблемы, не всегда могут объединить свои усилия и делиться полученным в процессе поиска решения проблемы опытом. Однако именно при таком объединении совместных усилий вероятность решения с учетом синергетического эффекта существенно возрастает.

Государство как главный субъект, занимающийся поддержкой инноваций, реализует свои функции следующими способами:

- способствует развитию фундаментальной и прикладной науки;
- организует подготовку научных и инженерных кадров, которые являются основным источником инновационных идей;
- создает и реализует разнообразные программы, которые направлены на повышение инновационной активности частного бизнеса;
- предоставляет государственные заказы, которые, как правило, представлены в форме контрактов на проведение НИОКР;
- обеспечивает начальный спрос на некоторые инновации, которые затем находят массовое применение в экономике страны в целом;
- с помощью фискальных и других элементов государственного регулирования стимулирует развитие инноваций (например, специальное налогообложение для отдельных фирм, внедряющих инновационные технологии);
- выступает в роли посредника в организации эффективного взаимодействия между академической и прикладной наукой;
- стимулирует кооперацию в области НИОКР промышленных корпораций и научно-исследовательских институтов.

Технологическая платформа – это коммуникационный инструмент, который направлен на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов и услуг, на вовлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на ос-

нове участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, образования, государства, общества).

Несколько лет назад, в 2011-2012 годах, были созданы 32 российские технологические платформы с участием широкого круга заинтересованных сторон, которые включают в себя ведущие научные и образовательные организации, крупные и средние производственные предприятия, субъекты малого предпринимательства, общественные объединения. Всего в состав участников российских технологических платформ вошли более 3000 организаций.

Формирование и реализация технологических платформ решают следующие задачи:

- усиление влияния потребностей бизнеса и общества на реализацию важнейших направлений научно-технологического развития;
- выявление новых научно-технологических возможностей модернизации существующих секторов и формирование новых секторов российской экономики;
- определение принципиальных направлений совершенствования отраслевого регулирования для быстрого распространения перспективных технологий.

В реализации технологической платформы участвуют бизнес, инвесторы, наука и государство. Каждая из сторон получает следующие выгоды:

- бизнес:
 - распределение рисков и затрат на НИОКР на доконкурентной стадии;
 - устранение дублирования важных НИОКР;
 - создание площадки для выработки предложений стейкхолдеров по развитию госрегулирования;
 - диверсификация источников финансирования проектов;
- наука и вузы:
 - формирование планов научных исследований;
 - оценка ожидаемого спроса на научные разработки;
 - развитие кооперационных связей;
 - продвижение и коммерциализация научных разработок;
- инвесторы:
 - выявление лучших проектов;
 - экспертиза инвестиционных проектов;
 - оценка степени коммерческой готовности проекта, его внешних эффектов;
 - оценка барьеров и рисков, выявление критических факторов;
- государство:
 - разработка обоснованных регулирующих мер;
 - сводная информация о подведомственной сфере деятельности;

- макроэкономическое прогнозирование;
- планирование деятельности подведомственных организаций;
- ориентирование и поддержка деятельности участников рынка.

Главным стимулом активной разработки технологических платформ в нашей стране является то, что на данный момент времени в России на финансирование науки идет около 1,3 % ВВП, причем из этих средств на внебюджетные источники приходится всего 35 %.

Поэтому правительство, разрабатывая концепцию создания российских технологических платформ, ориентируется на привлечение частных инвестиций в приоритетные направления научно-технического развития.

В нефтегазовой сфере предусмотрена реализация следующих инновационных технологических платформ:

- глубокая переработка углеводородных ресурсов;
- технологии добычи и использования углеводородов.

В целом для нефтегазовых компаний реализация данных технологических платформ позволит уменьшить объемы собственного финансирования за счет объединения средств с другими компаниями, государством, научно-исследовательскими институтами. Также компании получают новые возможности расширения горизонта стратегического планирования, возможности для выпуска принципиально новой продукции. Если компания становится участником подобной технологической платформы, то она имеет возможность выбора оптимальных для нее партнеров. Безусловно, государство будет оказывать свою политическую поддержку на мировых рынках, а также способствовать формированию международных альянсов по направлениям, характеризующимся высокими рисками и требующим объединения многих видов ресурсов.

Научные организации и вузы, деятельность которых связана с нефтегазовой отраслью, могут привлечь бизнес к своим проектам благодаря расширению спроса бизнеса на НИОКР. Сотрудничество с бизнесом также способствует улучшению качества подготовки кадров с учетом необходимых технологических компетенций со стороны бизнеса.

Что касается государства, то оно благодаря реализации технологических платформ в нефтегазовой сфере может определить средне- и долгосрочные приоритеты ее научно-технологической политики, сконцентрировать свое внимание на приоритетных направлениях исследований. Государство может взять на себя роль координатора НИОКР, финансируемых за счет бюджетных средств, а также взять на себя ответственность за распространение передовых технологий в обществе, освещая их в СМИ. Привлечение частного капитала будет благоприятно влиять на повышение результативности бюджетных расходов.

Реализация технологических платформ, благодаря учету точек зрения всех заинтересованных сторон (государства, бизнеса, научного сооб-

щества, пользователей и потребителей), с применением мобилизации общественных и частных финансовых ресурсов позволит выработать стратегические программы исследования и реализовать их. Однако существует ряд проблем, которые, к сожалению, замедляют процесс развития технологических платформ:

- незаинтересованность частного бизнеса;
- низкая информационная известность данного направления, не все организации, которые могли бы стать участниками в реализации технологической платформы, знают о ее существовании и назначении;
- слабая налаженная связь между участниками технологической платформы, что иногда приводит к тому, что исследования по одной проблематике могут дублировать друг друга (вместо того, чтобы эффективно объединить свои усилия);
- отсутствие единого методического документа, содержащего всю необходимую информацию для понимания, что такое технологическая платформа и что с ней делать;
- недостаточная проработка нормативно-правовых актов, в которых нет решений многих юридических проблем.

Данные проблемы, как говорилось ранее, существенно тормозят развитие такого инновационного и совершенно нового для России направления, как технологические платформы. Только при решении всех вышеперечисленных проблем можно говорить о будущей эффективности создания и реализации технологических платформ.

Государственное регулирование и стимулирование инновационной деятельности осуществлялось и осуществляется в настоящее время во многих странах мира. Для успешного инновационного развития государства должна быть развита система инструментов государственного стимулирования инвестиционной деятельности, включающая прямые и косвенные методы осуществления инновационной политики. Технологическая платформа является одним из новых и оптимальных методов реализации государственной инновационной политики. Ее эффективность заключается в постоянном диалоге между многими заинтересованными сторонами инновационной деятельности. Именно такое постоянное обсуждение интересов и возможностей многих сторон, подкрепленное различными источниками финансирования, может дать большой толчок в развитии инновационной деятельности в масштабах всей страны.

Список литературы

1. <http://innovation.gov.ru/>
2. <http://protown.ru/>

3. Бабашкина А. М. Государственное регулирование национальной экономики: учебное пособие. М.: Финансы и статистика, 2006.

4. Государственное регулирование инновационной деятельности <http://nrc.edu.ru/razd1>

5. Грицюк Т. В. Государственное регулирование экономики: теория и практика. М.: РДЛ, 2006.

6. Кучуков Р. А. Теория и практика государственного регулирования экономики и социальных процессов: учебное пособие. М.: Гардарики, 2007.

7. Полтавский П.А. Государственное регулирование инновационной деятельности // Вестник Челябинского государственного университета. 2010. № 27 (208). Экономика. Вып. 29.

НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

УДК 621.847

Разработка машины трения для изучения и определения коэффициента трения при различных изменяющихся факторах

А.В. Глубокий¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук доцент С.Г. Докшанин,
инженер Р.С. Привалихин
Сибирский федеральный университет*

Любые методы, связанные с повышением надежности нефтегазового оборудования, требуют проведения лабораторных исследований, подтверждающих или опровергающих правильность предлагаемых решений.

Оценка износостойкости материалов, из которых изготовлены детали оборудования, противоизносные, противозадирные и антифрикционные свойства смазочных материалов, а также конструктивные изменения в деталях и элементах узлов должны быть проанализированы на основе результатов трибологических испытаний.

Применяемые машины трения в большинстве рассчитаны на исследование только по одной схеме трения, имеют ограничения по диапазонам скоростей и нагрузок. Универсальные машины трения, которые имеют возможность моделировать несколько узлов трения и поддерживать значительные нагрузки, конструктивно имеют большие габаритные размеры, что ограничивает их использование в лабораторных помещениях.

Целью данной работы является разработка и реализация конструкции лабораторной машины трения с компактными габаритами, способной выполнять исследования по разнообразным схемам трения, плавно изменять в широком диапазоне входные параметры без выключения привода и снятия нагрузки.

Машина трения имеет следующую конструкцию.

Электродвигатель, к которому подключены кнопочная станция пуска/остановки и регулятор частоты вращения вала, передает вращение через

¹ © Глубокий А.В., 2015.

держатель диска, служащему контробразцом (рис. 1 г). Конструкция держателя образца-диска позволяет использовать диски из различных материалов диаметром от 10 до 60 мм и толщиной 15 мм.

Пальчиковый образец, соприкасаясь с контробразцом в виде диска, создает трение между торцевыми поверхностями двух элементов.

Образец через держатель установлен в каретке, свободно перемещающейся по направляющим за счет линейных подшипников. Образец-держатель представляет собой зажимной патрон, позволяющий использовать образцы из различных материалов цилиндрической формы диаметром от 7 до 13 мм и длиной 40 мм (рис. 1 в).

При трении на пальчиковый образец действует сила, противоположная по направлению силе трения и пропорциональная ей. Она перемещает каретку вдоль направляющих. В свою очередь каретка через толкатель действует на тензодатчик, который установлен отдельно от конструкции и подключен к ЭВМ.

Узел нагружения машины трения состоит из шарико-винтовой передачи (ШВП), дающей нагрузку за счет работы электродвигателя. Ползун ШВП давит на пружину через подшипник, тем самым избегая скручивания пружины. На другом конце пружина через стакан передает нагрузку на раму (рис. 1 б).

Достоинством данного узла нагружения является его компактность и удобство в использовании. Достижение необходимой нагрузки производится за счет ввода данных через ЭВМ. Контакт стакана и рамы распределен по линии, и передача нагрузки идет плавно по скругленной поверхности стакана.

Разработанный узел удобен при замене образцов тем, что его не приходится полностью разбирать, а достаточно лишь поднять ползун ШВП вверх, чтобы была возможность вытащить раму.

Система циркуляции смазывающего материала состоит из бака с наклонным дном, к которому через фильтр подсоединен насос. Насос подает смазывающую жидкость на площадь перед образцом. Контробразец расположен внутри бака, что позволяет собирать отработанную смазывающую жидкость и использовать снова.

При воздействии толкателя на тарированную балку с тензодатчиком определяется величина силы, действующей на образец. Далее ЭВМ по ниже представленной формуле вычисляет коэффициент трения.

$$\mu = \frac{F}{P},$$

где μ – коэффициент трения,
 F – сила действующая на палец,
 P – нагрузка.

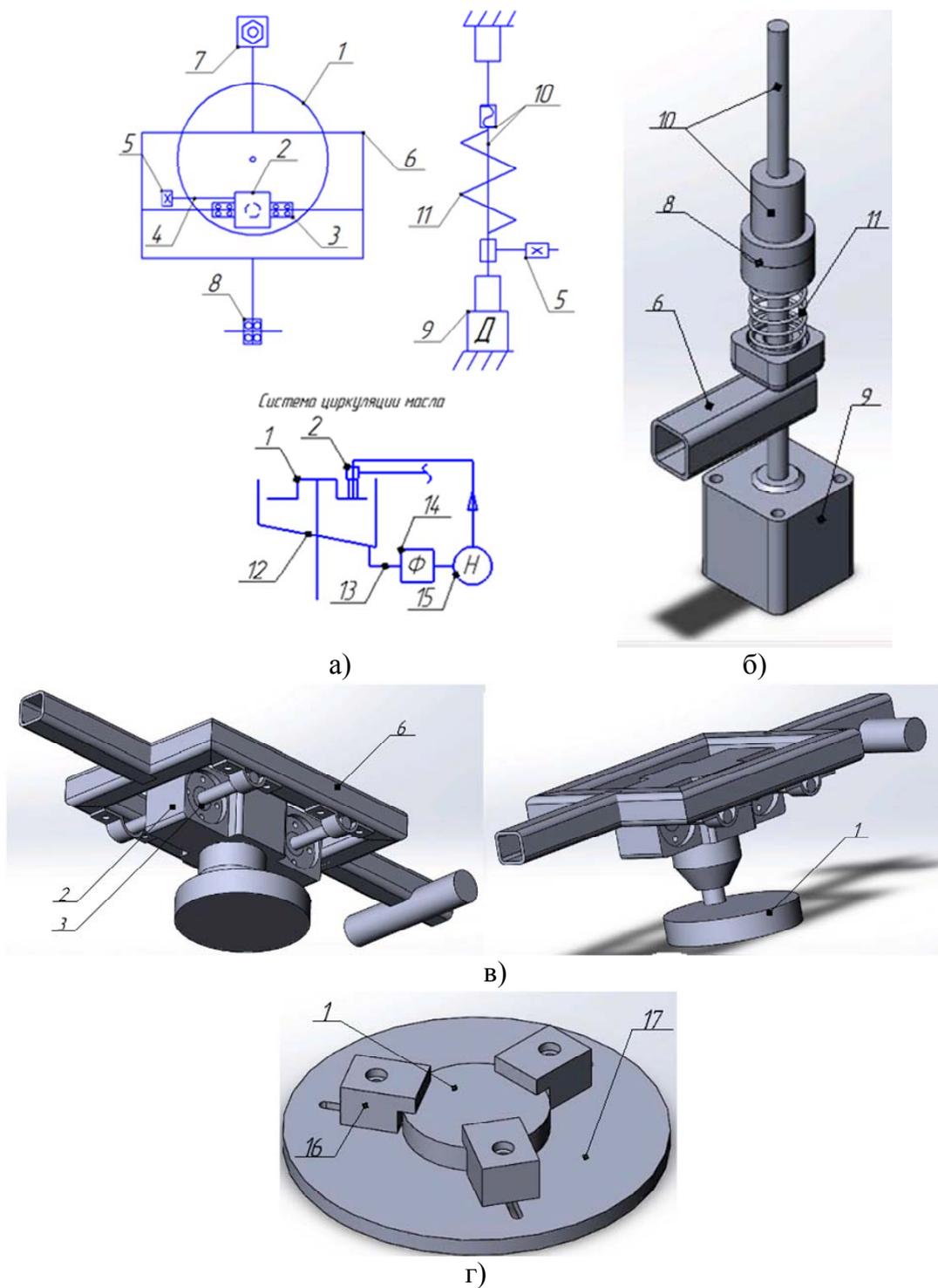


Рис. 1. Элементы конструкции машины трения

а) кинематическая схема дисковой машины для исследования трения;

б) модель узла нагружения; в) модель узла трения;

г) модель держателя диска-образца.

1 – диск; 2 – держатель образца; 3 – подшипник линейный; 4 – толкатель;
 5 – тензодатчик; 6 – рама; 7 – узел нагружения; 8 – подшипники; 9 – двигатель;
 10 – шарико-винтовая передача; 11 – пружина; 12 – бак; 13 – трубка;
 14 – фильтр; 15 – насос; 16 – зажим; 17 – диск с прорезями

Датчик для определения температуры установлен на держателе образца и подключен к ЭВМ и позволяет контролировать температуру нагрева образца и производить запись.

Достоинствами данной машины трения являются:

- повышение точности определения коэффициента трения;
- регистрация и температуры нагрева поверхности образца при трении;
- создание вертикальной нагрузки, действующей на образец и возможность ее дистанционного регулирования;
- обеспечение регулирования частоты вращения диска;
- обеспечение смены материалов образцов (диска и пальца);
- обеспечение подвода смазывающего материала к образцу;
- вывод всех контролируемых параметров на экран ЭВМ.

Предлагаемый вариант машины трения позволяет определять износостойкость различных материалов, включая композиционные. Возможность быстрой установки образцов позволяет сократить время на подготовку, переустановку образцов и выполнение измерений. Использование специального программного обеспечения позволяет вести контроль выходных параметров в режиме реального времени. Запись данных, которая ведется в течение всего времени опыта, помогает выполнить их сопоставление при каждом изменении условий эксперимента и дать качественный анализ полученным результатам.

УДК.661.214.232

Повышение производительности и эффективности протекания процесса Клауса, установки утилизации сероводородсодержащего газа и производства гранулированной серы

Е.А. Чумаков, А.А. Чумаков¹

*Научные руководители: д-р техн. наук, профессор Э.А. Петровский
канд. техн. наук В.В. Бухтояров
Сибирский федеральный университет*

Использование метода обогащения кислородом воздуха с целью повышения производительности установок получения серы по процессу Клауса, а также исключение пиковых нагрузок на действующие и вновь проектируемые установки, является актуальным (неизученным) направле-

¹ © Чумаков Е.А., Чумаков А.А., 2015.

нием, которое может получить широкое распространение в нефтеперерабатывающей отрасли.

Задача предприятия по установке производства серы:

- увеличение производительности по перерабатываемому сероводородному газу;
- исключение несанкционированного сброса сероводородного газа на факел;
- увеличение эффективности протекания процессов.

Целью данной работы является внедрение на установках производства серы схемы обогащения воздуха кислородом, **что в свою очередь позволит:**

- увеличить производительность установки производства серы;
- снизить нагрузки на основное оборудование;
- увеличить эффективность работы установки;
- увеличить выпуск востребованной продукции;
- ограничить пиковые нагрузки на установку;
- снизить риск возможного сброса сероводородного газа на факел.

В связи с реконструкцией и модернизацией основного производства в нефтеперерабатывающей отрасли внедрение и более детальное изучение данного проекта (возможно, на экспериментальных установках) позволит добиться вышеуказанных целей. Даже незначительное увеличение процентного содержания кислорода в воздухе позволит как на действующих, так и на вновь проектируемых установках получения серы увеличить мощности установок, повысить коэффициент полноты сгорания сырья в топочной камере котла-утилизатора, а также на порядок увеличить общую эффективность процесса регенерации серы. На нефтеперерабатывающих заводах в технологических процессах получения сероводородсодержащего газа также образуется аммиачный газ, в результате технологический газ образует аммониевые соли. Использование так называемого частичного замещения воздуха кислородом способствует разложению аммиака в процессе и сводит к минимуму образование аммониевых солей.

Первоначальная проектная нагрузка по расходу сероводородного газа на установку составляла $630 \text{ м}^3/\text{ч}$. При реконструкции основного производства предприятия нагрузка $790 \text{ м}^3/\text{ч}$. Установка работает на предельных нагрузках, для сжигания сероводородного газа предусмотрена подача технологического воздуха для поддержания стехиометрического соотношения «газ-воздух» воздуходувками, производительность которых составляет $Q = 1980 \text{ м}^3/\text{ч}$ (содержание O_2 – 21 %). При увеличении концентрации O_2 в технологическом воздухе до 41 % количество воздуха от воздуходувок будет требоваться $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ (O_2 – 41 %) для оптимального сжигания $790 \text{ м}^3/\text{ч}$ (H_2S – 97,0 %). Внедрение данного проекта позволит увеличить производительность по сероводородному газу в среднем на $310 \text{ м}^3/\text{ч}$, в процентном

соотношении увеличение производительности будет составлять 28 % (рис. 1).

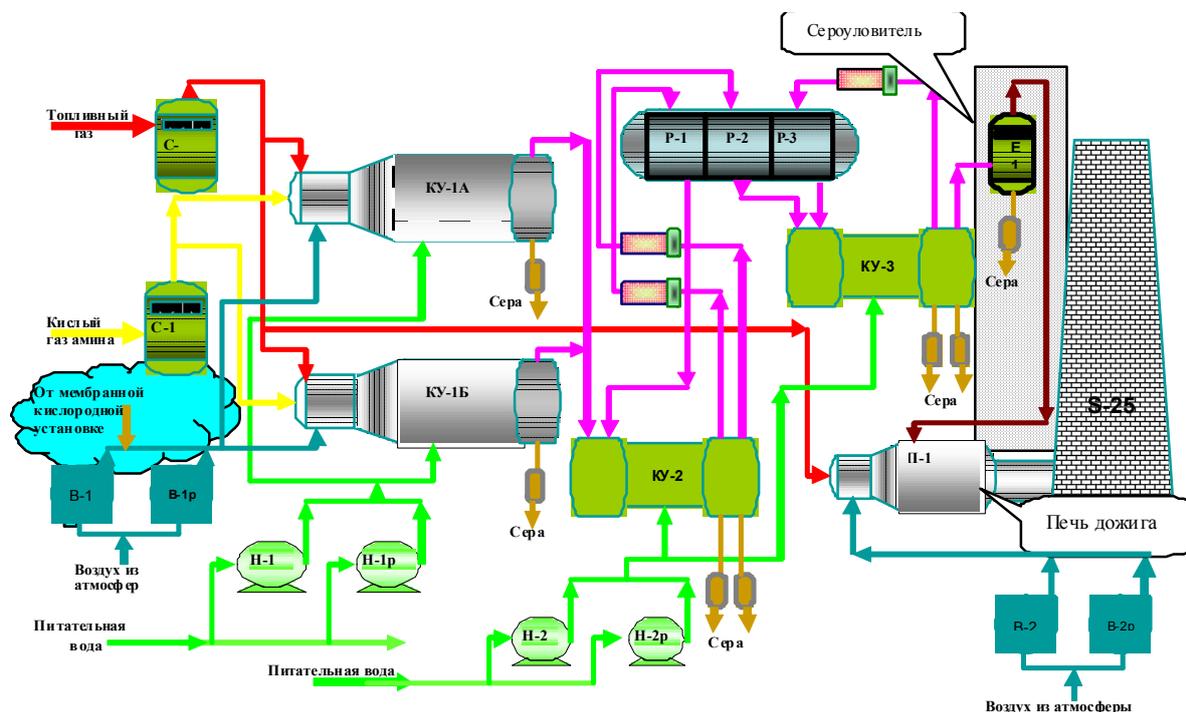


Рис. 1. Принципиальная схема установки с обогащением воздуха кислородом

Обогащение воздуха кислородом снижает количество азота, подаваемого в технологический процесс который является балластом. Установка Клауса производительностью 50 т/сут при обогащении воздуха кислородом от 21 до 31 % имеет производительность на 18 % выше.

Повышение производительности установки получения серы методом прямого Клаус – процесса на 60-100 % может быть достигнуто обогащением воздуха кислородом до 55-100 % при переработке H_2S газа, содержанием около 90 % H_2S .

Перевод действующих установок производства серы на увеличение кислорода в воздухе экономически целесообразен по сравнению с новым строительством установки аналогичной мощности.

Обогащение кислородом происходит за счет смешивания обогащенного кислородом воздуха с воздухом, подаваемым в камеру сгорания, с целью доведения содержания кислорода до требуемого %-го содержания от общего объема подаваемого воздуха. Внедрение без каких-либо модификаций действующего оборудования. Технология обогащения кислородом может быть применена на любой установке получения серы.

Мембранная технология газоразделения

Принципом работы мембранных систем является разница в скорости проникновения компонентов газа через вещество мембраны (рис. 2).

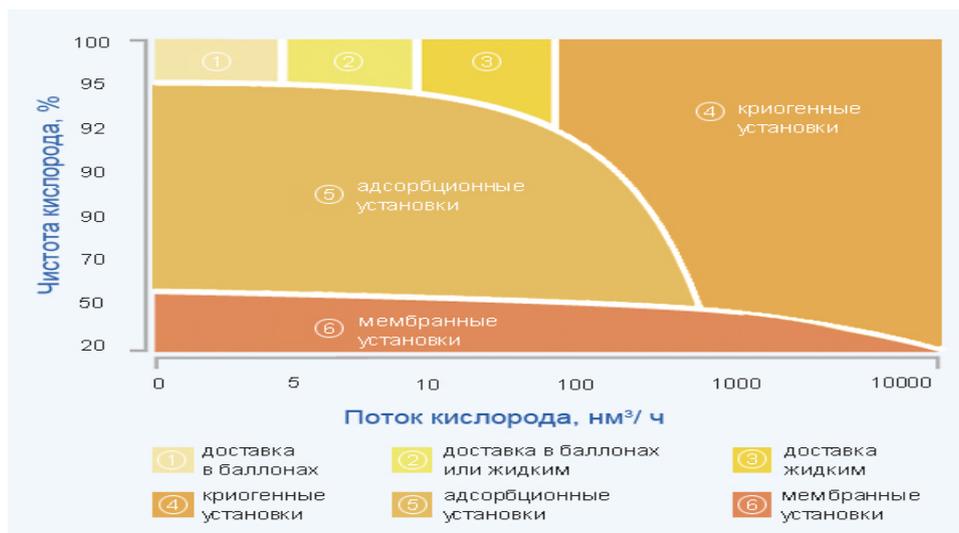


Рис. 2. Экономическая целесообразность применения мембранной технологии для производства кислорода (O_2)

Движущей силой разделения газов является разница парциальных давлений на различных сторонах мембраны. Половолоконная мембрана состоит из пористого полимерного волокна с нанесенным на его внешнюю поверхность газоразделительным слоем. Конструктивно половолоконная мембрана компонуется в виде цилиндрического картриджа, который представляет собой катушку с намотанным на нее особым образом полимерным волокном (рис. 3). Газовый поток под давлением подается в пучок мембранных волокон. Разделение газовой смеси происходит за счет разницы парциальных давлений на внешней и внутренней поверхностях половолоконной мембраны. Газы, быстро проникающие через полимерную мембрану (например: H_2 , CO_2 , O_2 , пары воды), поступают внутрь волокон и выходят из мембранного картриджа через один из выходных патрубков. Газы, медленно проникающие через мембрану (например, CO , N_2 , CH_4 , высшие углеводороды), выходят из мембранного модуля через второй выходной патрубок.

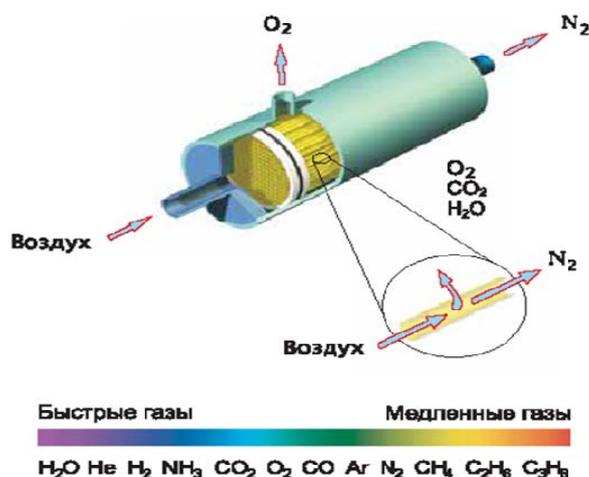


Рис. 3. Принципиальный вид мембранного цилиндрического картриджа

Принцип работы мембранных кислородных установок заключается в различной скорости проникновения азота и кислорода через материал мембраны.

Предназначенные для использования мембранные кислородные установки позволяют эффективно обогащать кислородом воздух до концентрации 30-45 %. Комплексы рассчитаны на производительность от 5 до 10000 $\text{м}^3/\text{ч}$ по обогащенному кислородом воздуху.

Разделение газов мембранной кислородной установкой происходит в газоразделительном модуле, скомпонованном из полуволоконных мембран.

Монтаж установки обогащения кислородом может быть выполнен без нарушения производственного цикла установки получения серы. Подача обогащенного воздуха осуществляется через полнопроходной клапан. Монтаж блока управления и системы подачи может быть выполнен до проведения технологических изменений в установке. После завершения монтажа оборудования может быть начата подача кислорода на установку получения серы для повышения ее производительности.

Применение на производстве мембранных систем по обогащению воздуха приводит к многократной экономии на кислороде в тех случаях, когда концентрации кислорода в 30-45 % оказываются достаточными для технологического процесса предприятия. Помимо экономии заказчика на себестоимости кислорода, дополнительный экономический эффект достигается очень низкими эксплуатационными расходами. Благодаря использованию мембранной технологии кислородные установки обладают выдающимися техническими характеристиками. Эти системы исключительно надежны из-за отсутствия каких-либо движущихся частей в газоразделительном модуле.

Система управления установкой

Современная высокоинтеллектуальная система управления гарантирует максимально возможный легкий и удобный контроль над работой кислородной установки (рис. 4).

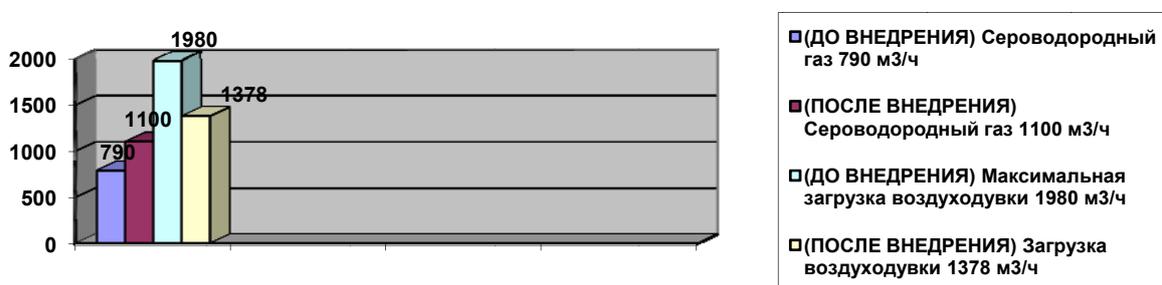


Рис. 4. Производственные показатели до и после внедрения установки

Системы управления обеспечивают:

- полный контроль работы всех систем установки;
- возможность ручного, автоматического и удаленного управления;

- возможность интеграции системы управления установки в обще-заводскую систему управления;
- наличие аварийных блокировок в случае выхода основных технологических параметров за допустимые пределы;
- переход станции в режим ожидания при отсутствии потребления кислорода;

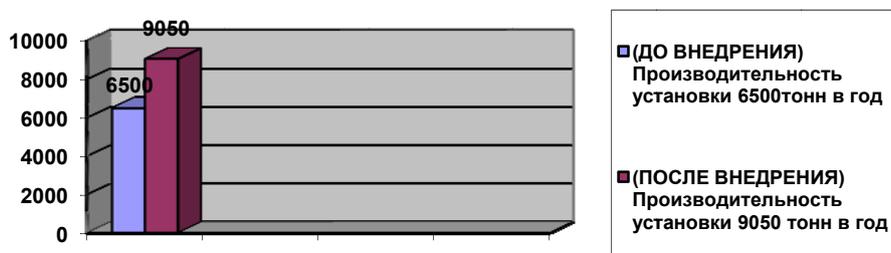


Рис. 5. Увеличение производительности установки производства серы

В результате совершенствования технологического процесса на установке производства серы будет достигнуто:

- увеличение производительности установки (рис. 5);
- снижение нагрузки на воздуходувки и основное оборудование;
- улучшение процесса сжигания сероводородного газа при стехиометрическом соотношении технологического воздуха ($O_2 - 41\%$);
- исключение возможного несанкционированного сброса на общезаводской факел сероводородного газа, что является нарушением экологической безопасности;
- увеличение дополнительного выпуска продукции (гранулированной серы) в количестве 2550 тонн в год, в денежном эквиваленте (1 тонна – 373 руб.) $2550 \text{ тонн} \times 373 \text{ руб.} = 952\,000 \text{ руб.}$ в год.

Список литературы

1. Петровский Э.А., Лебедева И.Б., Мельникова Н.А. Системный анализ и оптимизация затрат на качество // Стандарты и качество. – 2003. – № 9. – С. 78-81.
2. Bukhtoyarov V. V., Semenkina O. E. Comprehensive evolutionary approach for neural network ensemble automatic design // Evolutionary Computation (CEC), 2010 IEEE Congress on. – IEEE, 2010. – С. 1-6.
3. Установка доочистки отходящих газов процесса Клауса: полезная модель. 80356 Рос.Фед. / Иванов С.И. и др.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Оренбург». – № 2008127019/22; заявл. 02.07. 2008; опубл. 10.02. 2009
4. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учебное пособие для вузов. 2е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.

Разработка волнового вариатора мощности привода лебёдки буровой колонны

А.А. Попов¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук, доцент А.К. Данилов
Сибирский федеральный университет*

Буровая лебёдка – это основной агрегат спуско-подъемного комплекса буровой установки. Она предназначена в основном для создания тягового или тормозного усилия в ведущей ветви талевого каната. Лебёдка необходима для подъема и спуска бурильной колонны, ненагруженного элеватора, спуска обсадных колонн, удержания на весу неподвижной колонны или медленного ее опускания при подаче долота на забой в процессе бурения или расширения скважины. Лебёдка применяется для подтаскивания и подъема труб, грунтоносок и других грузов, а также при монтаже буровых вышек и оборудования на них.

Бурильная колонна из скважины поднимается при больших затратах мощности, а спускается под действием собственного веса. Поэтому лебедки должны иметь достаточно мощный привод и надежную тормозную систему для поглощения энергии спуска колонн. В процессе подъема бурильной колонны ее вес (нагрузка на крюке) постепенно уменьшается, и соответственно снижается затрата мощности привода. Для увеличения степени загрузки двигателей привода рационально повышать скорость подъема колонны. Таким образом, с целью обеспечения высокого коэффициента использования мощности приводы лебёдки должны быть многоскоростными.

Однако большинство лебедок не имеет оперативного управления скоростями. Необходимо, чтобы скорости лебедки включались оперативно, легко и плавно.

Цель работы. Целью данной работы является обзор и анализ существующих конструкций бесступенчатых коробок передач, на основании которых даётся предложение о разработке новой модели волнового вариатора мощности привода лебёдки буровой колонны.

Вариатор (или *вариаторная коробка передач*) является бесступенчатой коробкой передач, обеспечивающей плавное изменение передаточного числа в заданном диапазоне. Вариаторная коробка передач имеет аббревиатуру *CVT – Continuously Variable Transmission* (в переводе – постоянно изменяющаяся трансмиссия).

Вариаторы нашли применение в станках, химической, текстильной промышленности, машиностроении.

¹ © Попов А.А., 2015.

Широкое распространение они получили на мотоциклах, снегоходах, скутерах и других маломощных транспортных средствах, так как вариаторы не предназначены для передачи большого крутящего момента от двигателя к трансмиссии.

Разновидности существующих вариаторов

Клиноременный вариатор состоит из одной, реже двух ременных передач. Передача включает два шкива, соединенные клиновидным ремнём. Ремень может быть изготовлен из резины или набора металлических пластин. Шкив образуют два конических диска, которые могут сдвигаться или раздвигаться, изменяя диаметр шкива. Изменение передаточного числа происходит за счет сдвигания и раздвигания ведущего и ведомого шкивов. Для сближения конусов используется гидравлическое давление, центробежная сила, усилие пружин.

Аналогичное устройство имеет *клиноцепной вариатор*. Он отличается от предыдущего лишь механизмом передачи крутящего момента – ремень заменяется стальной цепью, состоящей из пластин, соединенных осями. Использование цепи повышает КПД передачи и уменьшает потери.

Тороидный вариатор состоит из двух вращающихся в противоположные стороны соосных валов, имеющих тороидную (сферическую) форму. Между валами зажаты ролики, которые, изменяя свое положение, меняют передаточное число от ведущего к ведомому валу, при этом крутящий момент передается от роликов к валам за счет сил трения.

Основные преимущества вариаторов по сравнению с другими коробками передач заключаются в следующем:

- 1) рациональное использование мощности двигателя за счет оптимального согласования нагрузки на машину, в которую он установлен, с оборотами вала;
- 2) постоянная корректировка крутящего момента в автоматическом режиме;
- 3) как следствие, высокая топливная (или энергетическая) экономичность;
- 4) плавное изменение крутящего момента, отсутствие рывков при работе машины.

Внимательно изучив различные виды и модели вариаторов, можно прийти к выводу, что помимо преимуществ существует также и определённый ряд *присущих им недостатков*:

- 1) большие возникающие нагрузки на детали устройства ограничивают область применения вариаторов только легковыми автомобилями;
- 2) ненадёжность клиноременного соединения, в частности резиновых ремней;

3) сложность технологического решения, обеспечивающего надёжность контактов дисков и роликов в тороидном вариаторе.

4) Усилие прижатия в пятне контакта роликов со сферическими валами может быть колоссальным (до 10 т), поэтому, помимо того, что материал в них должен быть высокотехнологичным, система управления тоже должна быть очень надёжной;

5) наличие высоких напряжений в местах точечного контакта торцевой поверхности цепи с коническими дисками шкивов клиноцепного вариатора при передаче крутящего момента.

6) Эти напряжения приходится компенсировать за счёт изготовления конических дисков из высокопрочной (подшипниковой) стали;

7) ограничение по величине крутящего момента, и, как следствие, невозможность применения вариаторов в машинах и агрегатах с двигателями большой мощности (например, грузовые автомобили);

8) отсутствие возможности реверсивного движения самого вариатора, что принуждает к установке планетарного редуктора в вариаторную коробку передач для достижения этой цели. Соответственно, усложняется конструкция механизма и увеличивается стоимость.

Предложение. На основе анализа технических решений существующих вариаторов разработана конструкция приводной замкнутой системы, обеспечивающей возможность регулирования выходными параметрами крутящего момента в широком диапазоне.

Основу разработанной конструкции волнового вариатора мощности (рис. 1) составляет встроенный электрический привод, представляющий собой электромотор 1, установленный в кожух 3 эксцентрикового редуктора 2.

Вариация оборотов внешнего корпуса осуществляется через наращивание оборотов внешнего корпуса статора, установленного внутри. Стабилизированные обороты электрического двигателя приводят в движение внешний корпус через эксцентриковый привод. В результате этого корпус получает приращение количества оборотов в соответствии с передаточным отношением. Наращивание внешних оборотов корпуса приводит к сложению количества оборотов корпуса и двигателя, что и устанавливает баланс мощности данной системы.

Выполним анализ существующих моделей вариаторов разработанного волнового вариатора мощности. В таблице 1 представлено сравнение характеристик, а в табл. 2 описаны недостатки существующих разновидностей.

Анализ технических характеристик разработанного механизма

– Предполагаемая мощность – 10 кВт;

– Электродвигатель:

- выходная частота – 10 тыс об/мин;

- масса – 1,5 кг;
- Редуктор:
 - передаточное отношение max– 200;
- Вариация оборотов на выходном валу:
 - min– 50 об/;
 - max– в зависимости от технологических параметров установки.

На рисунке 2 показана зависимость угловой скорости вращения разработанного волнового вариатора от времени.

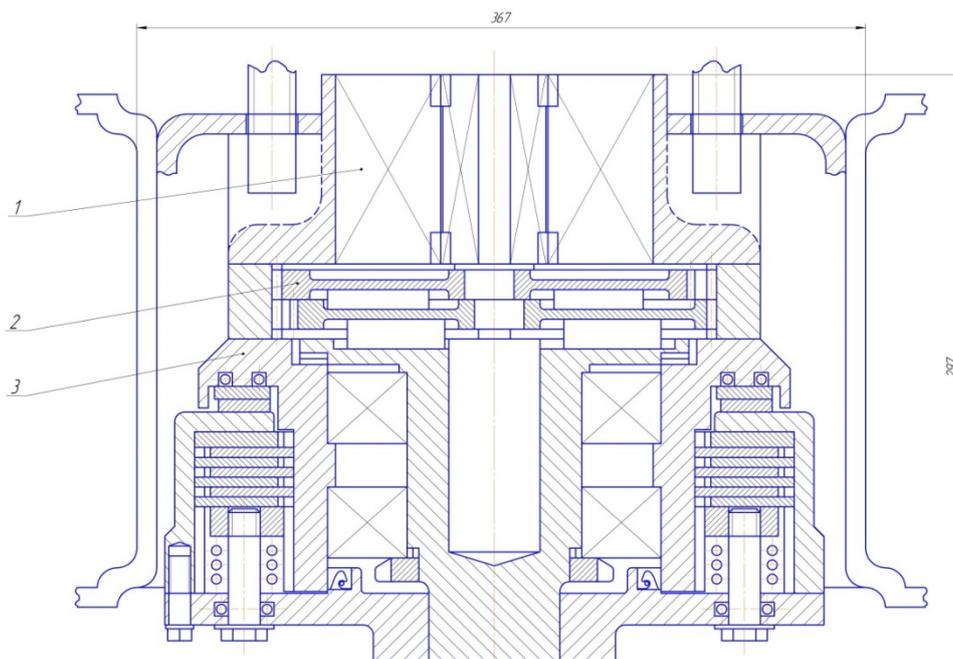


Рис. 1 – Разработанный волновой вариатор, установленный в мотор-колесо:
1 – электромотор; 2 – эксцентриковый редуктор; 3 – кожух

Таблица 1

Сравнение характеристик

Параметры	Клиноремённый вариатор	Клиноцепной вариатор	Тороидный вариатор	Предлагаемый волновой вариатор
Передаточное число	1:4 – 4:1	1:3 – 3:1	1:4 – 4:1	1:200 – 2:1
Крутящий момент	до 10 кН·м	до 15 кН·м	до 10 кН·м	до 200 кН·м

Как уже было сказано выше, этот механизм разработан для установки в привод буровой лебёдки. Но он достаточно универсален, поэтому может быть внедрён и в другие технические устройства. Дополнительные предполагаемые области применения:

- а) система верхнего привода (СВП) при бурении на нефть и газ;

- б) привод БЕЛАЗА и других карьерных самосвалов;
- в) вращатели кранов, экскаваторов;
- г) ветроэнергетика.

Таблица 2

Недостатки существующих моделей

№	Клиноременный вариатор	Клиноцепной вариатор	Тороидный вариатор
1	Большие возникающие нагрузки на детали устройства		
2	Ненадёжность клиноременного соединения	Высокие напряжения местах точечного контакта цепи со шкивами	Ненадёжность контактов дисков и роликов
3	Ограничение по величине крутящего момента		
4	Отсутствие возможности реверсивного движения		

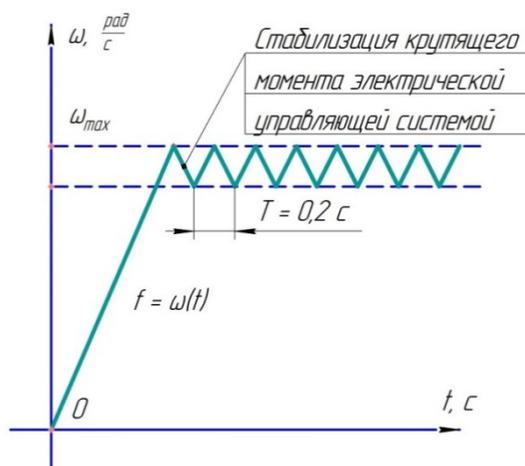


Рис. 2. Зависимость угловой скорости вращения разработанного волнового вариатора от времени

Выводы. При применении волнового вариатора мощности в приводе буровой лебёдки будут обеспечены запасы мощности, крутящего момента и количества оборотов при различных степенях нагрузки.

- Дополнительные преимущества использования данного механизма:
- возможность реверсивного движения без применения дополнительных механизмов, что облегчает конструкцию привода;
 - возможность вариации количества оборотов в широком диапазоне позволит создать компактные приводы механических систем;
 - использование эксцентриковых редукторов приведёт к увеличению мощности существующих систем;
 - появление возможности применения волнового вариатора в таких силовых узлах и агрегатах, как: лебёдки, приводные системы вращателей кранов, экскаваторов ит. д. Также, разработанное устрой-

- ство можно будет устанавливать в качестве привода грузовых автомобилей больших мощностей;
- применение современных материалов позволит разработать системы с минимальными потерями КПД и мощности.

УДК 62-03

Использование сверхвысокомолекулярного полиэтилена в качестве материала для изготовления клапанной пары штангового глубинного насоса (ШГН)

В.О. Абрамович¹

*Научный руководитель: инженер Р.С. Привалихин
Сибирский федеральный университет*

В настоящее время свыше 70 % действующего фонда скважин оснащены штанговыми насосами (рис. 1), их применяют в скважинах с дебитом до 50 м³ жидкости в сутки при средних глубинах подвески 1000-1500 м.

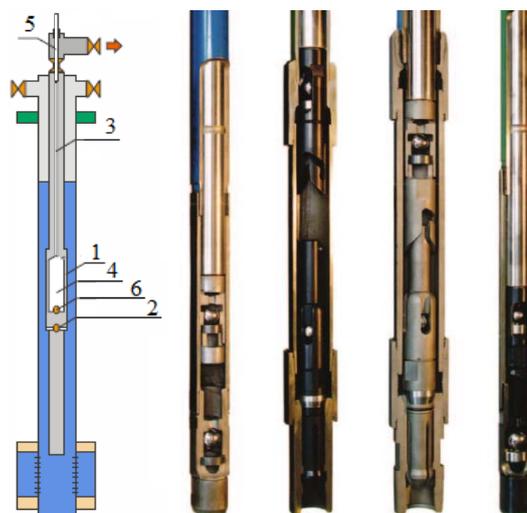


Рис. 1. Конструкция ШГН: /

*цилиндр – 1; всасывающий шаровой клапан – 2; насосные штанги – 3;
плунжер – 4; сальниковый шток – 5; нагнетательный шаровой клапан – 6*

Штанговый насос является поршневым насосом прямого действия с проходным поршнем. Цилиндр 1 насоса опускается в скважину на насосных трубах на некоторую глубину под уровень жидкости. Всасывающий шаровой клапан 2 установлен на нижнем конце цилиндра 1. На насосных штангах 3 спускают плунжер 4, подвешиваемый на колонне насосных

¹ © Абрамович В.О., 2015.

штанг 3 с помощью специальной клетки. Через сальниковый шток 5 верхний конец штанг при помощи специальной подвески крепят к головке балансира станка-качалки. Он качается на опоре, укрепленной на стойках. Балансир приводится в действие с помощью кривошипно-шатунного механизма, при этом происходит возвратно-поступательное движение штанг и соединенного с ними плунжера 4. При ходе штанг 3 и плунжера 4 вверх, вследствие давления жидкости на всасывающий клапан 2 снизу и снижения давления в цилиндре, клапан поднимается, и нефть поступает в насос. Нагнетательный клапан 6 давлением вышележащего столба жидкости в насосных трубах в это время закрыт.

При движении штанг 3 и плунжера 4 вниз под собственным весом всасывающий клапан 2 закрывается, нагнетательный 6 открывается, и жидкость идет вверх через полый плунжер 4 в подъемные трубы. При дальнейших ходах плунжера 4 уровень жидкости, повышаясь в подъемных трубах, достигает устья скважины, затем она направляется в выкидную линию.

Штанговый насос работает при экстремальных условиях:

- Обводненность скважинной продукции до 99 %;
- Абсолютная вязкость до 100 мПа·с;
- Содержание твердых механических примесей до 0,5 %;
- Содержание свободного газа на приеме до 25 %;
- Объемное содержание сероводорода до 0,1 %;
- Минерализация воды до 10 г/л;
- Диапазон температур от -2 до +95.

Было выявлено отрицательное влияние растворенного газа на работу штангового насоса [1]. Попадающий в цилиндр газ занимает часть рабочего объема и тем самым снижает подачу жидкости насосом.

Приведенные данные [2] показывают, что в скважинах, где производительность превышает дебит, при движении плунжера вниз происходит столкновение. В момент открытия подвижного клапана происходит быстрый сброс нагрузки штанг, при этом возникает ударная нагрузка (во время столкновения с жидкостью) на клапанную пару в частности и насосную систему в целом.

Результаты исследований, проведенных А.Н. Адониным, показали, что механические примеси, поступающие в штанговый насос, существенным образом влияют, на работоспособность клапанной и плунжерной пары оборудования.

В процессе работы штангового глубинного насоса утечки в клапанной паре неизбежно ведут к потерям в добыче. Наличие таких утечек приводит к сокращению межремонтного периода.

При работе в сильнообводненных нефтях, содержащих сероводород, происходят ускоренные коррозионные процессы, поэтому замена штанго-

вых насосов производится по 8-9 раз в году, а с учетом проведения ремонтов, в частности замены клапанов, по 16-17 раз в году.

Полностью избавиться от ремонта клапанов невозможно, однако одним из вариантов увеличения надежности работы насосного оборудования и уменьшения общего времени его просто я является анализ и подбор современных материалов.

В основном детали клапанов изготавливают из материалов, приведенных в таблице 1.

Таблица 1

**Материалы, используемые
при изготовлении клапанной пары штанговых насосов**

Материал седла	Материал шара
Алюминий	Ацеталь
Ацеталь	Бутадиенакрилонитрильный каучук
Бутадиенакрилонитрильный каучук	Геоласт
Геоласт	Металлокерамика
Нержавеющая закаленная сталь	Нержавеющая закаленная сталь
Поливинилиденфторид	Полихлоропрен
Нержавеющая закаленная сталь с кольцом из твердого сплава (карбида вольфрама)	Полихлоропрен с основой из нержавеющей стали
Полипропилен	Политетрафторэтилен (фторопласт)
Сантопрен	Сантопрен
Спеченный металлопорошок	Стеллит (сплав кобальта, никеля и хрома)
Стеллит (сплав кобальта, никеля и хрома)	Твердый сплав (карбид вольфрама)
Твердый сплав (карбид вольфрама)	Фторэластомер
Термопластичный каучук	
Фторэластомер	

Предлагается использовать материал СВМПЭ (сверхвысокомолекулярный полиэтилен) в составе материалов клапанных пар, обладающий уникальным комплексом физико-химических свойств: высокой износостойкостью, устойчивостью к агрессивным средам, исключением налипания, низким коэффициентом трения, высокой ударной вязкостью.

Одно из примечательных свойств данного материала – способность поглощать энергию удара. На основании статьи [3] было выявлено, что стойкость к ударным воздействиям СВМПЭ превосходит фторопласт в 7 раз. Благодаря этому ударная нагрузка будет не так критично влиять на клапанную пару.

Практически по всем физико-механическим характеристикам СВМПЭ превосходит сталь: по ударной вязкости в 4 раза, по износостойкости в 10-12 раз, коэффициент трения в среде смазки в 5 раз меньше, од-

нако предел прочности находится в диапазонах 38-42 МПа против стали 400 МПа.

Для оценки применимости материала изготовления клапана требуется оценить прочностные характеристики, в частности решить задачу контакта шарика и седла клапана.

Для насоса НН2-С-57-12-10-И по ОСТ 26.16.06.86 клапан имеет следующие геометрические характеристики (рис.2)

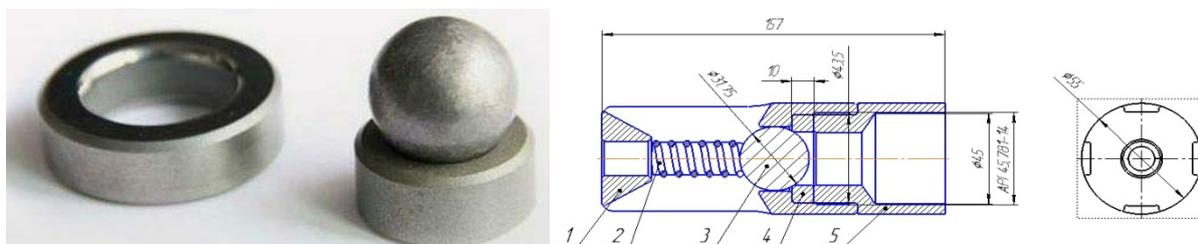


Рис. 2. Конструкция клапанного узла

Оценка контактной прочности производилась в программе Ansys.

Постановка задачи:

Шарик располагался по касательной к внутренней поверхности скругления седла. Нагружение производилось с постоянным давлением 18 атм. на верхнюю часть шарика клапана. Материал, присвоенный шарiku и кольцу клапана, – СВМПЭ со средней молекулярной массой $4 \cdot 10^6$ г/моль.

Результаты расчёта:

Плотность – $0,95 \text{ г/см}^3$;

Коэффициент трения СВМПЭ-нефть-СВМПЭ – 0,04;

Предел прочности – 40 Мпа.

На рисунке 3 показаны результаты расчета контактных напряжений седла и шарика клапана насоса.

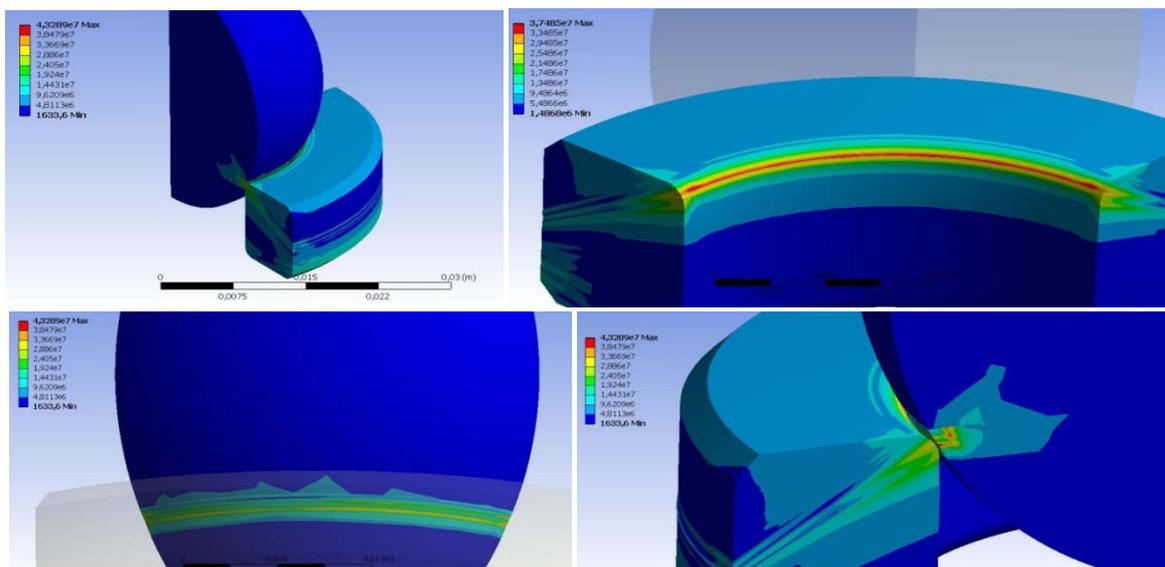


Рис. 3. Контактные напряжения в клапанном механизме

Контактные напряжения материала СВМПЭ составляют 43,3 МПа для шарика и 37,5 МПа для седла. Напряжения превышают допустимый предел прочности шарика, это приведет к пластическому разрушению материала, что недопустимо при дальнейшей эксплуатации механизма.

Требуется произвести оптимизацию геометрических характеристик клапана и определить оптимальный радиус скругления седла клапана. На основании анализа геометрии был выбран оптимальный размер площадки скругления, он составил 4 мм.

На рисунке 4 представлен расчет оптимизированной конструкции клапана.

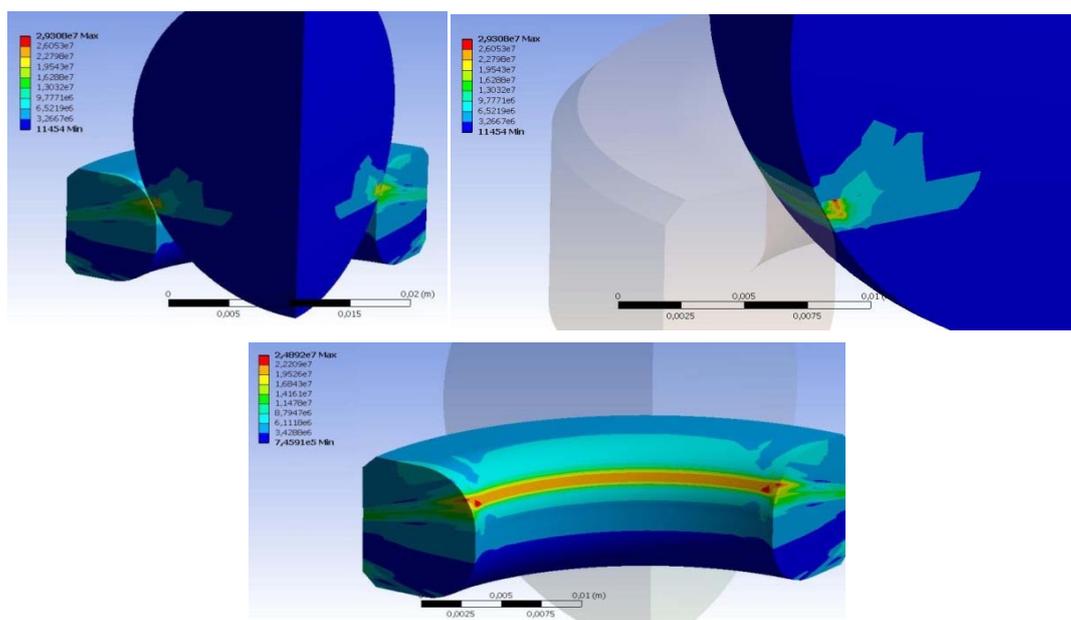


Рис. 4. Контактные напряжения с оптимизированным профилем

Контактные напряжения на поверхности контакта для шарика составляют 29,3 МПа, для седла – 24,9 МПа.

Запас прочности:

при номинальном режиме работы клапана	1,78-1,97
при максимальном режиме работы	1,3-1,44

По характеристикам износостойкости, ударной вязкости, термостойкости, значения которых значительно превышают значения нержавеющей стали, применяемой на сегодняшний день, и на основании расчетных данных контактной прочности можно судить о возможности использования данного материала в составе клапана насоса, что позволит значительно увеличить межремонтные периоды и уменьшить простой оборудования.

Выводы:

Требуется рассмотреть применение СВМПЭ для других машин и механизмов в нефтегазовой отрасли.

Использование СВМПЭ в клапанном устройстве позволит значительно увеличить сроки межремонтных периодов и уменьшить время простоя оборудования.

Список литературы

1. Власова В.В. Эффективности применения стандартного ШГН в процессах откачки многокомпонентной жидкости, 2003.
2. Дж.Н.МакКой. Как поддержать высокую эффективность добычи нефти при эксплуатации скважин ШГН. – стр. 24.
3. Селютина Г.Е. Композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена: свойства, перспективы использования, 2010.

УДК 62-4

Повышение долговечности подшипниковых узлов при ремонте насосных установок нефтеперерабатывающего завода (НПЗ)

А.П. Бжитских¹

*Научный руководитель: проф. Э.А. Петровский
Сибирский федеральный университет, институт нефти и газа*

В качестве основных перекачивающих установок на современных нефтеперерабатывающих заводах применяются центробежные секционные насосы типа НПС. Принцип работы таких насосов основан на многоступенчатом центробежном ускорении перекачиваемой жидкости ротором. Вал насоса вращается в двух шарикоподшипниковых выносных опорах, с подшипниками №46416Л (ГОСТ 831-75).

Из практики использования оборудования нефтеперерабатывающих заводов, в том числе насосных установок, в условиях технологического производства видно, что подшипники качения не обеспечивают достаточного уровня надежности. Что приводит к незапланированным ремонтам, остановкам оборудования и снижает общую эффективность производства.

Для обеспечения требуемого уровня надежности нефтеперекачивающих установок НПЗ предлагается в качестве опорных элементов использовать подшипники скольжения с нанесенным на рабочие поверхности микрорельефом, способствующим возникновению гидродинамического режима трения. Снижение числа элементов в опорном узле приведет к

¹ © Бжитских А.П., 2015.

увеличению общего уровня надежности, а гидродинамический режим трения позволит повысить показатели бесшумности и плавности работы узла.

Для возникновения гидродинамического режима трения подшипник скольжения должен быть рассчитан на соответствующий зазор между корпусом и вкладышем, а параметры рабочих поверхностей должны способствовать поддержанию устойчивого режима трения при динамических скоростных нагрузках.

В общем случае расчет подшипника скольжения заключается в определении оптимального значения зазора s_0 между цапфой и втулкой. На рисунке 1 представлена схема к расчету s_0 .

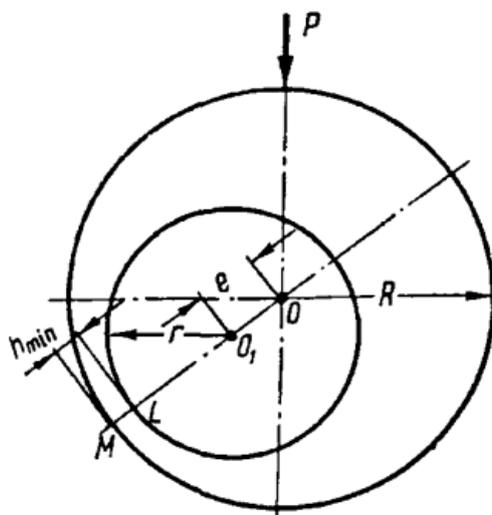


Рис. 1. Схема работы подшипника скольжения

$D=2R$ — диаметр расточки вкладыша; $d=2r$ диаметр цапфы; $\delta=R-r$ — абсолютный радиальный зазор; $s=2\delta$ — абсолютный диаметральный зазор; $\psi=s/d$ — относительный зазор; e — абсолютный эксцентриситет цапфы в подшипнике; h_{min} — наименьшая толщина масляного слоя. Исходя из геометрии соединения (рис. 1):

$$h_{min} = OM - O_1L - O_1O = R - r - e = \delta - e; \quad (1)$$

Положение цапфы в расточке характеризуется относительным эксцентриситетом χ , который может изменяться в пределах от 0 (когда центры цапфы и подшипника совпадают) до 1 (цапфа касается подшипника).

$$h_{min} = \delta \cdot (1 - \chi) = \frac{s}{2} \cdot (1 - \chi). \quad (2)$$

Средняя удельная нагрузка p , возникающая в подшипнике, определяется выражением 3:

$$p = \frac{\eta \cdot \omega}{c \cdot \psi^2} \cdot \frac{1,04}{1 - \chi'} \quad (3)$$

где η – абсолютная вязкость смазочного материала при температуре работы подшипника; $\omega = \pi n/30$ – частота вращения вала; $c = 1 + d/l$.

Наименьшие потери на трение имеют место при относительном эксцентриситете $\chi = 0,5$. Зазор, соответствующий этому эксцентриситету, оптимальный [1]:

$$s_0 = 0,467d \cdot \sqrt{\frac{\eta \cdot n}{p \cdot c}} \quad (4)$$

Таким образом, задача возникновения гидродинамического режима трения в подшипнике скольжения сводится к обеспечению постоянства относительного эксцентриситета $\chi = 0,5$. Для решения поставленной задачи предлагается образование элементов регулярного микрорельефа на трущихся поверхностях. Наиболее подходящей формой микрорельефа в этом случае является система регулярно расположенных ячеистых углублений на внутренней втулке подшипника [2].

Изменение динамики работы подшипника представлено на рис. 2.

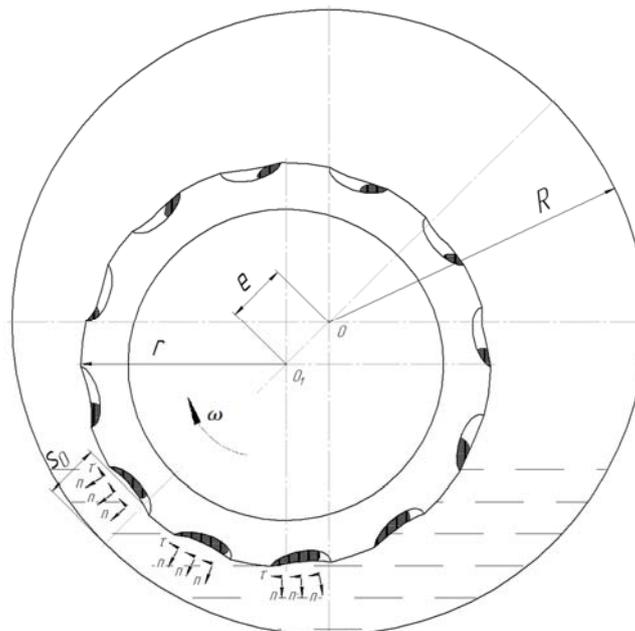


Рис. 2. Схема работы подшипника с регулярным микрорельефом ячеистого типа

Как видно из представленного рисунка, элементы образованного микрорельефа выполняют роль смазочных карманов, захватывая в процессе работы дополнительный объем смазки. Благодаря специальной форме эллиптических ячеек смазка под действием центростремительного ускорения, сообщаемого ей вращением вала, выбрасывается из углублений. Центростремительное ускорение выбрасываемой смазки раскладывается на две составляющие – тангенциальную и нормальную. Нормальная составляющая центростремительного ускорения уравновешивает силу тяжести

вала, поддерживая минимальный зазор h_{min} . Тангенциальная составляющая врезается в масляный клин и способствует увеличению выталкивающей силы и гидродинамического зазора.

Общий вид поверхности внутренней втулки подшипника представлен на рис. 3.

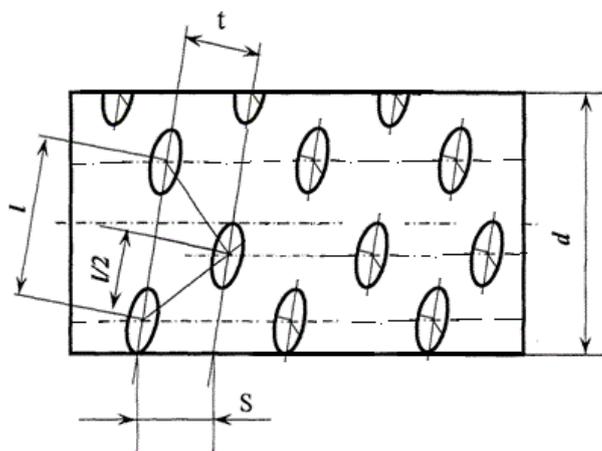


Рис. 3. Общий вид и геометрические характеристики регулярного ячеистого микрорельефа

На основании вышеизложенного материала можно сделать заключение о том, что эффективного увеличения надежности подшипниковых узлов насосных установок НПЗ можно добиться на стадии очередного текущего ремонта применением подшипников скольжения нового типа. В данной работе рассмотрена методика решения проблемы обеспечения постоянного значения относительного эксцентриситета между осями цапфы и наружной втулки подшипника. Предложенный метод позволяет существенно увеличить срок эксплуатации подшипниковых узлов, уменьшить шум при работе установки, снизить вибрационные биения при работе и повысить плавность вращения вала.

Список литературы

1. Гаркунов Д.Н. Триботехника. Конструирование, изготовление и эксплуатация машин: учебник / Д.Н. Гаркунов. – 5-е изд. перераб и доп. – М.: Изд-во МСХА, 2002. – 632 с.

2. Петровский Э.А., Петровский Д.Э. Расчет геометрических характеристик поверхности с регулярным ячеистым рельефом эллиптического типа/ Э.А. Петровский, Д.Э. Петровский// Проблемы механической обработки машиностроительных материалов: тезисы докладов I краевой научно-технической конференции / Красноярский краевой дом техники. – Красноярск, 1989. – С. 39 – 46;

3. Шнейдер Ю.Г. Эксплуатационные свойства деталей с регулярным микрорельефом / Ю.Г. Шнейдер. – 2-е изд. – Л.: Машиностроение, 1982.

**Разработка методики и математического аппарата
экспериментального исследования
подшипников скольжения
для насосных установок Ачинского НПЗ**

В.Е. Богатов¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук, доц. С.Г. Докшанин
Сибирский федеральный университет*

В технологических машинах нефтегазового комплекса подшипники скольжения получили широкое применение, так как они имеют такие ценные свойства, которыми не обладают подшипники качения – работоспособность в широком температурном диапазоне, стойкость в химически активной среде, виброустойчивость, бесшумность, сохранение работоспособности при недостаточной смазке.

Для эксплуатации оборудования, а также поддержания работоспособности и продления срока службы для отработавших достаточно долгий срок деталей требуются новые смазочные материалы, существенно повышающие уровень рабочих нагрузок, температур и скоростей без катастрофических последствий для узлов трения. Помимо создания абсолютно новых марок смазочного материала в последнее время находит широкое применение метод модификации существующих за счет введения в их состав различных веществ, улучшающих трибологические свойства.

Целью представленной работы является получение математической зависимости износа подшипников скольжения на основе экспериментальных данных от различных факторов для дальнейшей оптимизации условий работы опор скольжения валов центробежных насосов. Износ определялся при условии наличия базового смазочного материала, а также модифицированного твердой добавкой.

Используемый в данной работе для составления смазочных композиций в качестве добавки ультрадисперсный порошок представляет собой углеродосодержащий конденсированный продукт, полученный методом детонационного синтеза в среде углекислого газа. Порошок, используемый в смазочных композициях, представляет собой углеродную смесь с размером частиц графита 10–40 нм. Доля графита составляет до 80 % продукта взрыва, остальная часть находится в виде высокодисперсной алмазоподобной фазы. Его хорошие адгезионные свойства способствуют прочному удержанию слоя смазочного материала на поверхности трения, локализуют участки трущихся поверхностей, образуя на них прочную пленку.

¹ © Богатов В.Е., 2015.

Для опор скольжения, где усталостный износ не является доминирующим, а истирание контактирующих поверхностей связано с большим количеством действующих на подшипниковый узел факторов, оценка работоспособности может выполняться по критерию износа. Процесс изнашивания рассматривается как случайная функция наработки и определяется видом [2]:

$$I(t) = a_u t^\beta + b_u$$

Величина a_u имеет зависимость от механических свойств материала контактирующих деталей, нагруженности пары и других признаков, определяющих условия эксплуатации. Величина b_u характеризует износ деталей после окончания приработки. В связи с незначительным влиянием на износ $U(t)$ вариациями величины b_u пренебрегают, и в окончательном варианте износ определяется функцией

$$I(t) = a_u t^\beta$$

Однако все действующие на узел факторы довольно трудно объединить единственной величиной a_u , определяя возможные корреляции между нагрузкой, материалом деталей и смазочным материалом, другими параметрами, определяющими работу подшипника. Учитывая многофакторность и выбрав наиболее значимые, выражение представляют в виде:

$$I(t) = a_u t^\beta = k_u X_1^m X_2^n X_3^p X_4^q t^\beta$$

Параметры X_1, X_2, X_3 и X_4 в этой эмпирической зависимости отражают влияние наиболее важных факторов, влияющих на конкретный вид узла. Показатели степени m, n, p и q , а также коэффициент пропорциональности k_u определяются на основе экспериментальных данных.

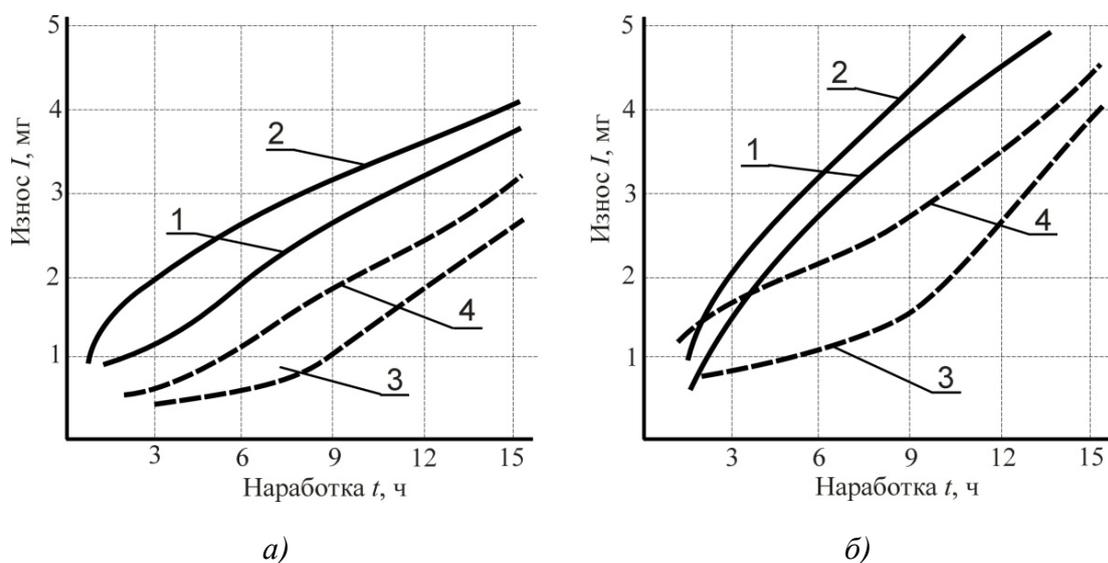
Поиск неизвестных степенных показателей сводится к решению уравнения, полученному после логарифмирования формулы критерия износа [1]:

$$\ln I_h = \ln k + m \cdot \ln X_1 + n \cdot \ln X_2 + p \cdot \ln X_3 + q \cdot \ln X_4$$

Значения комплексов X_i определялись с учетом экспериментальных значений величины износа в определенный момент наработки подшипника качения. Степенные показатели определялись решением системы линейных уравнений, полученных после замены логарифмов:

$$\begin{cases} b_1 = k + m \cdot a_{11} + n \cdot a_{12} + p \cdot a_{13} + q \cdot a_{14} \\ b_2 = k + m \cdot a_{21} + n \cdot a_{22} + p \cdot a_{23} + q \cdot a_{24} \\ b_3 = k + m \cdot a_{31} + n \cdot a_{32} + p \cdot a_{33} + q \cdot a_{34} \\ b_4 = k + m \cdot a_{41} + n \cdot a_{42} + p \cdot a_{43} + q \cdot a_{44} \end{cases}$$

Испытания выполнялись на лабораторных установках, моделирующих работу опорного узла при однонаправленном вращении вала. Прикладываемая радиальная нагрузка изменялась в диапазоне от 0,5 до 2 кН, частота вращения составляла 1200 об/мин. Приведенные ниже графики (рис. 1) представляют зависимости изменения величины износа от наработки при использовании различных смазочных материалов. Для создания смазочных композиций с ультрадисперсным алмазграфитом (УДПАГ) применялись пластичные смазочные материалы марок ЦИАТИМ-203 и Солидол С (синтетический). Исследования проводились при концентрации УДПАГ 1 % от массы смазочного материала.



а) б)
 Рис.1. Зависимость величины износа от наработки для пластичной смазки Солидол С (а) и ЦИАТИМ-203 (б):
 1 – без добавки (0,5 кН); 2 – без добавки (2 кН);
 3 – с добавкой УДПАГ(0,5 кН); 4 – с добавкой УДПАГ (2 кН).

По данным графикам можно наблюдать, что лучшие противоизносные свойства наблюдались у пластичных смазок с УДПАГ. Использование пластичной смазки ЦИАТИМ-203 с УДПАГ уменьшает величину износа в 1,9 – 2,3 раза, а для пластичной смазки Солидол С добавка снижает величину износа в 1,5 раза.

Из смазок-основ в условиях испытаний по всем зафиксированным параметрам лучшей является смазка Солидол С.

Для нахождения зависимости интенсивности износа подшипников скольжения, смазывающихся пластичным смазочным материалом, использовался метод факторного эксперимента с преобразованием параметра оптимизации (износа) и определяющих факторов при наличии между ними нелинейной связи. Результаты экспериментов позволили получить эмпирические закономерности, отражающие влияние таких факторов, как на-

грузка, время наработки и коэффициента трения на износ подшипников скольжения, в которых применяют пластичные смазочные материалы.

Уравнение функциональной зависимости между параметром оптимизации и исследуемыми факторами имеет вид:

$$I = \varphi(P, f, t),$$

где I – износ подшипника качения; φ – функция отклика; P – нагрузка на подшипник; f – коэффициент трения скольжения; t – время наработки.

Окончательно уравнение примет вид:

$$I = k \cdot X_1^m \cdot X_2^n \cdot t^\beta,$$

где I – износ подшипника скольжения, являющийся параметром оптимизации; k – коэффициент уравнения, отражающий влияние неучтенных факторов; X_1, X_2 – факторы; m, n, β – степенные коэффициенты, определяемые из эксперимента.

Полученные для смазочных материалов формулы зависимостей представлены в следующем виде:

1. Для смазочного материала ЦИАТИМ-203:

$$I = 0,108P^{0,403} f^{-0,145} t^{1,083}$$

2. Для смазочной композиции ЦИАТИМ-203 с добавкой 1 % УД-ПАГ:

$$I = 0,2073P^{0,3569} f^{0,1655} t^{1,0763}$$

3. Для смазочного материала Солидол:

$$I = 0,0772P^{0,4877} f^{-0,4919} t^{0,8784}$$

4. Для смазочной композиции Солидол с добавкой 1 % УДПАГ:

$$I = 0,6443P^{0,2529} f^{1,5142} t^{0,791}$$

Список литературы

1. Браун, Э. Д. Моделирование трения и изнашивание в машинах / Э. Д. Браун, Ю. А. Евдокимов, А. В. Чичинадзе. М.: Машиностроение, 1982. – 191 с.
2. Волков, Д.П. Надежность строительных машин и оборудования / Д.П. Волков, С.Н. Николаев. М.: Высшая школа, 1979. – 400 с.

Анализ параметров надежности нефтяных скважинных фильтров на основе QFD-методологии

С.А. Савицкая¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук. Э.А. Петровский
Сибирский федеральный университет*

Одним из инструментов повышения качества продукции (изделия) является QFD-методология (Quality Function Deployment, или развертывание функции качества). Методология позволяет преобразовать потребности клиентов в инженерные характеристики продукции, помогает сосредоточить внимание и оценить влияние важнейших характеристик рассматриваемого изделия на принимаемые технические решения. В основе QFD лежит построение совокупности матриц, названной «Дом качества».

В качестве исследуемого изделия выбран нефтяной скважинный фильтр, который представляет собой сложную систему, состоящую из взаимодействующих элементов, и предназначен для фильтрации нефти от посторонних включений и попадания в скважину механических примесей при эксплуатации. Машиностроение испытывает потребность в надежных фильтрах, потому что пескопроявление является распространенной причиной ремонтов скважинного оборудования, а в ряде случаев и простоем добывающих скважин.

Рассмотрение скважинных фильтров с точки зрения влияния технических характеристик на эксплуатационные показатели возможно с помощью системного анализа; QFD-метод является одним из инструментов, способствующих его проведению.

На основании изученных источников классификация фильтров позволяет наглядно представить разнообразие возможных исследуемых параметров для QFD-методологии. Классификация скважинных фильтров представлена на рис. 1.

Анализируя представленную многозвенную классификацию, можно отметить много факторов, влияющих на работоспособность фильтров (конструкционные, технологические и другие).

Наиболее используемыми нефтяными скважинными фильтрами являются сетчатые и щелевые. В свою очередь, щелевые фильтры превосходят сетчатые тем, что у них увеличена поверхность фильтрации, а также отсутствуют изломы в местах контактной сварки.

¹ © Савицкая С.А., 2015.

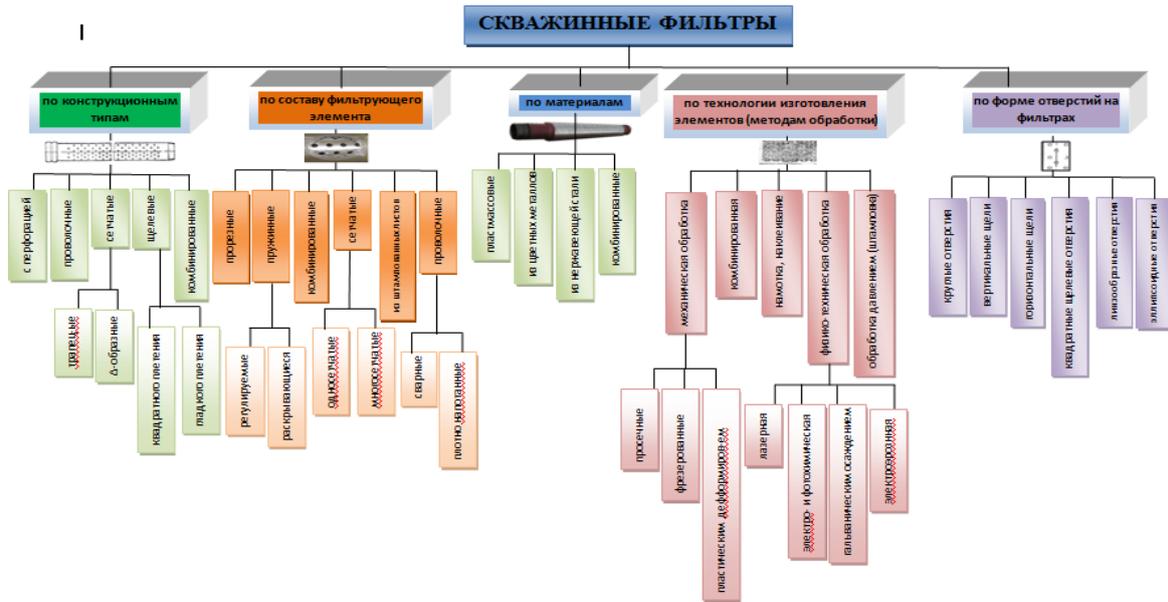


Рис. 1. Классификация скважинных фильтров

На основе системного анализа скважинный фильтр может быть представлен совокупностью взаимодействующих параметров, таких как: входные/управляемые (размер зазоров между щелями, форма фильтроэлемента, материал фильтра), контролируемые, случайные (шумы) и выходные (эксплуатационные характеристики). На примере щелевого фильтра это можно представить в виде модели «черного ящика».



Рис. 2. Модель «черного ящика» для щелевого скважинного фильтра

Подобная классификация и модель «черного ящика» позволяет определить эксплуатационные проблемы фильтров для нефтедобычи.

Влияние параметров скважинных фильтров на эксплуатационные показатели представлено на основе QFD-методологии.

Исходными данными для «Дома качества» и определения требований клиента стало классификация скважинных фильтров, модель «черного ящика», а также литературно-патентный обзор по проблемам работоспособности скважинных фильтров (табл. 1).

Таблица 1

Требования потребителей

Требования потребителей	Оценка потребителей от 1 (не очень важно) до 5 (очень важно)
Надежность фильтра:	
Долговечность	5
Безотказность	5
Безопасность	5
Ремонтопригодность	4
Сохраняемость	4
Живучесть/ Отсутствие трещин	4
Обеспечение достаточной скважности фильтра	5
Сохранение структуры пласта, и проницаемость (предотвращение разрушения призабойной зоны)	4
Снижение износа насосно-компрессорного оборудования, трубопроводов	4
Вынос песка и других механических примесей из нефтяных и газовых скважин	4
Возможность самоочищения фильтра	4
Сохранение экологии недр	3

Значение изначальной оценки потребителей по пятибалльной шкале указывалось на основании литературно-патентного обзора. В зависимости от важности проведена градация: 1 – не очень важно, 5 – очень важно.

Зависимости между требованиями и характеристиками фильтров в поле связей расставлялись проанализированным опытным путем. Корреляционная матрица, представленная в виде крыши «Дома качества», заполнялась подобным образом.

Технические значения для каждой колонки суммарных оценок характеристик фильтра были вычислены умножением оценки требований потребителей на весомость (©; О; Δ). Наибольшие технические значения показывают степень важности характеристик фильтров, т.е. приоритетные показатели качества для потребителей изделия.

«Дом качества» заполнялся символами, указывающими на соответствующую корреляцию и положительную связь между соответствующими характеристиками. Наибольшее значение имеют такие характеристики, как форма и технология изготовления фильтрующего элемента.

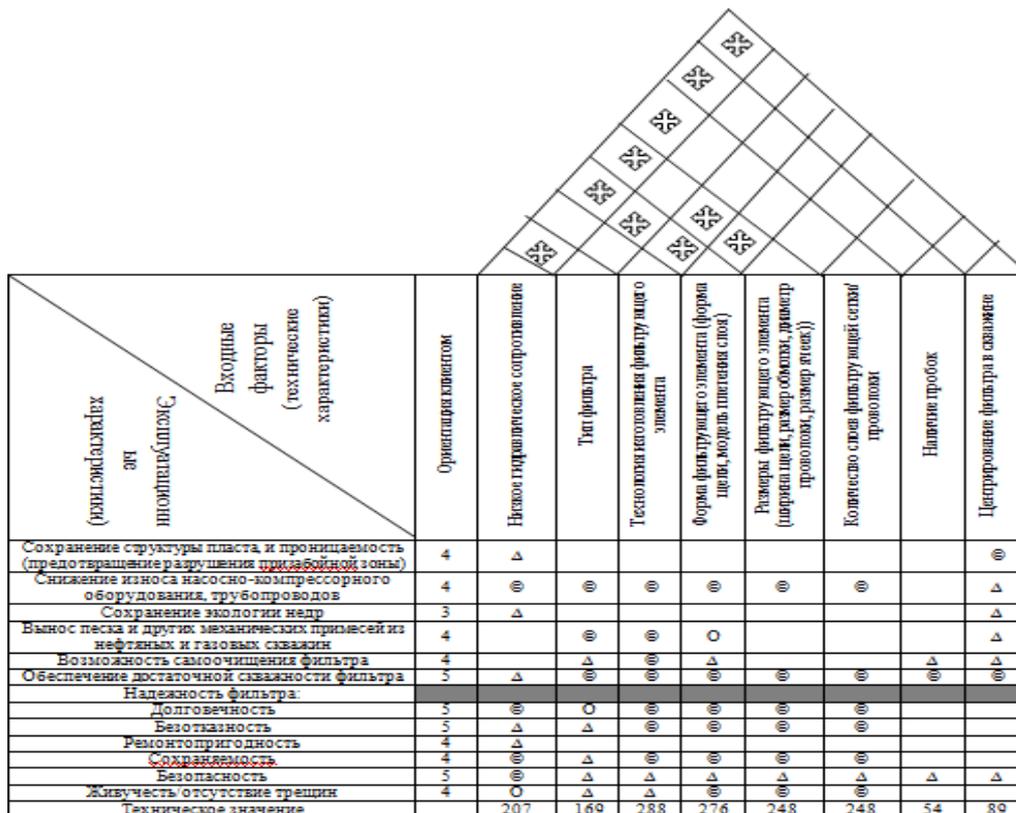


Рис. 2. «Дом качества»

(◎ – сильная корреляция – цифра 9, ○ – средняя корреляция – цифра 6, △ – слабая корреляция – цифра 1)

На основе QFD – методологии составлена матрица, позволившая оценить степень взаимодействия входных/управляемых и выходных параметров, а также их изменчивость.

Все представленные параметры можно разделить на две группы: технические (технология изготовления фильтрующего элемента, форма фильтрующего элемента, количество фильтрующих слоев) и эксплуатационные (тип фильтра, гидравлическое сопротивление, центрирование фильтра в скважине, наличие пробок).

Для оптимизации повышения работоспособности фильтров необходимо выделить наиболее влияющие факторы. Инструментом, позволяющим наглядно представить рассматриваемые характеристики в зависимости от их значимости, является инструмент качества по диаграмме Паретто [1].

Диаграмма Паретто (рис.3) позволила выявить по рекомендуемым методикам два главных фактора, относящихся к технологической группе:

- технологию изготовления фильтрующего элемента;
- форму фильтрующего элемента.

Совершенствование этих характеристик позволит повысить качество скважинных фильтров. Фильтроэлемент является как одним из главных

компонентов фильтрующих устройств, так и одним из основных его недостатков. От инструмента, изготавливающего фильтроэлемент, и его формы зависит пропускная способность фильтра.

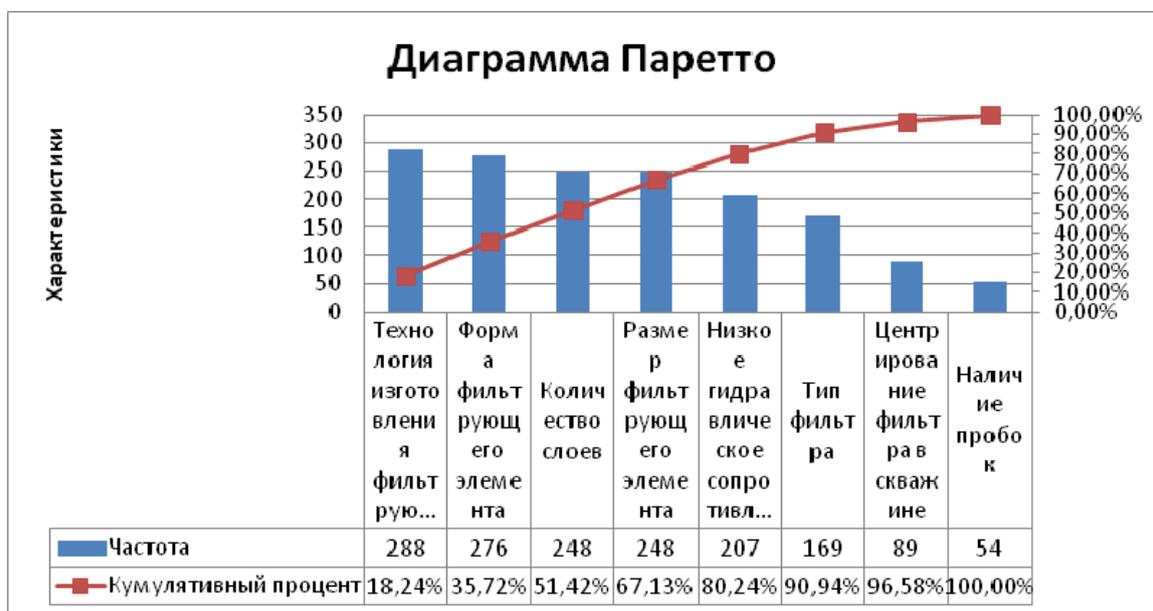


Рис. 3. Диаграмма Паретто по характеристикам

Технологии изготовления фильтрующих элементов бывают разнообразными.

Известно несколько способов (технологий) изготовления фильтрующих элементов щелевых фильтров: нарезка щелей дисками по двумя углами, нарезка щелей дисками под прямым углом, выполнение на внутренней поверхности фильтроэлемента продольных пазов, а на наружной – спиральных фасок; технология прорезания продольных прямолинейных щелей по внутренней поверхности трубы и нарезание непрерывной винтовой щели по внешней поверхности.

Форма заточки инструмента влияет на надежность нефтяного фильтра, к которой относится качество отверстий, и, как следствие, величина фильтрационного потока и трещинообразование.

Количественно степень нарушения фильтрационного потока оценивается коэффициентом α , входящим в формулу для расчета естественной скорости потока:

$$v_{\phi} = \frac{\pi (r_1^2 - r_0^2)}{2\alpha r_1 t} \ln \frac{C}{C_0}, \quad (1)$$

где r_1 – внутренний радиус фильтра; r_0 – радиус детектора; C – концентрация индикатора во время t ; C_0 – концентрация индикатора в начале измерения при $t_0 = 0$; α – показатель, характеризующий степень нарушения фильтрационного потока поверхностью фильтра [2].

Любая деформация может привести к уменьшению предела выносливости к трещинообразованию. Критерием для данного параметра является величина остаточных напряжений $\sigma_{\text{ф ост}}$ на поверхности дна надреза и коэффициент перегрузки k_v , который вычисляется по формуле:

$$k_v = \sigma_{\alpha} / \sigma_{-1P}, \quad (2)$$

где σ_{α} – амплитуда напряжений от внешней нагрузки, σ_{-1P} – предел выносливости по трещинообразованию.

Техническим результатом в достижении надежности скважинных фильтров является повышение пропускной способности фильтров путем изменения формообразующего инструмента, позволяющего наиболее точно изготавливать фильтроэлемент.

QFD-метод позволил выявить возможность снижения гидравлического сопротивления за счет увеличения количества зазоров в фильтрующем элементе; регулируя данный параметр, можно снизить износ оборудования, повысить надежность фильтра, сохранить структуру пласта. Кроме того, благодаря правильно подобранному типу фильтра качество фильтрующего элемента, который находится в прямой зависимости от вида обработки, технологии изготовления, стабильность работы фильтра возрастает. Степень фильтрации/обеспечение достаточной скважинности фильтра определяется размером и формой фильтрующего элемента, который выбирается в зависимости от гранулометрического состава породы. Также надежность фильтра достигается за счет правильного центрирования фильтра в скважине, что сохраняет работоспособность фильтра при спуске скважинного фильтра с высокой интенсивностью набора кривизны.

В данной статье представлена разработанная классификация нефтяных скважинных фильтров и проведен анализ параметров, обеспечивающих фильтрацию при нефтедобыче. Выявлены два наиболее важных фактора (технологический и эксплуатационный), влияющих на работу скважинных фильтров; проведена оценка их влияния на качество работы фильтров и предложен метод повышения надежности и качества фильтров за счет оптимизации управляемых факторов процесса фильтрации.

Список литературы

1. Петровский Э., Лебедева И., Мельникова Н. Системный анализ и оптимизация затрат на качество // Стандарт и качество. – 2003. – № 9.
2. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. Изд. 2, перераб. и доп. М.: Недра, 1976. 345 с.
3. Соловьев Э.Ф., Варламов С.Е. Скважинные фильтры // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2008. – №4.
4. Современное оборудование для фильтрации нефти и газа // Оборудование и технология для нефтегазового комплекса. – 2011. – №1.

Системы технического обслуживания и ремонтов оборудования нефтегазового комплекса при эксплуатации ШСНУ

В.Н. Финк¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук, профессор Е.В. Сугак
Сибирский федеральный университет*

Нефтегазовый комплекс России на современном этапе своего развития представляет собой один из основных элементов российской экономики: его предприятия дают более четверти объема производства промышленной продукции, более трети всех налоговых платежей и других доходов в бюджетную систему, более половины поступлений страны от экспорта. Капитальные вложения в нефтегазовый комплекс за счет всех источников финансирования составляют около одной трети от общего объема инвестиций.

В июле 2014 года добыча нефти с газовым конденсатом составила 43 948 тыс. т, а экспорт российской нефти – 18 228 тыс. т [1].

По сведениям Государственного реестра Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), в России 53 989 опасных производственных объектов в нефтегазовом комплексе.

Надежность оборудования, применяемого в нефтегазовом комплексе, является основополагающей характеристикой эффективного функционирования всей системы в целом. Повышение надежности является важнейшей задачей машиностроения, что обуславливает актуальность исследования причин отказа оборудования.

Целью исследования является разработка программы по оптимизации технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования, применяемого в нефтегазовом комплексе.

Для достижения поставленной цели предлагается решить ряд задач, необходимых для всестороннего исследования проблемы: рассмотреть статистику отказов оборудования и выявить основные причины отказов; проанализировать современное состояние нефтегазового комплекса; разработать проект по оптимизации технического обслуживания и ремонтов.

Основная часть аварий происходит из-за нарушения герметичности оборудования (46 %), из-за внешних воздействий техногенного характера (22 %), ошибок персонала (17 %), внешних воздействий природного харак-

¹ © Финк В.Н., 2015.

тера (6 %) и неконтролируемых выбросов нефти или газа из скважины (9 %) [2].

Причины отказа оборудования могут быть различными и зависят, как правило, от специфики деятельности. К основным причинам возникновения отказов и повреждений относятся усталость металлов, остаточные деформации, старение, коррозия и изнашивание [3].

Среди всей совокупности причин было выявлено несколько основных, которые непосредственно влияют на весь процесс нефтегазовой добычи и обработки: наличие заводских дефектов деталей машины, которые были изначально установлены; отсутствие должного пластического перераспределения перенапряжения, которое возникает вследствие неправильно подобранного материала в детали; работа оборудования при низкой температуре; исчерпание ресурса пластичности материала и др.

Внезапные отказы возникают в результате сочетания неблагоприятных факторов и случайных внешних воздействий, превышающих возможности элемента оборудования к их восприятию. При эксплуатации оборудования подавляющее большинство деталей достигают предельного состояния из-за износа.

Ремонт предназначен для восстановления исправного или работоспособного состояния изделия и его элементов, а также устранения отказов и неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации [4]. Инновациями в области ремонта оборудования следует считать разработку стандарта процесса капитального ремонта с использованием принципа количественной оценки деятельности. При этом главным элементом, предупреждающим отказы оборудования, является плановое обслуживание, так как в большинстве случаев огромную роль играет человеческий фактор (см. рис. 1).

Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважин или его изменению, связанные с подъемом подземного оборудования, относятся к текущему или капитальному ремонту скважин. Он выполняется по графику, составляемому цехом ПРС совместно с нефтяным промыслом. При текущем ремонте скважин спускоподъемные операции (СПО) выполняются при помощи подъемных агрегатов, инструментов и приспособлений [5].

Подъемные агрегаты предназначены для проведения СПО с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте скважин. На промыслах АО «Татнефть» текущий ремонт осуществляется с помощью подъемных агрегатов АЗИНМАШ-37А; АЗИНМАШ-37А1; УПТ-1-50; УПТ-1-50Б; УПТ-32, капитальный ремонт – с помощью подъемных агрегатов А-50, ПТМТ-40. Наличие подъемных агрегатов и их возрастной состав приведены в табл. 1 и 2.

В инженерно-диагностическом центре АО «Татнефть» обследовано более 160 единиц и отремонтировано более 60 единиц мачт подъемных аг-

регатив ПРС и КРС. За счет продления срока эксплуатации подъемных агрегатов ресурс их повышается почти в 2 раза, а затраты составляют 5-10 % от стоимости нового подъемника, что позволяет направлять ресурсы на решение других задач. В итоге проводимой в инженерно-диагностическом центре работы финансовые ресурсы АО «Татнефть» не уходят в другие регионы, а остаются в АО «Татнефть».

Таблица 1

Наличие подъемных агрегатов по ОАО «Татнефть» до 01.01.2014

АУПНПиКРС	118
ЛУПмПиКРС	112
АзУПНПиКРС	119
НГДУ "АН"	41
НГДУ "АзН"	41
НГДУ "БН"	38
НГДУ "Джн"	78
НГДУ "ЕН"	23
НГДУ "ЗН"	14
НГДУ "ИН"	23
НГДУ "ЛН"	31
НГДУ "НН"	19
НГДУ "ПрН"	28
НГДУ "ЯН"	22

Таблица 2

Возрастной состав подъемных агрегатов до 01.01.2014

до 3 лет	17 %
3-10 лет	53 %
10-15 лет	28 %
15-20 лет	2 %

В связи с трудностями обновления дорогостоящего парка подъемных агрегатов для подземного и капитального ремонта скважин большое значение приобретает диагностический аспект повышения их надежности и долговечности, эффективности использования при эксплуатации и снижения затрат на ремонт. Общий алгоритм диагностирования подъемных агрегатов включает в себя периодичность, объем и виды проверок, номенклатуру контролируемых параметров, признаки и перечень возможных дефектов.

Основное внимание уделяется техническому обеспечению диагностирования подъемных агрегатов. Это наиболее нагруженные и ответственные механизмы, отличающиеся пониженной надежностью, и их неисправности могут вызвать длительные простои или аварийную ситуацию.

Подъемные агрегаты используются для получения периодически повторяющихся движений инструмента для подъема или спуска насосноком-

прессорных труб или штанг. Качество работы подъемного агрегата можно оценить двумя показателями: плавностью движения и точностью фиксации конечного положения [6]. Плавность движения оценивается по величинам ускорений и характеру их изменений в переходном процессе. Дефекты механизма, как изначальные, так и приобретенные в ходе эксплуатации, отражаются на кривых перемещения, скорости, ускорения, движущей силы (момента) и других параметров движения.

Для выявления природы дефектов кривые, полученные при текущих испытаниях, сравниваются с кривыми, принятыми за эталонные. Последние формируются по результатам экспериментов с новым полностью исправным и отлаженным агрегатом.

Из функционального назначения подъемного агрегата следует, что его переходный процесс состоит из этапов трогания, движения с установившейся скоростью, торможения и фиксации.

При организации и проведении диагностирования подъемных агрегатов в эксплуатационных условиях предусматривают проведение следующих проверок:

- входной контроль работоспособности поступающей новой техники с записью нормативных значений диагностических (кинематических и динамических) параметров;
- контроль технического состояния и правильного функционирования механизмов по переходным процессам на всех этапах эксплуатации агрегата;
- контроль исправности механизмов и узлов в процессе их регулирования по диагностическим параметрам;
- контроль исправности механизмов после их ремонта;
- контроль исправности и работоспособности механизмов после их модернизации.

Следует указать на необходимость индивидуального нормирования динамических нагрузок для каждой модели агрегата. Динамическая информация хранится в архиве предприятия. Периодичность проверок механизмов определяется закономерностями их изнашивания и условиями эксплуатации агрегата. Причины быстрого износа часто связаны с неточной регулировкой механизмов [7]. Регулировка по динамическим параметрам позволяет значительно уменьшить нагрузки на узлы и механизм в целом, что существенно влияет на работоспособность агрегата.

Практика деятельности предприятий нефтегазового комплекса показала, что внедрение и следование нормам международных стандартов серии ИСО недостаточно для эффективной работы оборудования в условиях российской действительности. Следовательно, разработка и внедрение трехуровневой модели оптимизации технического обслуживания и ремонта оборудования может стать незаменимым элементом действия всей системы в целом.

В этой связи предлагается создать трехуровневую модель технического обслуживания и ремонта оборудования нефтегазового комплекса: на первом уровне обеспечивается стандартизация процесса ремонта оборудования, на втором – проверка качества поступающего оборудования, на третьем – контроль за исправностью деталей.

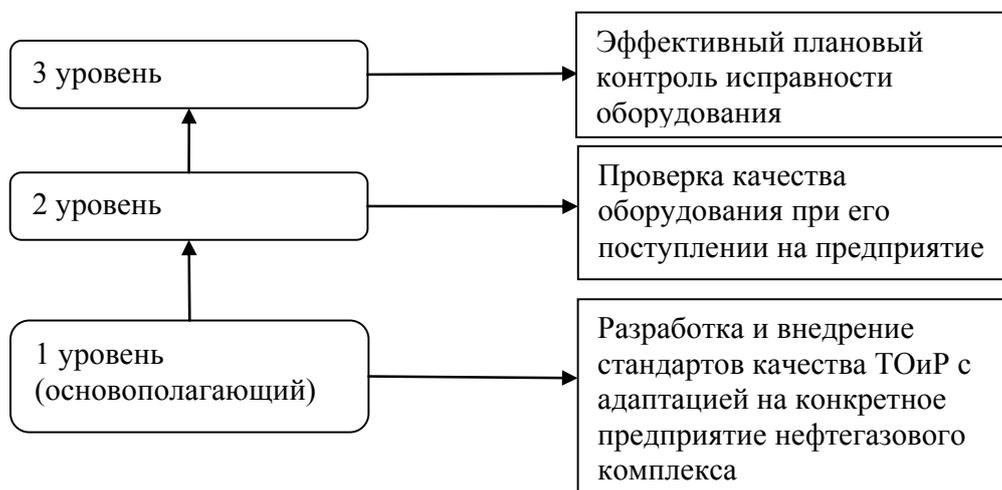


Рис. 1. Трехуровневая модель оптимизации ТОиР оборудования

Целесообразность разработки трехуровневой модели определяется условиями, которые диктует современный сырьевой рынок страны (ежегодная поставка 15 млн т нефти в Китай, на основе подписанного 20-летнего контракта), контроль за качеством работы оборудования обеспечит бесперебойность и своевременность поставок.

Ожидаемые результаты от внедрения трехуровневой модели – повышение качества обслуживания оборудования, а также снижение числа отказов оборудования.

Список литературы

1. Баженов Ю.В. Основы теории надежности машин: учеб. пособие / Ю.В. Баженов; Владим. гос. ун-т. – М.: Форум, 2014. – 320 с.
2. Бойцов В.Б., Чернявский А.О. Технологические методы повышения прочности и долговечности: учебное пособие для студентов. – М.: Машиностроение, 2005. – 128 с.
3. Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Т. 4; отв. ред. О. Ф. Данилов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 404 с.
4. Нарушения в сфере ТОиР. – Ростехнадзор РФ. – <http://www.gosnadzor.ru/opendata/7709561778-statistics/>.

5. Комплекс агрегатов для ремонта и обслуживания нефтепромыслового и энергетического оборудования / Тахаутдинов Ш.Ф., Чаронов В.Я., Попов В.И. и др. // Нефт. хоз-во, 1998, № 7. – с. 46 – 48.

6. Повышение надежности оборудования скважин при насосном способе добычи нефти, – М.: ВНИИОЭНГ, 1986, вып.4.

7. Попов В.И., Ибрагимов Н.Г., Курмашов А.А., Попов И.В. Повышение эффективности работы скважинных штанговых насосов в АО «Татнефть» // Нефт. хоз-во, 1999, – № 2, – С.36-37.

УДК 628.981

Качество электрической энергии в системе освещения нефтегазового комплекса

А.И. Колмакова, Д.С. Жуков¹

*Научный руководитель: канд. техн. наук В.О. Колмаков
Сибирский федеральный университет*

Из общего количества вырабатываемой электроэнергии до 30 % расходуется на электрическое освещение, поэтому активное использование новых энергосберегающих технологий в освещении ведёт к снижению общего энергопотребления. По мнению специалистов, наиболее перспективными являются светоизлучающие диоды, благодаря неоспоримым преимуществам перед другими источниками света [1-3].

Вместе с существенными преимуществами LED-освещение (англ. LED – light emitting diodes) является источником высших гармонических составляющих тока, так как является нелинейным потребителем электроэнергии. При общей мощности нелинейных электропотребителей, превышающей 15-25 %, следует ожидать появления различных проблем в эксплуатации сети и последствий, причины которых не являются очевидными [4,5].

В США и Европейских странах принят стандарт, регламентирующий нормы по коэффициенту нелинейных искажений в сетях и коэффициенту мощности для источников питания люминесцентных ламп и других осветительных приборов более 25 Вт.

Проблемы, которые могут быть вызваны значительной долей высших гармонических в системе электроснабжения, известны уже давно и для ограничения подобных искажений внедрялись соответствующие технологии и стандарты [6]. Проблемы, испытываемые потребителями, почти всегда возникают из-за условий, которые складываются на их собственном

¹ © Колмакова А.И., Жуков Д.С., 2015.

участке ответственности и лишь иногда привносятся из сети. Так как ситуация с высшими гармониками усугубляется (LED-освещение используется все шире), то потребителям следует ограничивать высшие гармонические токи, который потребляется их оборудованием. Следовательно, именно потребители должны обеспечивать фильтрацию гармонических составляющих там, где это необходимо.

Перспективным представляется использование активных фильтров, иногда называемых активными сглаживателями гармоник – АСГ (АНС-англ.) или активными фильтрами гармоник (АФГ).

Идея активного фильтра гармоник не нова, однако отсутствие эффективной технологии их производства по приемлемым ценам замедлило ее практическое внедрение на много лет. Сегодня широкая доступность биполярных транзисторов с изолированным затвором (БТИЗ, IGBT) и цифровых процессоров сигнала (ЦПС, DSP) превратили АФГ в практическое решение проблемы.

АФГ могут быть установлены в различных точках распределительных сетей:

- в точке общего соединения для общей компенсации полигармонических токов;
- в местах частичной компенсации высших гармонических токов;
- вблизи «загрязняющих» нагрузок с целью обеспечить местную компенсацию гармонических составляющих.

Как и в случае со всеми фильтрами гармоник, сторона нагрузки все равно остается «зараженной» высшими гармоническими токами. Очищается только сторона электропитания цепи. Из этого следует, что кабели стороны нагрузки необходимо подбирать, учитывая гармоники и поверхностный эффект.

В идеале компенсация гармонических составляющих должна происходить в точке их появления, чтобы нелинейные потребители не оказывали влияния на основную гармонику. Для оптимизации компенсации гармоник несколько фильтров могут быть соединены в различных конфигурациях, которые могут использоваться в любой точке распределительной сети.

Нагрузки типа персональных компьютеров характеризуются наличием всех нечетных гармоник низкого порядка, с очень высокими уровнями третьих, пятых, седьмых и девярых. Типичный спектр изображен на рис. 1.

Этот тип нагрузки вызывает множество проблем, включая перегрузку нейтральных проводов, перегрев трансформаторов, дополнительный нагрев из-за поверхностного эффекта.

Применение АФГ в случае подобной нагрузки улучшает картину спектра тока, как изображено на рис. 2. Улучшение очевидно – общее искажение гармонического тока сокращается с 92,6 до 2,9 % (в 32 раза), а действующее значение тока уменьшается на 21 %.

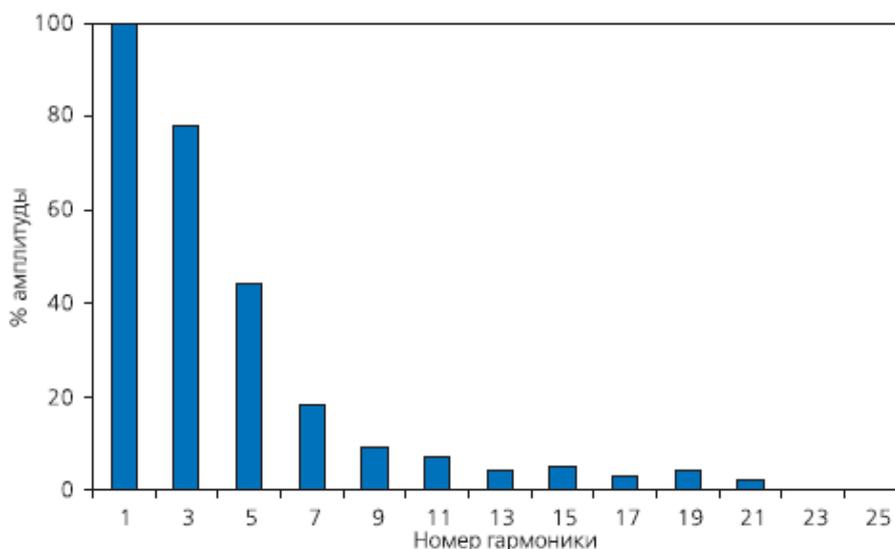


Рис. 1. Некомпенсированный спектр нагрузок ПК-типа

Некоторые характерные результаты применения АФГ для нелинейных нагрузок, которые могут быть достигнуты в зданиях делового профиля (нагрузка ПК-типа), представлены на рис. 2 [7].

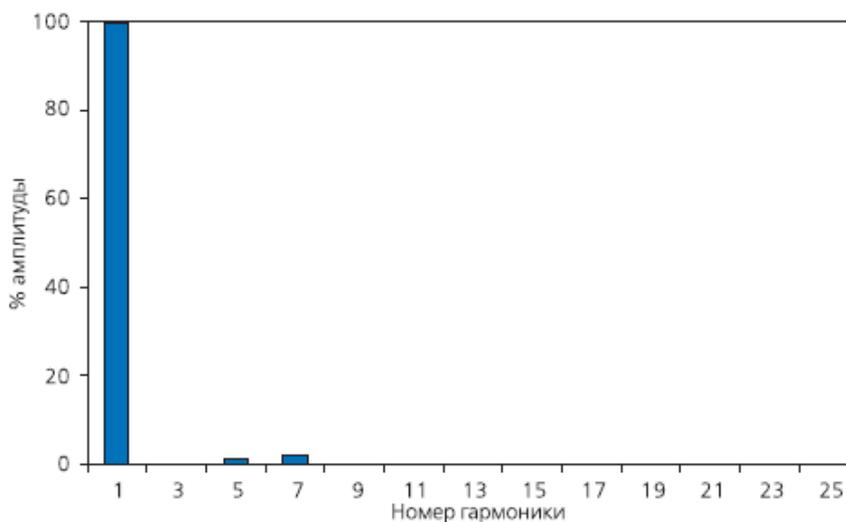


Рис. 2. Полностью исправленная нагрузка ПК-типа

Полная коррекция, как показано на рис. 2, требует больших значений тока активного фильтра, но не всегда существует необходимость компенсировать все гармоники.

Для оценки целесообразности использования АФГ при LED-освещении необходим анализ тока потребления (рис. 3) в гармоническом спектре.

Анализ потребляемого тока светодиодных светильников в спектральных координатах показывает (рис. 4) значительное процентное содержание гармонических составляющих (вплоть до 15-й гармоники) из-за нелинейного характера потребления, вызванного принципом работы драйвера.

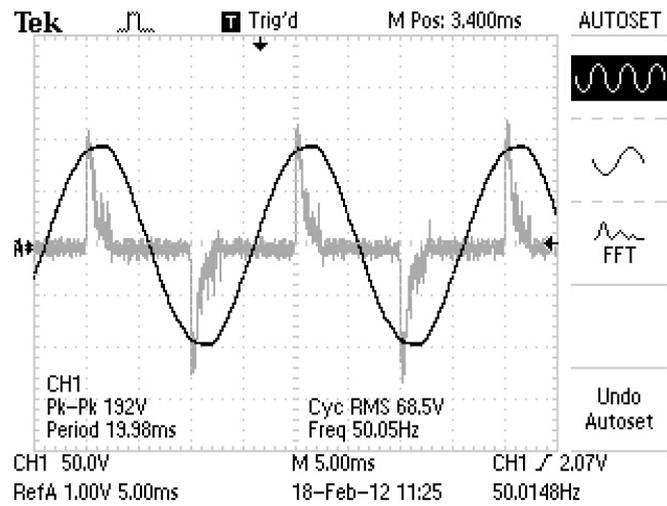


Рис. 3. Анализ тока потребления в гармоническом спектре

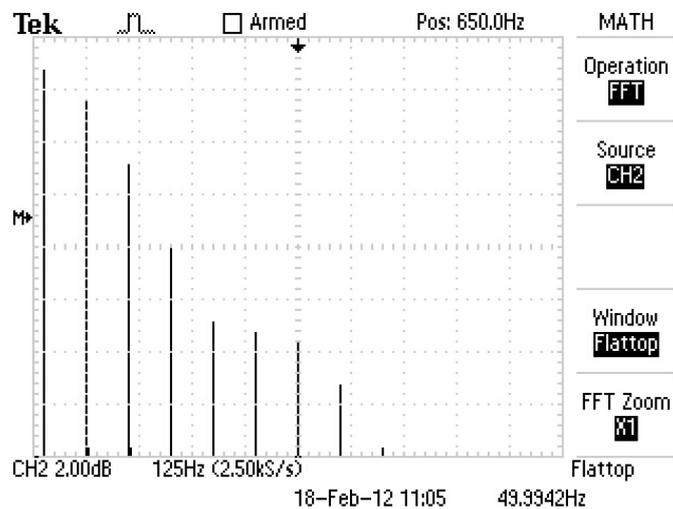


Рис. 4. Анализ потребляемого тока светодиодных светильников в спектральных координатах

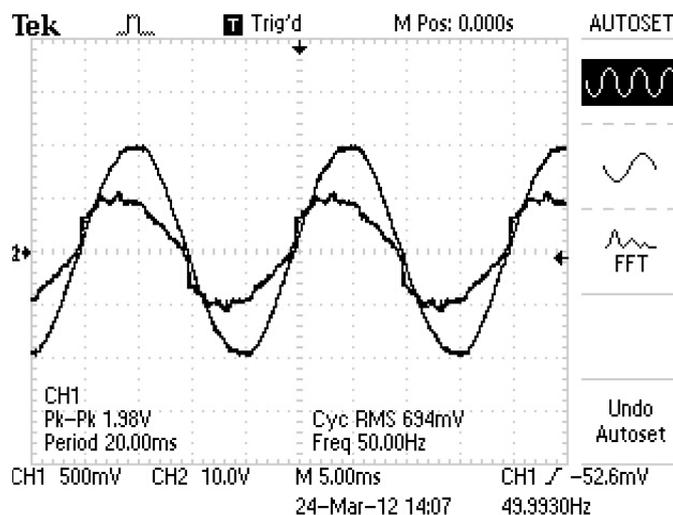


Рис. 5. Осциллограмма тока потребления светодиодного светильника

В силу того, что осветительную нагрузку можно отнести к статической, задача оптимизации передаточных функций частотнозависимых звеньев по условиям селективности и быстродействия не представляется актуальной. Приоритетными вопросами являются обеспечение параметров электроэнергии в соответствии с нормативными показателями её качества.

ГОСТ 13109 – 97 не требует полной компенсации токов высших гармоник, ограничивая только их процентное содержание в питающем токе.

Для снижения влияния на питающую сеть импульсного характера потребления LED-освещения одним из решений может быть использование корректора коэффициента мощности. На рисунке 5 приведена осциллограмма тока потребления светодиодного светильника, имеющего в драйвере корректор коэффициента мощности. В спектре гармоник составляющая с частотой 150 Гц имеет значительно меньшую амплитуду в сравнении с гармоникой основной частоты. Последующие гармонические составляющие также значительно меньше первой гармоники.

Таким образом, можно заключить, что:

- у потребителей с большим количеством светодиодных светильников существует необходимость включения фильтрокомпенсирующих устройств;
- снижение высших гармоник в токе потребления светодиодных светильников возможно не только фильтрующими звеньями, но и коррекцией режима тока потребления;
- оптимальное решение по снижению высших гармоник в сети, питающей LED-нагрузку, может быть принято на основе анализа алгоритмов синтеза и методов реализации фильтрокомпенсирующих звеньев.

Список литературы

1. Алферов, Ж. И. Физика и жизнь / Ж. И. Алферов. – СПб.: Наука, 2000. – 255 с.
2. Набиуллина Э. Светодиодные лампы подешевеют. http://www.sm-svet.ru/news/news.php?ELEMENT_ID=138.
3. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10. «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
4. Высшие гармоники в сетях электроснабжения 0,4 кВ // Новости Электротехники. 2002. № 6(18).
5. Высшие гармоники в сетях электроснабжения 0,4 кВ // Новости электротехники. 2003. № 1(19).
6. Климов В.П., Москалев А.Д. Проблемы гармоник в современных системах электропитания // Практическая силовая электроника. Под ред.

Малышкова Г.М., Лукина А.В. – М.:АОЗТ «ММП-Ирбис», 2002. Вып. 5. С. 1-6

7. Шри Карв. Активные фильтры гармоник // Энергосбережение, №4, 2004. С. 74, http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2561

УДК 66.083.2

Повышение надежности работы технологических колодцев магистральных трубопроводов

И.С. Валиев, И.А. Чалкин¹

*Научный руководитель: д-р техн. наук, проф. Ю.Н. Безбородов
Сибирский федеральный университет*

Технологические колодцы являются неотъемлемой частью магистрального трубопровода, так как выполняют функцию защиты размещённых на трубопроводе приборов и оборудования КИПиА и вантузных задвижек от природных воздействий и несанкционированного доступа посторонних лиц. Для технического обслуживания и ремонта приборов КИПиА и вантузных задвижек конструкция технологического колодца должна быть надёжной, герметичной и удобной для обслуживания размещённого в колодце оборудования.

В настоящее время возникают проблемы герметизации технологических колодцев магистральных трубопроводов в связи с нарушением их герметичности в процессе эксплуатации. Данные проблемы объясняются тем, что в условиях прохождения трубопровода в болотах, сложных природно-климатических условиях, с большим уровнем грунтовых вод недовечная гидроизоляция приходит в негодность, не выдерживая силовых нагрузок, действующих на колодец при температурных перемещениях трубопровода, а повторная установка аналогичной гидроизоляции в условиях затопленного колодца трудоёмка и малоэффективна.

Задача, решаемая данным изобретением – повышение надёжности работы технологических колодцев, оборудования, размещённого в колодцах, улучшение условий обслуживания, сокращение объёмов и сроков ремонтно-восстановительных работ на трубопроводах за счёт обеспечения герметичности технологических колодцев.

Повышение надёжности работы технологических колодцев и обеспечение их герметичности достигается за счёт монтирования в стенку колодца компрессора для нагнетания воздуха в полости и баллона с сжатым воз-

¹ © Валиев И.С., Чалкин И.А., 2015.

духом или азотом для работы в аварийном режиме, а также конструкции, предусматривающей коммутирование данного оборудования с АСУ для автоматизации контроля.

Основываясь на простейших законах гидростатики, в данной работе альтернативой предлагается герметизировать колодцы посредством повышения и регулирования компрессии воздуха в полости технологического колодца.

Идея заключается в отказе от приоритета герметизации нижней части колодца исключительно стандартными методами (сальниковые набивки, вкладыши, гидропрокладки, специальные реагентные материалы, катализирующие с грунтовыми водами).

Предлагаемый метод обеспечения герметичности колодцев предусматривает усиление его герметизации в верхней части, используя современные герметики для защиты от попадания воздуха. Кроме того, для создания и поддержания необходимого давления внутри колодца на крышке колодца устанавливается патрубок небольшого диаметра, через который в колодец будет подаваться воздух. В данной работе предлагается два варианта:

1. Воздух в камеру подается компрессором небольшой мощности, установленным на внутренней стенке горловины колодца, качающим воздух из окружающей среды. В случае внештатной ситуации при выходе компрессора из строя подключается байпасная линия подачи из баллона со сжатым воздухом или азотом.

2. В случае невозможности размещения компрессорной установки внутри колодца можно организовать схему подачи сигнала от датчика уровня сразу непосредственно на запорный механизм баллона с сжатым воздухом или азотом.

Компрессор срабатывает от сигнала датчика уровня, установленного на границе сопряжения отсека колодца с трубопроводом. После «выдавливания» воздухом влаги из полости колодца, сигнализатор прекращает подачу сигнала на компрессор, и он перестает работать, однако давление, созданное внутри колодца, остается неизменным еще длительное время за счет герметиков и уплотнений верхней части отсека колодца.

Данный способ способствует экономии времени на весьма трудоемкие и дорогостоящие работы по замене герметизирующих уплотнений и откачки воды из колодцев. А также позволяет сэкономить средства на покупку части дорогостоящих уплотнений, защищающих от проникновения влаги, оставив лишь часть уплотнений, защищающих от стравливания давления в полости колодца через верхнюю образующую.

Гидростатическое давление в герметичном колодце рассчитывается исходя из законов гидростатики. При расчете уместно отталкиваться от так называемого эффекта перевернутого стакана, когда по мере повышения

давления в колодце выше атмосферного наблюдается вытеснение воды во внешнюю среду. В зависимости от глубины прокладки трубопровода и установки колодца достаточным будет поддерживать давление ненамного больше атмосферного. Точное рабочее давление для каждого трубопровода подбирается индивидуально, так как оно рассчитывается как функция, зависящая от многих параметров (глубина прокладки трубопровода, глубина уровня грунтовых вод, средняя плотность прилегающего грунта и т. д.). Зная все необходимые параметры, определяемые экспериментальным путем непосредственно на месте установки колодцев, мы сможем более точно определить на какое давление настраивать компрессор и сопутствующие датчики.

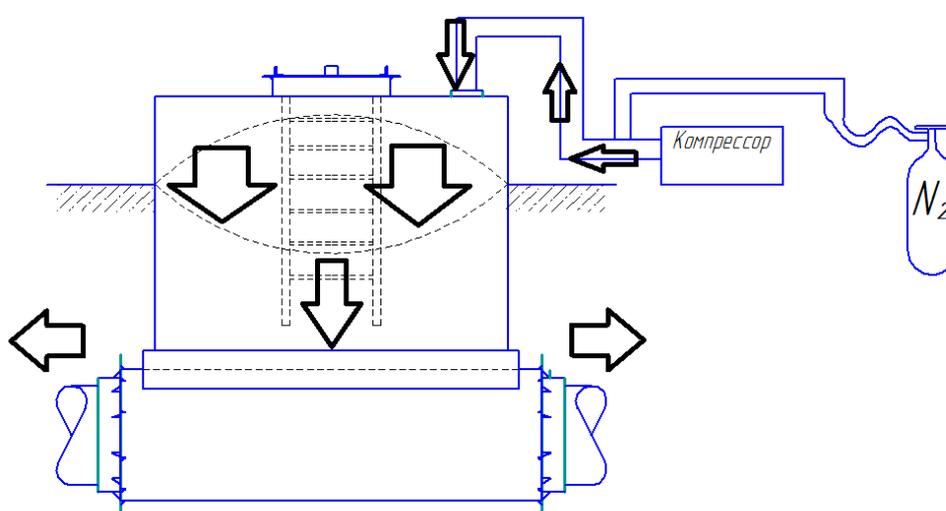


Рис. 1. Движение воздуха в колодце

УДК 628.981

Мировой опыт перехода на светодиодные светильники

К.В. Галиахметова¹

*Научный руководитель: канд. философ. наук Р.Н. Галиахметов
Сибирский федеральный университет*

Очевидность достоинств светодиодных светильников (СДС) обусловила целесообразность замены традиционных источников света полупроводниковыми. Актуальность задачи перехода на новые технологии искусственного освещения подтверждают масштабные научно-

¹ © Галиахметова К.В., 2015.

исследовательские программы и бизнес-проекты в этой области, реализуемые в настоящее время в странах – лидерах «Большой семерки» (G7). Так, на финансирование долгосрочной программы фундаментальных исследований National Lighting Initiative из госбюджета США выделено более 1 млрд долларов. Одной из важных задач этой программы является повышение эффективности белых светодиодов до 150 Лм/Вт. По прогнозам экспертов, экономия электроэнергии в США в результате перехода на твердотельные источники света достигнет невероятной цифры – 1 100 ТВт · ч в год [1].

В 2007 году была запущена инициированная американской компанией Cree программа LED City, призванная продвигать светодиодные технологии в общем наружном и внутреннем освещении. Это программа совместных действий промышленных предприятий и органов местного самоуправления с целью продвижения, проектирования и внедрения основанного на светодиодах освещения в городах. Программа носит международный характер. Большинство ее участников – это города Соединенных Штатов Америки, однако сегодня к ней присоединились также города Канады, Италии и Китая [2].

Мировой лидер в области освещения – компания Royal Philips Electronics (Франкфурт-на-Майне, Германия) существенно расширяет спектр своих светодиодных световых решений как для освещения помещений, так и для уличного освещения [3].

Компания Toshiba (Токио, Япония) 30 июня 2010 года объявила о помощи в обеспечении освещения Лувра в рамках подписанного соглашения о сотрудничестве с музеем по проекту реконструкции освещения. Лувру, одному из самых крупных и популярных музеев мира, необходима замена энергоемких ксеноновых осветительных приборов на экологически безопасное решение. В соответствии с соглашением компания Toshiba намерена поставить свои энергосберегающие светодиодные приборы и использовать передовое промышленное оборудование для освещения наиболее важных достопримечательностей музея: Пирамиды, Двора Наполеона, Квадратного Двора и главного входа в Лувр.

Toshiba выводит свой новый бизнес в секторе осветительных систем на мировой уровень, начиная с таких стран, как Франция, Германия и Великобритания. Светодиодные лампы производства Toshiba в продаже во Франции с января 2010 года. Toshiba намерена в 2018 финансовом году довести уровень продаж осветительного оборудования до 350 млрд иен.

Будучи одной из самых передовых экокомпаний мира, Toshiba в марте 2010 года полностью прекратила производство ламп накаливания [4].

Специалисты в области СД-освещения прогнозируют 20%-ный рост мирового рынка СДС ежегодно, что составило свыше 11 млрд долларов уже к 2012 году [5].

Индустрия OLED-освещения (органические светодиоды) получит резкий подъем в 2011 году. Уникальные возможности OLED-освещения вдохновляют дизайнеров. Решения на основе OLED-освещения могут быть тонкими, прочными, легкими, гибкими, сворачивающимися и даже прозрачными, как окно, или отражающими, как зеркало. Они отличаются быстрым временем включения, способностью работать при широком диапазоне температур, бесшумно. Они безопасны для окружающей среды.

Сотни миллионов долларов инвестированы в OLED-освещение в Европе, США и Японии. Несмотря на то что OLED-экраны находятся в массовом производстве около десятилетия, только недавно начали появляться первые образцы OLED-освещения и их производство ведется в ограниченном количестве. Это вызвано тем фактом, что OLED-экраны и OLED-освещение имеют различные задачи.

Основным преимуществом технологии производства экранов на основе органических светодиодов (OLED) в сравнении с жидкокристаллической технологией (LCD) является отсутствие необходимости в подсветке. В этом случае каждая точка приобретает собственный уровень яркости, значительно экономится электроэнергия. Но в настоящее время эта технология представляется очень дорогой, поэтому индустрия осваивает жидкокристаллические экраны с LED-подсветкой, что обеспечивает в некоторой степени преимущества OLED уже сегодня.

Для обоих направлений есть прогнозы по размеру рынка и прибыли вплоть до 2018 года для различных отраслей применения. По этим данным, 2011 год стал толчком в развитии СД-индустрии. В это время компании Philips, GE, Konica Minolta, Lumiotec и OSRAM перейдут к массовому производству. К 2008 году объем общих рыночных поставок составил 6 млрд долларов.

Примерно такие же темпы роста будет иметь и производство экранов на основе OLED с активной матрицей (AM-OLED). В отличие от PM-OLED (с пассивной матрицей), которая сейчас применяется в карманных электронных устройствах, AM-OLED позволяет создавать экраны с диагональю от 2 до 40 дюймов.

По оценкам iSuppli, к 2018 году мировой рынок AM-OLED превзойдет рынок PM-OLED. В 2007 году общее число реализованных экранов AM-OLED составляло 2,6 млн единиц при выручке 67 млн долларов. В 2014 году эти цифры достигли соответственно 185 млн единиц и 4,6 млрд долларов при среднегодовом темпе роста 83,3 % [6].

Министерство промышленности и торговли Российской Федерации внесло свои предложения в план мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Задача повышения энергетической эффективности с точки зрения Минпромторга России в первую очередь может быть достигнута за счет прорыва в создании новых типов си-

ловых полупроводниковых приборов и управляемого электропривода для промышленности, ЖКХ, транспортных и других отраслей. Второе место по потенциалу энергосбережения занимают системы освещения.

Ключевые предложения, которые Минпромторг России внес в план мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, касаются выработки типовых решений по модернизации освещения и включают в себя:

- 1) выбор объектов и апробацию на них типовых технологических и экономических решений;
- 2) подготовку изменений нормативно-правовой базы в части устранения требований, не позволяющих внедрять современные энергосберегающие источники света;
- 3) ввод в эксплуатацию мощностей по производству светодиодов;
- 4) организацию центра разработки и исследований фотометрических и колориметрических методов и средств для обеспечения единства измерений светильников и источников света [8].

В России необходимо создание государственной программы развития светодиодной промышленности, светотехнических устройств на основе светодиодов и применения этих устройств в общем освещении, считает доктор физико-математических наук, профессор МГУ Александр Эммануилович Юнович. По мнению профессора, светодиодное освещение – проблема глобальная, имеющая научное обоснование; ее решение будет иметь не только экономические, но и социальные последствия. В России в 60-80-е годы XX столетия были заложены не только возможности для развития светодиодной промышленности, но и основы нитридной технологии. В 1990-е годы исследования и разработки благодаря энтузиастам не прекращались. Профессор отмечает, что в России сейчас есть и научные коллективы, и промышленные фирмы, которые могут развивать исследования и разработки, необходимые для развития светодиодной промышленности. Кроме Санкт-Петербурга и Москвы есть Новосибирск, Томск, Нижний Новгород, Казань, Орел. За последние годы академические и университетские организации стали получать не только инвестиции от различных фондов, но и финансовые вливания от правительства и промышленности. Исследования и разработки, посвященные светодиодам, в Физико-техническом институте им. А.Ф. Иоффе, в Московском университете, признаны не только у нас, но и на мировом уровне. Сейчас необходима подготовка научных, инженерных и технических кадров для светодиодной промышленности, издание научно-технической и учебной литературы по светодиодам. Физик подчеркивает, что для развития производства светодиодов и создания светодиодного освещения "недостаточно усилий отдельных фирм, необходима координация усилий и связей между различными институтами и компаниями, необходима государственная поддержка, которая

осуществляется в Соединенных Штатах, в Китае, в Японии, Корее, Австралии, на Тайване" [9].

Очевидная ближайшая перспектива активного перехода на полупроводниковые источники света [10,11] усугубляет до сих пор не решенную проблему электромагнитной совместимости питающей сети и нелинейной нагрузки. Эта проблема порождена в значительной степени развитием компьютерных сетей и заключается в том, что сети электроснабжения 0,4 кВ в зданиях, оснащенных компьютерной техникой, «заражены» высшими гармониками по отношению к промышленной частоте 50 Гц. В случаях когда мощность полупроводниковых электропотребителей не превышает 10-15 % мощности питающей сети, как правило, сложностей в эксплуатации систем электроснабжения не возникает. Превышение указанного уровня мощности ведет к сбоям в работе электрооборудования, последствия которых могут наносить существенный экономический ущерб.

Гармонические составляющие тока, определяющие высокое значение коэффициента амплитуды, генерируются однофазными нагрузками и имеют специфическое результирующее воздействие в трехфазных системах. В сбалансированной (симметричной) трехфазной системе гармонические (синусоидальные) токи во всех трех фазах сдвинуты на 120° по отношению друг к другу, и в результате сумма токов в нейтральном проводнике равна нулю. Следовательно, не возникает и падения напряжения на проводнике нейтрали в кабеле.

Это утверждение справедливо для большинства гармоник. Однако некоторые из них имеют направление вращения вектора тока в ту же сторону, что и основная (первая, «фундаментальная», т. е. 50 Гц) гармоника, т. е. они имеют прямую последовательность. Другие же вращаются в обратном направлении и, таким образом, имеют обратную последовательность.

Вышесказанное не относится к гармоникам, кратным третьей. В трехфазных цепях они сдвинуты на 360° друг к другу, совпадают по фазе и образуют нулевую последовательность. Нечетные гармоники, кратные третьей, суммируются в проводнике нейтрали, и поскольку они составляют большую долю в действующем значении фазных токов, общий ток в нейтрали может превышать фазные токи.

На рисунке 1 показан график синусоиды основной частоты с гармониками 3-го и 5-го порядков. На рисунке 2 представлена результирующая форма сигнала тока в случае сложения основной частоты с гармоникой 3-го порядка, амплитуда которой составляет 70 % от амплитуды основной частоты, и гармоникой 5-го порядка, амплитуда которой составляет 50 % от амплитуды основной частоты. Стоит заметить, что на практике результирующий сигнал, искаженный наложением большого количества гармоник со сложными фазовыми соотношениями, имеет гораздо более сложную форму. Результирующий сигнал, показанный на рис. 2, имеет явно не-

синусоидальную форму. Это означает, что обычное измерительное оборудование, как, например, усредняющий мультиметр, откалиброванный по среднеквадратичному значению, будет показывать неверный результат. В приведенном примере сигнал за период имеет шесть точек перехода через нуль вместо двух. Это приведет к неправильной работе оборудования, использующего точку перехода через нуль в качестве управляющего события. Форма сигнала содержит частоты, отличные от основной, и поэтому должна обрабатываться соответствующим образом. Когда говорят о гармониках в электросети, то в первую очередь подразумевают гармоники сигнала тока, так как гармоники возникают как токи и большинство вредных воздействий оказывается этими токами. Невозможно сделать корректного заключения о воздействии гармоник на электрическую сеть без анализа спектра гармоник фактического сигнала, но все еще общепринятым является определение значения суммарных гармонических искажений. Когда гармоники распространяются по сети электропередачи, т. е. по ответвленными цепям, не предназначенным для передачи токов гармоник, то они проявляются как напряжения.



Рис. 1. Основная частота с гармониками 3-го и 5-го порядков

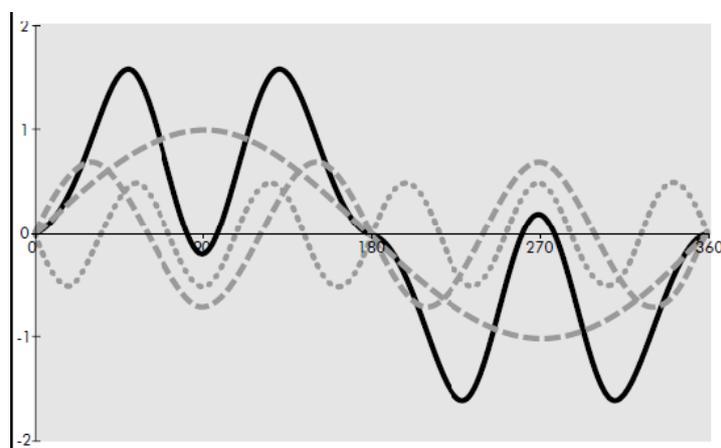


Рис. 2. Искаженная форма сигнала тока

Рост потребления энергии обгоняет ввод новых мощностей в электроэнергетике. Энергосбережение и инновации в этой сфере являются приоритетными экономическими задачами. Использование принципиально новых источников света позволяет получить значительную экономию топливно-энергетических ресурсов. Альтернативой традиционным источникам света являются полупроводниковые источники света – светоизлучающие диоды.

Широкое внедрение светоизлучающих диодов вызовет значительный рост нелинейной нагрузки (из-за наличия импульсных источников питания), что приведет к увеличению гармонических составляющих тока в питающей сети как по абсолютному значению, так и по спектральному составу.

Для снижения негативного влияния гармонических составляющих на питающую сеть, вызванного использованием светоизлучающих диодов, требуется применение специальных технических способов. Это повлечет изменения в комплексах управления освещением. Способы минимизации влияния гармоник зависят от значимости требований, определяющих качество электроэнергии.

Список литературы

1. ООО «Экспомет», 2010 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ledfixtures.ru/information/ledcity.html>
2. Международная программа использования светодиодов для освещения городских улиц и помещений «LED City», США, компания «CREE», 2007 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.magazinesvet.ru/analytics/33195/>
3. Компания «Филипс» – Нидерланды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.newscenter.philips.com/ru_ru/standard/about/news/pressreleases2010/Article-2010-04-20.wpd
4. Компания «Toshiba» – Япония [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.toshiba.com.ru/news_archive/
5. Светотехническое издание «Магазин Свет». – 2008. – № 1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.magazinesvet.ru/upload/ad/mag/msvet-first.pdf>
6. Display Search, nv World.ru // Светотехника Эксперт Юнион. – 09.08.2010 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.expertunion.ru/istochniki-sveta/industriya-oled-osvescheniya-poluchit-rezkiy-podem-v.html>
7. Люминесцентные или светодиодные: Чем в России заменят «лампочку Ильича»? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.eti.su/articles/svetotehnika/svetotehnika_20.html

8. Сайт Минпромторга РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minprom.gov.ru/press/release/830>

9. Юнович, А. Э. INTERLIGHT MOSCOW, April 13th, 2010/ А. Э. Юнович [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ppx.polit.ru/science/2007/12/26/led.htm>

10. Федеральный закон N 261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

11. Семинар по наружному освещению в рамках Московского международного форума «Светодиоды в светотехнике» (11–12 ноября 2009 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.svetozone.ru/press/release/2009/08/04/ledforum-moscow-2009.html>

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 614.841.343

Способ повышения эффективности противопожарного барьера пожароопасной зоны и устройство для его реализации на предприятиях нефтегазовой отрасли

М.А. Ловейко, Е.С. Кибалина¹

*Научные руководители: канд. техн. наук А.Н. Минкин,
канд. техн. наук А.В. Бражников
Сибирский федеральный университет*

В настоящее время используется широкий спектр разновидностей противопожарных барьеров, предназначенных для предотвращения распространения огня и продуктов сгорания в защищаемом помещении (в частности, производственном). К числу этих разновидностей относятся противопожарные шторы.

Варианты конструктивного исполнения противопожарных штор и механизмов, приводящих их в действие в случае возникновения пожара, могут быть самыми различными. К числу этих вариантов относятся, например, конструкции, состоящие из противопожарных штор, выполненных из огнестойких тканей, закрепленных на специальных карнизах и спускаемых с карнизов к основанию (полу помещения) по боковым направляющим в случае возникновения очага возгорания внутри пожароопасной зоны, по периметру которой расположены эти противопожарные шторы, образующие в совокупности противопожарную преграду [1-2].

Недостатком таких конструкций является низкая эффективность в обеспечении противопожарного барьера из-за негерметичного прилегания противопожарных штор к боковым направляющим и основанию (полу помещения), вследствие чего имеют место:

- сохранение частичного газообмена (в частности, естественной тяги [4]) между зоной возгорания, блокированной противопожарными шторами, и остальным объемом помещения, что затрудняет процесс и увеличивает время тушения пожара внутри указанной зоны;

¹ © Ловейко М.А., Кибалина Е.С., 2015.

- проникновение продуктов горения и химически активных и (или) вредных для здоровья людей огнегасящих веществ за пределы зоны возгорания, блокированной противопожарными шторами.

Целью данной работы является разработка:

- способа повышения эффективности противопожарных барьеров вокруг потенциально пожароопасных зон, применение которых позволит обеспечить повышенную (по сравнению со случаями применения существующих противопожарных преград) безопасность производственного персонала и сохранность производственного оборудования и материалов, а также сокращение времени ликвидации очага возгорания при тушении пожара внутри производственного помещения химически активными и (или) вредными для здоровья людей газопылевыми огнетушащими веществами;
- устройства, представляющего собой один из возможных вариантов реализации названного выше способа повышения эффективности противопожарных барьеров, устанавливаемых вокруг потенциально пожароопасных зон.

Вышеназванный способ был разработан авторами данной статьи на основе анализа принципиальных недостатков существующих противопожарных барьеров, построенных на основе применения противопожарных штор [3].

Недостатки существующих противопожарных барьеров обусловлены тем, что в основу их построения был положен принцип «блочной» универсальности применения пожарно-шторовых конструкций, базирующийся на создании противопожарного единого (но, к сожалению, не герметичного) барьера из отдельных универсальных конструктивных компонентов – противопожарных штор, состыкованных друг с другом в боковых направляющих. При этом каждая из штор представляет собой отдельный составной элемент противопожарного барьера, осуществляющий блокирование пожароопасной зоны только с одной стороны.

При таком подходе к построению противопожарных барьеров обеспечение полной герметичности противопожарной, противодымовой и др. изоляции такого барьера в горизонтальной плоскости (в боковых направляющих штор) и в нижней его части (у основания, пола помещения) возможно только за счет применения соответствующих чрезвычайно дорогостоящих способов технической реализации, что является практически неприемлемым.

Разработанный авторами данной статьи способ построения высокоэффективных и высокоэкономичных противопожарных барьеров, отделяющих потенциально пожароопасные зоны от остального объема помещения, заключается в создании вокруг каждой потенциально пожароопасной зоны квазизамкнутого объема, выполненного из материалов, обладающих соответствующими физико-химическими свойствами для обеспечения полной герметичности противопожарной, противодымовой и др.

изоляции упомянутой зоны в горизонтальной плоскости по всей высоте барьера и по периметру его стыковки с основанием (полом помещения). В верхней своей части упомянутый квазизамкнутый объем не имеет герметичного контакта с потолком помещения для возможности осуществления в этом месте газообмена между пространством, находящимся внутри данной противопожарной преграды, и остальным объемом помещения [5].

В качестве одного из возможных вариантов реализации предлагаемого в данной статье способа построения высокоэффективных и высокоэкономичных противопожарных барьеров может выступать противопожарная преграда, изготовленная из огнестойкой ткани и выполненная в виде рукава, охватывающего пожароопасную зону герметично прикрепленного к полу производственного помещения и находящегося в сложенном состоянии на полу этого помещения при отсутствии возгорания, а в случае возникновения очага возгорания внутри противопожарной преграды – поднимаемого вверх и расправляемого стропами с помощью подъемного механизма [6].

Будучи в сложенном состоянии при отсутствии возгорания внутри пожароопасной зоны, противопожарная преграда обеспечивает возможность перемещения производственного персонала по всему производственному помещению и доступ ко всему производственному оборудованию.

В поднятом состоянии (после возникновения очага возгорания в пожароопасной зоне и удаления производственного персонала на безопасное расстояние от зоны возгорания) противопожарная преграда препятствует газообмену между зоной возгорания и остальной областью производственного помещения (по всей высоте рукава, но не за пределами его верхнего края, не примыкающего к потолку помещения), а также проникновению продуктов горения и газопылевого огнетушащего вещества из зоны возгорания в остальную область производственного помещения.

На рисунке 1 показаны противопожарные преграды 1, расположенные в виде рукавов вокруг пожароопасных зон 2 внутри производственного помещения 3, ограниченного стенами 4.

На рисунке 2 показана в поперечном сечении (в вертикальной плоскости) схема взаимного расположения противопожарной преграды 1, находящейся в сложенном состоянии при отсутствии очага возгорания, пожароопасной зоны 2, пола 5 и потолка 6 производственного помещения 3, строп 7 для подъема противопожарной преграды 1, барабанов 8 для наматывания строп 7 и подъема противопожарной преграды 1, приводов 9 вращения барабанов 8 и источника 10 распыления огнетушащего вещества.

На рисунке 3 показана в поперечном сечении (в вертикальной плоскости) схема взаимного расположения противопожарной преграды 1, переведенной в поднятое состояние после возникновения очага 11 возгорания в

пожароопасной зоне 2, пола 5 и потолка 6 производственного помещения 3, строп 7 для подъема противопожарной преграды 1, барабанов 8 для наматывания строп 7 и подъема противопожарной преграды 1, приводов 9 вращения барабанов 8, источника 10 распыления огнетушащего вещества и потока 12 огнетушащего вещества.

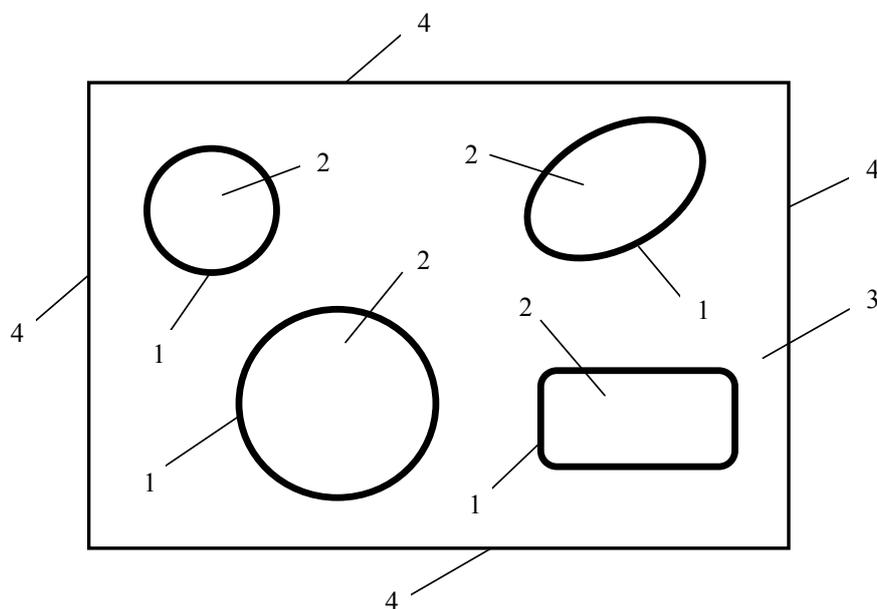


Рис. 1. Противопожарные преграды, расположенные в виде рукавов вокруг пожароопасных зон внутри производственного помещения

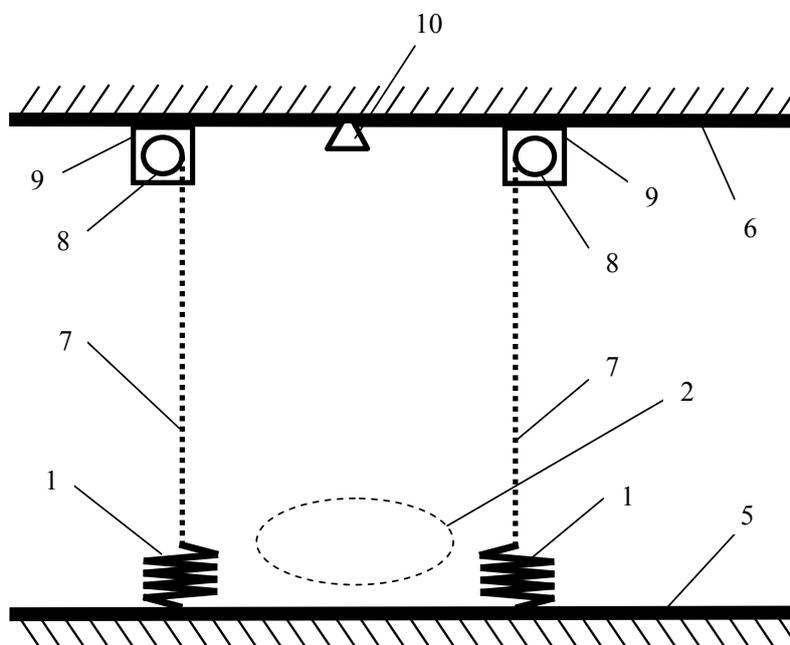


Рис. 2. Поперечное сечение (в вертикальной плоскости) схемы взаимного расположения противопожарной преграды, находящейся в сложенном состоянии при отсутствии очага возгорания

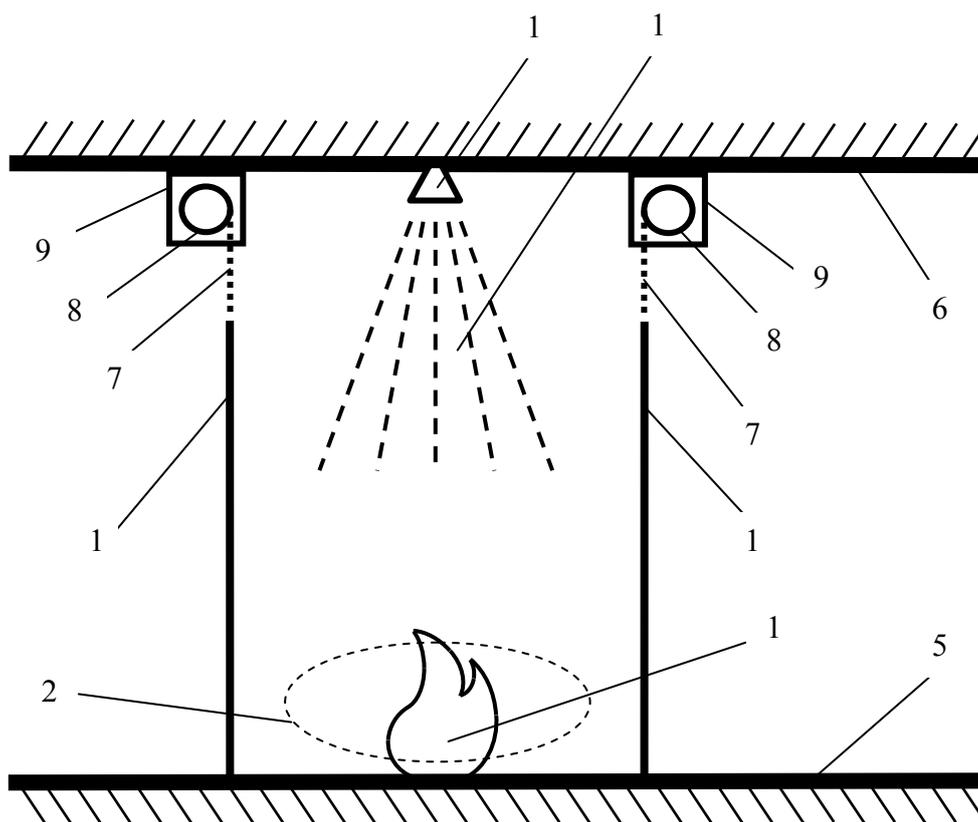


Рис. 3. Поперечное сечение (в вертикальной плоскости) схемы взаимного расположения противопожарной преграды, переведенной в поднятое состояние после возникновения очага возгорания в пожароопасной зоне

Список литературы

1. «БиКомс Холдинг». Информационный сайт. Режим доступа: <http://www.bikoms.ru/dictionary/p/protivopozharnye-shtory-ei60/>
2. «Афтон. Противопожарные системы». Информационный сайт. Режим доступа: <http://afton.ru/products/fire-barriers/fireproof-curtains/ei60/>
3. Ловейко М.А., Кибалина Е.С. Противопожарная преграда // Сборник научных трудов Международной научной конференции «Молодежь и наука: проспект Свободный – 2015», Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, 15-25 апреля 2015 г., CD-ROM, 4 с.
4. Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод. – М.: Недра, 1991. – 331 с.
5. Минкин А.Н., Бражников А.В., Ловейко М.А., Кибалина Е.С. Противопожарная преграда // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6 (приложение "Технические науки"). – С. 27.
6. Минкин А.Н., Ловейко М.А., Кибалина Е.С. Противопожарная преграда. Патент РФ № RU 142841 U1, опубликовано 10.07.2014 г.

О применении состава «Вопрет» при ликвидации пожаров на предприятиях нефтяной отрасли

Г.С. Дупляков^а, А.С. Горбунов^{а1}

Научный руководитель: ^бканд. техн. наук М.В. Елфимова

*^а Сибирская пожарно-спасательная академия –
филиал Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России*

^б Сибирский федеральный университет

Нефтегазовый комплекс Российской Федерации является одним из критических важных элементов экономики страны. В его состав входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке и сбыту нефти и нефтепродуктов. В отрасли действуют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн т/год), мини-НПЗ и заводы по производству масел. Протяженность магистральных нефтепроводов составляет около 50 тыс. км и нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. км. В 2012 году добычу нефти осуществляла 301 организация. Пожары на объектах нефтегазового комплекса характеризуются значительными материальными убытками и человеческими жертвами. К сожалению, за последнее время отмечается некоторый рост таких случаев. Согласно проведенному анализу данных Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, за 2011-2014 гг. произошло 84 опасных события, в том числе 41 взрыв (49 % от общего количества опасных событий), 30 пожаров (36 %) и 13 аварий с выбросом опасных веществ (15 %). В России за последнее десятилетие к традиционным местам возникновения пожаров в нефтегазовом комплексе прибавился еще один – автозаправочные станции. Общий материальный ущерб только за 2011 г. составил более 1 млрд руб. Это свидетельствует о том, что системы пожаротушения работают недостаточно эффективно.

В подразделениях ГПС МЧС России для тушения пожаров на предприятиях нефтяной отрасли преимущественно используются вода и пена, которые стоят на вооружении пожарной охраны очень длительное время и успели достигнуть предела своей огнетушащей эффективности. То есть на сегодняшний момент, чтобы увеличить эффективность борьбы с пожарами, необходимы принципиально новые вещества с комбинированным действием на очаг горения, превосходящие традиционные средства пожаротушения.

¹ © Дупляков Г.С., Горбунов А.С., 2015.

Одним из путей решения проблемы является поиск принципиально нового огнетушащего вещества превосходящего традиционные, а также разработка способов подачи этого огнетушащего вещества через существующие или вновь разработанные приборы подачи огнетушащих веществ в очаг пожара.

Российский рынок пожарно-технической продукции предлагает нам огнетушащий состав с комбинированным способом воздействия на очаг пожара «BONPET» производства Японии и Словении. Производители утверждают, что «BONPET» превосходит в разы традиционные огнетушащие вещества, а 6 %-ный раствор «BONPET» с водой увеличивает ее огнетушащую способность в 20 раз.

Состав «BONPET» представляет собой органическую жидкость, состоящую из таких компонентов, как: мочевины, хлорид аммония, кальцинированная сода, силикат натрия, сульфат аммония, алунит.

Принцип комбинированного механизма тушения огня состоит из трех последовательных этапов:

- стадия №1: вытеснение кислорода из зоны возгорания;
- стадия №2: оперативное охлаждение горячей поверхности;
- стадия №3: формирование на поверхности специальной защитной пленки, предотвращающей тление и повторное возгорание в течение 24-х часов. Полная схема химических реакций представлена на рис. 1.

Но для рассмотрения состава «BONPET» в качестве огнетушащего вещества, применяемого для ликвидации пожаров на предприятиях нефтяной отрасли, необходимо исследование его огнетушащей эффективности в сравнении с традиционными огнетушащими веществами, применяемыми подразделениями ГПС МЧС России. Также необходимо провести анализ возможности его практического применения в ГПС МЧС России при выполнении действий, связанных с тушением пожаров.

Сравнить эффективность различных по своей природе применяемых огнетушащих веществ и способов подачи их в очаг горения можно с помощью показателя эффективности тушения $P_{э.т.}$. Он зависит обратно пропорционально от удельного расхода и времени тушения, то есть огнетушащее вещество является наиболее эффективным, когда прекращение горения наступает за меньший промежуток времени при наименьшем объеме вещества, подаваемого на единицу площади горения.

Значения интенсивности подачи $J_{п.}$, удельного расхода $q_{уд.}$ и параметра эффективности тушения $P_{э.т.}$ находятся по формулам:

$$J_{п.} = \frac{V}{S \times \tau}, \quad (1)$$

$$q_{уд.} = J_{п.} \times \tau, \quad (2)$$

$$\Pi_{э.г} = \frac{1}{J \times \tau^2}, \quad (3)$$

где: S – площадь горения, τ – время от момента подачи огнетушащего вещества на поверхность горения до момента прекращения горения, V – объем вещества.

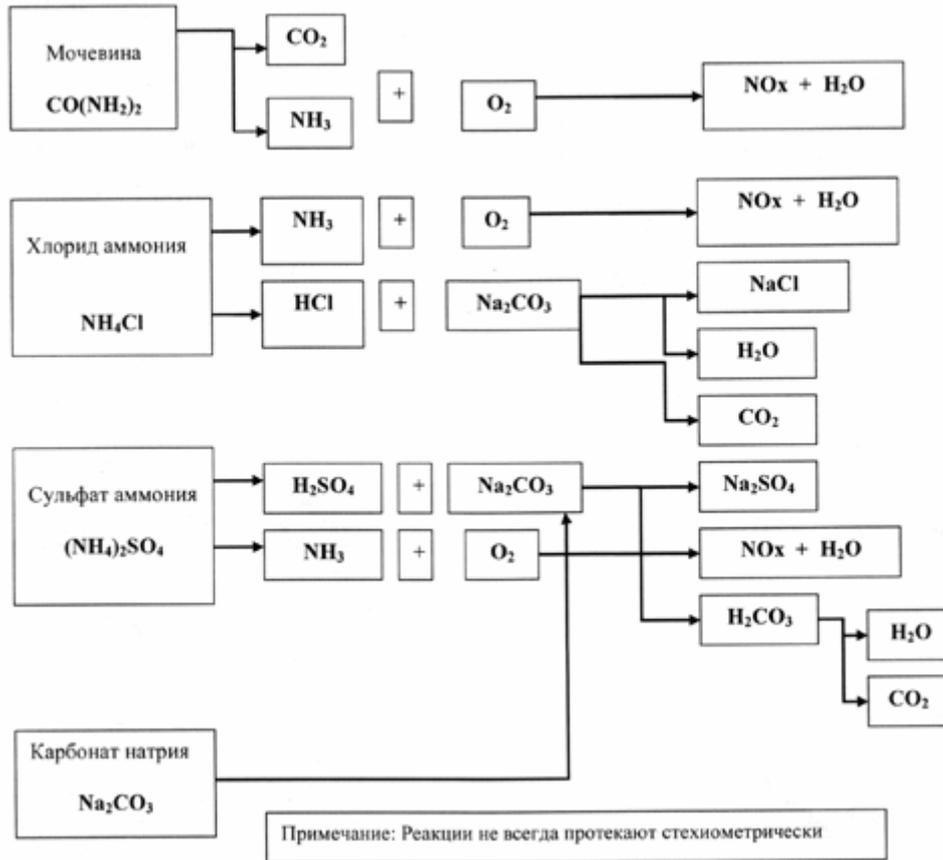


Рис. 1. Схема химических реакций

Средние данные ликвидации горения моделируемых очагов с ЛВЖ или ГЖ в зависимости от способа подачи в очаг горения и применяемого огнетушащего вещества представлены на рис. 2 и 3.

Из рис. 2 видно, что наиболее эффективными веществами для прекращения горения ЛВЖ является «BONPET» в 100 % и 6 %-ной концентрации с водой, поданный в виде распыленной струи. Таким образом, наиболее эффективным способом для прекращения горения ЛВЖ является подача в виде распыленной струи, но во время проведения эксперимента важным условием для успешной ликвидации горения было охватить распыленной струей всю площадь горения, что не всегда возможно сделать на практике. Так что рационально предположить, что наиболее эффективным веществом для тушения ЛВЖ в реальных условиях будет «BONPET» в 100 %-ной концентрации, поданный в очаг горения в виде пены.

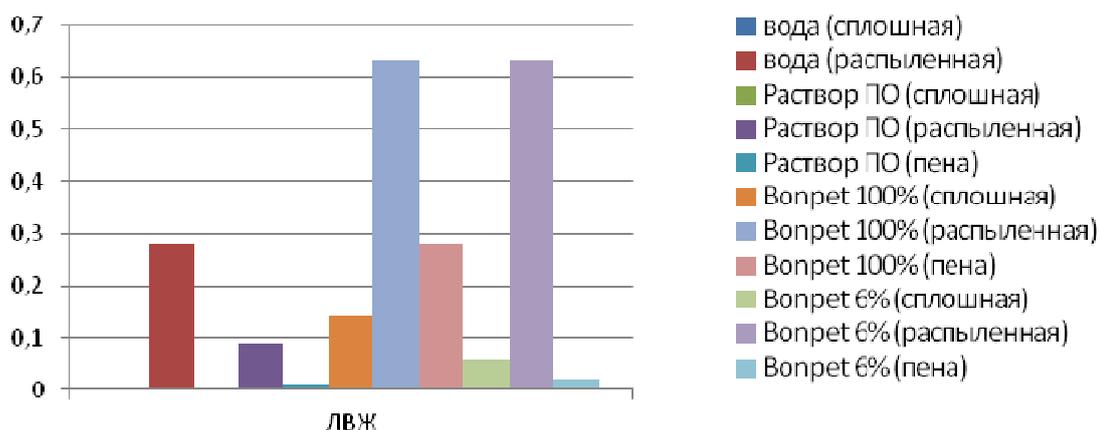


Рис. 2. Результаты экспериментальных данных прекращения горения ЛВЖ

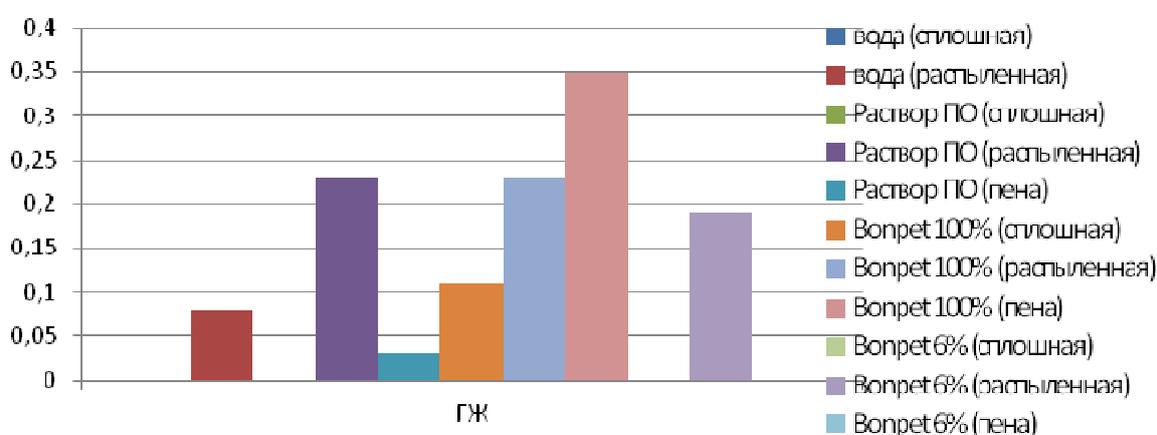


Рис. 3. Результаты экспериментальных данных прекращения горения ГЖ

Из рис. 3 видно, что наиболее эффективным веществом для ликвидации горения ГЖ является состав «BONPET» в 100 %-ной концентрации, поданный в виде пены.

Также было выявлено, что «BONPET» обладает очень стойкой пеной, которая имеет преимущественно большое поверхностное натяжение, наряду с пеной от пенообразователя, причем «BONPET» дополнительно вспенивается от температурного воздействия, тем самым более эффективно закрывает зеркало ГЖ или ЛВЖ, изолируя горючие пары от окислителя в виде кислорода в воздухе.

Для тушения пожаров пеной в резервуарных парках стационарными установками используются пеногенераторы средней кратности типа ГПС и «Пурга», которые имеют существенный недостаток. Если вовремя не подастся огнетушащее вещество, то вследствие воздействия высокой температуры от горящего нефтепродукта пакет сеток на пеногенераторе прогорает, что уменьшает в разы эффективность тушения или делает его невозможным. Также во время тушения пожаров при отрицательных температурах сетка пеногенератора средней кратности обмерзает, что также уменьшает в

разы эффективность тушения или делает его невозможным. Что касается «BONPET», то его возможно подавать в очаг горения пеногенераторами низкой кратности, в которых конструктивно отсутствует пакет сеток, так как «BONPET» дополнительно вспенивается при тепловом воздействии.

Также «BONPET» в виде пены целесообразно применять для тушения разлившихся нефтепродуктов с помощью пожарных автомобилей, аналогично как при образовании пены из раствора пенообразователя с водой.

Список литературы

1. Лебедева М.И., Богданов А.В., Колесников Ю.Ю. / Аналитический обзор статистики по опасным событиям на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности // Технологии техносферной безопасности. Вып. № 4 (50), 2013.
2. Nakagawa Eiji, Takai Hiroyasu, Hoshi Tetsuya, Sugawara Yoichi. Report of Fire Technology and Safety Laboratory of Tokyo Fire Department, 2007. Токуо/ 2007, с. 24-31, 6 ил. Библ. 9 Яп.
3. Повзик, Я.С. Пожарная тактика: М.: ЗАО «Спецтехника», 2004. – 416 с.
4. Бондарь А.А. Разработка способа подачи огнетушащего вещества из модулей пожаротушения на объектах нефтегазового комплекса / А.А. Бондарь: дис. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2012.
5. «BONPET» [Электронный ресурс] <http://www.bontel.ru/> дата обращения 15.02.2015.

УДК 614.843

Современное состояние исследований и разработок в области тушения резервуаров с горючими жидкостями на предприятиях нефтегазовой отрасли

Е.В. Сколкова, С.Е. Чудинова¹

*Научные руководители: канд. техн. наук А.Н. Минкин
канд. техн. наук А.В. Бражников
Сибирский федеральный университет*

На сегодняшний день в области пожарной безопасности промышленных объектов одной из наиболее актуальных задач является предупреждение возникновения и тушение пожаров в резервуарах, предназначен-

¹ © Сколкова Е.В., Чудинова С.Е., 2015.

ных для хранения горючих жидкостей [1]. К числу основных существующих способов и устройств, предназначенных для пожаротушения таких объектов, относятся следующие.

Во-первых, способ противопожарной защиты и тушения пожаров резервуаров с нефтепродуктами, включающий в себя подачу жидкого хладагента под слой нефтепродукта [2]. При использовании такого способа в нижнюю часть резервуара жидкий хладагент подают совместно с нефтепродуктом и/или через установленные на дне резервуара форсунки. На поверхность нефтепродукта жидкий хладагент подают через плавающие форсунки, а в верхнюю часть резервуара хладагент подают через форсунку, установленную в крыше резервуара, при этом последовательность и продолжительность подачи хладагента в разные зоны резервуара определяют в зависимости от параметров нефтепродукта и концентрации нефтегазовоздушной смеси над его поверхностью.

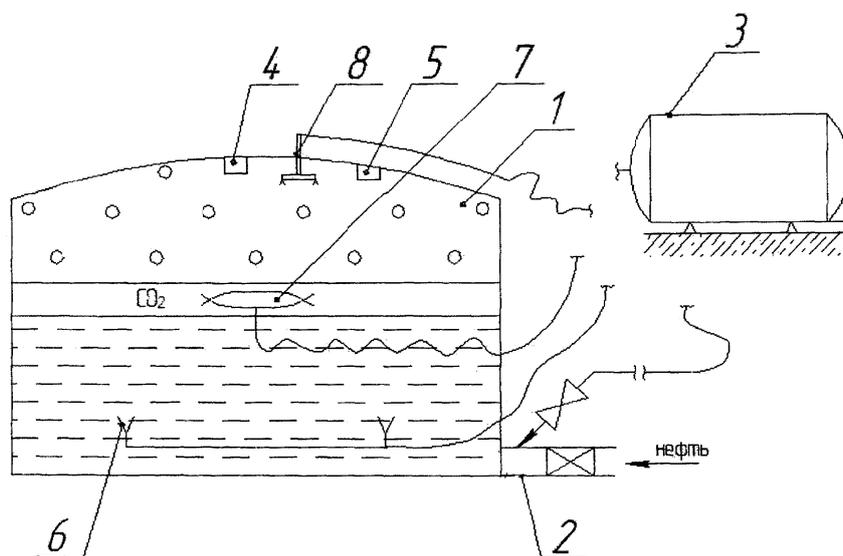


Рис. 1. Способ противопожарной защиты и тушения пожаров резервуаров с нефтепродуктами, включающий в себя подачу жидкого хладагента под слой нефтепродукта

Заполнение резервуара 1 нефтепродуктом или нефтью по трубопроводу 2 осуществляют одновременно с подачей по этому же трубопроводу из изотермического резервуара 3 жидкого хладагента, например, диоксида углерода, или азота, или смеси инертных газов. Температуру заливаемого продукта и концентрацию нефтегазовоздушной смеси над его поверхностью контролируют установленными в резервуаре датчиками 4 и 5. В нижнюю зону резервуара жидкий хладагент может подаваться также через установленные на его дне форсунки 6. На поверхность нефтепродукта (нефти) жидкий хладагент подают из резервуара 3 через плавающие форсунки 7. В случае превышения допустимой концентрации нефтегазовоздушной смеси над поверхностью продукта осуществляют подачу хладагента в га-

зообразном состоянии через форсунку 8, размещенную в крыше резервуара 1. При обнаружении возгорания осуществляют подачу жидкого хладагента одновременно через форсунки 6, 7 и 8.

Недостатком этого способа является низкая эффективность процесса тушения, так как вследствие взрыва газов над поверхностью горючей жидкости часть форсунок, установленных в крышке резервуара, а также плавающие форсунки будут повреждены, форсунок, установленных на дне резервуара, будет не достаточно для эффективного процесса пожаротушения.

Кроме того, к числу основных существующих способов тушения пожаров в резервуарах относится способ, основанный на применении криогенной азотной установки для тушения пожаров в замкнутых объемах [3]. Эта установка содержит криогенную емкость 1 с жидким азотом, газосброс 2, трубопровод 6 подачи огнетушащего вещества, регулируемый клапан 5, датчик 3 обнаружения пожара, испаритель 4, который расположен вне криогенной емкости и нижним концом сообщен с нижней ее частью, заполненной жидким азотом, а верхним – с объемом ее наджидкостного пространства. На начальном участке испарителя 4 установлен регулируемый клапан 5, один конец криогенного трубопровода связан с криогенной емкостью в зоне, заполненной жидким азотом, на другом его конце установлен датчик 3 обнаружения пожара, связанный с регулируемыми клапанами 5, 7 трубопровода 6 и испарителя 4.

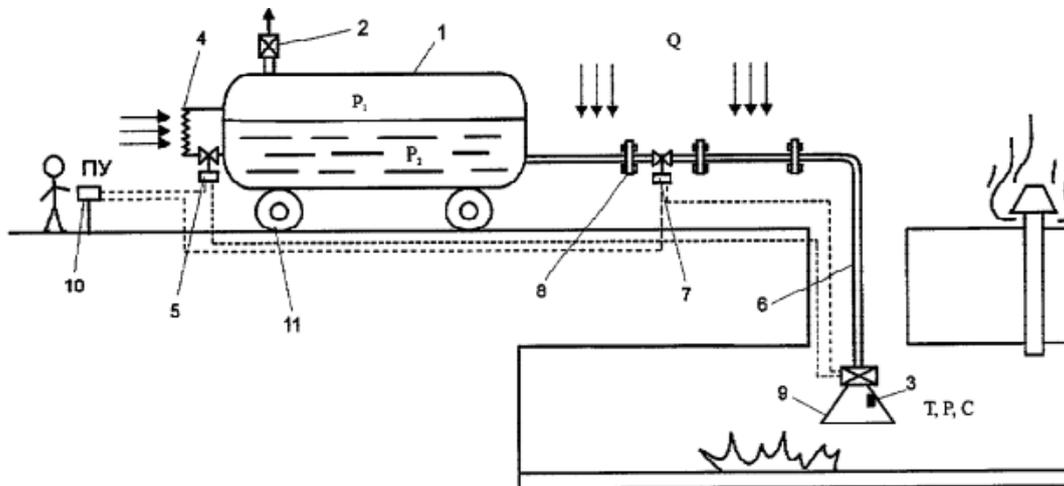


Рис. 2. Криогенная азотная установка для тушения пожара в замкнутых объектах

К недостаткам данного способа пожаротушения относится низкая пропускная способность клапана, вследствие чего наблюдается недостаточно эффективное продувание азотом свободной поверхности горючей жидкости, находящейся в резервуаре.

В-третьих, к числу основных существующих способов тушения пожаров в резервуарах относится способ пожаротушения, заключающийся в

подаче газодисперсной огнетушащей смеси в зону горения жидкости [4]. Огнетушащую смесь подают из плавающего в центре резервуара устройства, газодисперсную огнетушащую смесь образуют в устройстве путем подачи под давлением не менее 1 МПа газообразного и/или сжиженного флегматизатора (и /или газообразного и/или сжиженного гомогенного ингибитора горения) в емкость с порошкообразным или жидким гетерогенным ингибитором горения, имеющую разрывную мембрану или клапан, обеспечивающие при повышении давления 1 МПа выпуск газодисперсной смеси через выходной трубопровод и круговой сопловый распылитель компактными струями с пространственным углом расхождения 5-15° в плоскости, параллельной свободной поверхности жидкости, с расходом не менее 10 кг/с со скоростью истечения на срезе сопла не менее 70 м/с, при этом подачу струй ведут с разверткой на 360° в пространстве.

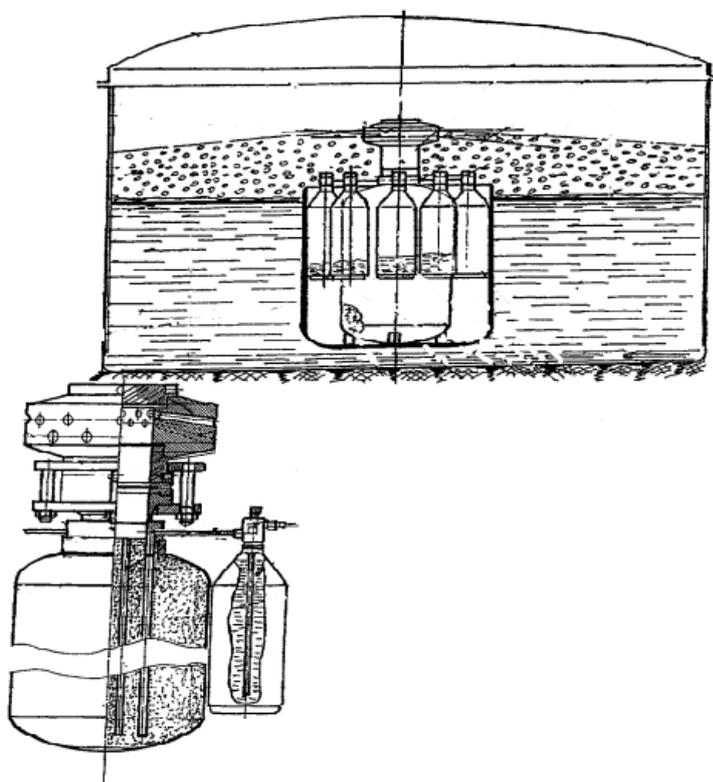


Рис. 3. Тушение резервуара с плавающими баллонами

В качестве газового и/или сжиженного флегматизатора используют диоксид углерода/азот /аргон или их смесь. В качестве газообразного/сжиженного гомогенного ингибитора горения используют галогеноуглеводород. В качестве гетерогенного ингибитора горения используют огнетушащий порошковый состав на основе карбонатов/хлоридов/фосфатов щелочного/ щелочно-земельного металла/аммония или туманообразующий раствор ортофосфорной кислоты.

Недостатком данного способа является возможность повреждения взрывной волной емкости с плавающими баллонами вследствие взрыва над свободной поверхностью жидкости, а также возможность перекоса устройства и в связи с этим уменьшение эффективности тушения горючей жидкости в резервуаре.

В-четвертых, известен способ тушения резервуара с горючей жидкостью и устройство для его реализации, который носит название «дышащая газовая камера» [5]. Устройство разработано в двух модификациях: с использованием генератора азота (УК-1) и с использованием системы двух перепускных ресиверов с насосом-компрессором азота (УК-2) (рис. 4).

Газовая камера представляет собой герметичную подушку, которая способна легко изменять свой объем при изменении давления в ней. Это достигается с помощью компрессора, который осуществляет надувание-спускание подушки, выполненной из газонепростойкого материала. Подушка состоит из нескольких слоев, каждый последующий располагается поверх предыдущего.

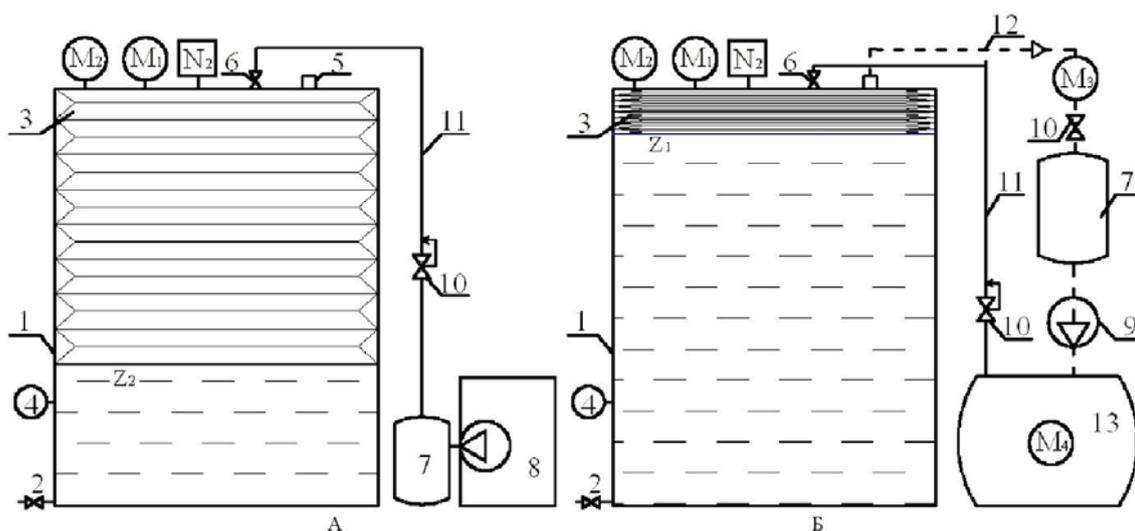


Рис. 4. Резервуары с «дышащей» газовой камерой:

- А – УК-1; Б – УК-2; 1 – резервуар; 2 – запорный кран; 3 – управляемая камера;
 4 – датчик температуры; 5 – обратный клапан; 6 – запорный клапан;
 7 – ресивер азота низкого давления; 8 – генератор азота; 9 – насос-компрессор азота;
 10 – запорный кран; 11 – нагнетательный трубопровод;
 12 – трубопровод сброса давления; 13 – ресивер азота высокого давления;
 M1, M2, M3, M4 – датчики давления; N2 – газоанализатор;
 Z1, Z2 – уровень нефтепродукта

На случай потери герметичности подушки в резервуаре установлен датчик, который измеряет содержание воздуха в смеси с углеводородами. Целью газовой камеры является выброс инертного негорючего газа (азота), который обеспечит ликвидацию возгорания. На экране приведено два технических решения наполнения управляемой камеры азотом.

Однако в этом устройстве не учтена возможность взрыва горючих газов в верхней части резервуара, вследствие чего подушка будет повреждена ударной волной.

Также известно устройство для тушения горючих жидкостей в вертикальном резервуаре с плавающей крышкой или понтоном [6]. При этом внутри резервуара размещены вертикальные трубопроводы для подачи огнетушащего вещества. Пускозапорное устройство подключено к вертикальным трубопроводам для подачи огнетушащего вещества. В резервуаре плавающая крышка или понтон фиксированы посредством двух или более жестко закрепленных направляющих стоек, каждая из которых представляет собой трубу, нижний конец которой герметично закреплен на дне резервуара, а верхний конец наглухо закрыт заглушкой. Вертикальные трубопроводы для подачи огнетушащего вещества герметично вмонтированы внутрь направляющих стоек. В стойках выполнены отверстия напротив выходов насадок для распыления огнетушащего вещества (рис. 5).

Недостатком данного способа пожаротушения является возможность повреждения и погружения в массив горючей жидкости плавающей крышки (или понтона) ударной волной вследствие взрыва паров этой жидкости, скапливающихся в верхней части резервуара над поверхностью горючей жидкости. В результате пламенем будет охвачена вся площадь свободной поверхности жидкости, и количества азота, подаваемого в резервуар, будет не достаточно для ликвидации пожара.

Таким образом, результаты проведенного в данной работе аналитического обзора позволяют сделать вывод о том, что на сегодняшний день, к сожалению, пока еще не разработаны достаточно эффективные способы тушения пожаров в резервуарах с горючими жидкостями.

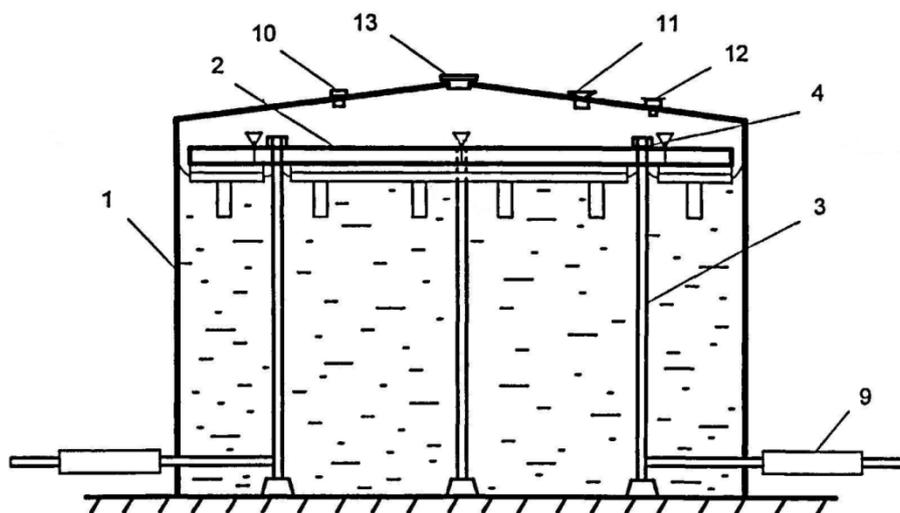


Рис. 5. Вертикальный резервуар с плавающей крышкой или понтоном:
1 – резервуар; 2 – плавающая крышка или понтон; 3 – направляющая стойка;
4 – заглушка; 9 – пускозапорное устройство; 10 – дыхательный клапан;
11 – световой люк; 12 – замерной люк; 13 – вентиляционный патрубок

Список литературы

1. Сколкова Е.В, Чудинова С.Е. Аналитический обзор на тему «Тушение резервуаров» // Сборник научных трудов Международной научной конференции «Молодежь и наука: проспект Свободный – 2015», Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, 15-25 апреля 2015 г., CD-ROM, 3 с.
2. Бражников П.В., Добрынин С.Л., Труфанов А.Н., Тянь В.К., Шариков Г.Н. Способ противопожарной защиты и тушения пожаров резервуаров с нефтепродуктами. Патент РФ № 2429036 С1, опубликовано 20.09.2011 г.
3. Гусев А.Л., Чабан П.А., Кондырина Т.Н. Криогенная азотная установка для тушения пожара в замкнутых объектах. Патент РФ № 2311937 С2, опубликовано 10.12.2007 г.
4. Селиверстов В.И., Стенковой В.И., Веретинский П.Г., Ивашков В.П., Кашпоров Л.Я., Крестинин В.В., Кусков Н.А., Трубникова В.В. Способ тушения пожара в резервуаре и устройство для его осуществления. Патент РФ № 2258549 С1, опубликовано 20.08.2005 г.
5. Галлямов М.А., Валикеева А.М., Нуриева А.Ф. Методы повышения взрывопожаробезопасности в резервуарном парке / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 2, 2013. – С. 407-418.
6. Кокорин В.В., Хафизов И.Ф. Устройство для тушения горючих жидкостей в вертикальном резервуаре с плавающей крышкой или понтоном. Патент РФ № 2470686 С1, опубликовано 27.12.2012 г.

УДК 622.242.2-182.3

Модернизация конструкции и повышение взрывозащищенности буровой установки анкерного типа

Д.С. Барнашова,

Н.И. Дмитриева, В.А. Кувандыкова¹

Научные руководители: д-р техн. наук Н.Н. Довженко

канд. техн. наук А.Н. Минкин

канд. техн. наук А.В. Бражников

Сибирский федеральный университет

Одними из основных требований, предъявляемых к буровым установкам, применяющимся в настоящее время в нефтегазовой отрасли, являются:

- минимальные массогабаритные показатели системы верхнего привода (и буровой установки в целом);

¹ © Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А., 2015.

- максимальная взрывозащищенность буровой установки (особенно при бурении газовых скважин).

Коллективом авторов данной статьи опубликован ряд работ [1-3], в которых был предложен вариант построения буровой установки, удовлетворяющей перечисленным выше требованиям. В основу предложенного варианта буровой установки были положены два основных технических решения:

1) оснащение буровой мачты буровой установки двумя многофазными асинхронными инверторными электроприводами с комбинированным частотно-фазнополусным управлением – линейным приводом подачи и приводом вращения бурового става;

2) оснащение платформы буровой установки двумя закрепленными на ней анкерными устройствами фрикционного типа, расположенными в одной вертикальной плоскости с буровой мачтой по разные стороны от нее.

При этом первое из перечисленных технических решений позволит не только улучшить ряд технико-экономических характеристик буровой установки, но и повысить ее взрывозащищенность вследствие того, что асинхронные электроприводы (в частности, многофазные) обладают более высокой взрывозащищенностью, чем применяющиеся сейчас в данной области электроприводы постоянного тока.

Кроме того, в совокупности оба предложенные технические решения позволят уменьшить массу и системы верхнего привода (поскольку применение фазно-полусного управления позволяет использовать в приводах буровых установок электродвигатели переменного тока, имеющие меньшие массогабаритные показатели, чем при традиционном управлении) и буровой установки в целом.

Таким образом, авторами данной работы некоторое время назад были найдены решения, позволяющие удовлетворить оба из перечисленных в начале этой статьи требований, предъявляемых к современным буровым установкам.

Однако на этом изыскания в данной области не были прекращены, и в течение прошедших нескольких месяцев авторами данной статьи были найдены новые технические решения, применение которых позволит добиться еще более положительных результатов как в плане повышения взрывозащищенности буровых установок, так и в плане упрощения их эксплуатации. Это стало возможным в результате разработки принципов построения синхронных электроприводов с фазно-полусным управлением (на базе синхронных двигателей с постоянными магнитами на роторе, а также синхронных реактивных двигателей) и альтернативных конструкций анкерных устройств буровой установки [4].

К числу предлагаемых в данной работе технических решений относятся следующие:

- оснащение буровой мачты не асинхронными, а синхронными фазно-полюсно-управляемыми электроприводами подачи и вращения бурового става, что позволит уменьшить нагрев системы верхнего привода за счет снижения тепловых потерь в роторе электродвигателя;
- применение анкерных устройств не фрикционного, а вакуумного типа, что позволит упростить процесс и сократить время установки и демонтажа буровой установки.

Оснащение платформы двумя анкерными устройствами вакуумного типа, выполненными в виде цилиндрических насадок, которые закреплены на концах механически прочных и жестких воздухопроводных трубопроводов, прикрепленных к платформе, и погружены в заранее подготовленные в породе углубления, пространство внутри которых изолировано от атмосферы гибкими эластичными уплотнительными втулками, плотно прилегающими к стенкам верхних частей углублений, а также к горизонтальным участкам породы на окружающей углубления поверхности, обеспечивает создание вакуума (разряжения) в углубленных пространствах под втулками при работе насосов, к которым присоединены упомянутые воздухопроводные трубопроводы, что позволяет создавать противодействующее усилие, препятствующее отрыву платформы буровой установки от породы при подаче бурового снаряда в забой, а тем самым – повысить максимально возможное усилие подачи бурового става на величину, равную суммарной силе притяжения анкерных устройств к породе. При отсутствии анкерных устройств максимально возможное усилие подачи бурового става ограничивается массой буровой установки.

Насосы приводятся в действие нерегулируемыми электродвигателями, электропитание которых осуществляется от дизель-электростанции, расположенной на платформе буровой установки.

Применение анкерных устройств вакуумного типа позволяет существенно упростить процессы закрепления в породе буровой установки и ее последующего демонтажа после окончания бурения. При этом для закрепления буровой установки в породе достаточно поместить анкерные устройства вакуумного типа в предварительно подготовленные в породе углубления, обеспечить плотное прилегание эластичных втулок анкерных устройств к стенкам верхних частей этих углублений, а также к горизонтальным участкам породы на окружающей углубления поверхности. Демонтаж анкерных устройств сводится к отключению насосов, отсоединению воздухопроводных трубопроводов от анкерных устройств и извлечению последних из углублений в породе, на что требуется преодолеть только силу тяжести анкерных устройств.

При этом для извлечения анкерных устройств вакуумного типа из углублений в породе требуется применить значительно меньшие усилия, чем

для извлечения анкерных устройств фрикционного типа, поскольку в последнем случае требуется преодолеть не только силу тяжести последних, но и силу сцепления анкерных устройств фрикционного типа с породой.

Вследствие этого процессы установки и демонтажа анкерных устройств в случае применения анкерных устройств вакуумного типа упрощаются по сравнению со случаем применения анкерных устройств фрикционного типа.

На рисунке 1 схематично показана анкерная буровая установка. На рисунке 2 изображен фрагмент анкерного устройства вакуумного типа, продольный разрез.

Анкерная буровая установка содержит платформу 1 с установленной на ней буровой мачтой 2, буровой снаряд 3, дизель-электростанцию 4, привод подачи бурового става 5, привод вращения бурового става 6. Платформа 1 снабжена двумя закрепленными на ней анкерными опорами, содержащими анкерные устройства вакуумного типа 7, заглубленные в грунтовую породу 8 и расположенные в одной вертикальной плоскости с буровой мачтой 2 по разные стороны от нее на одинаковом расстоянии.

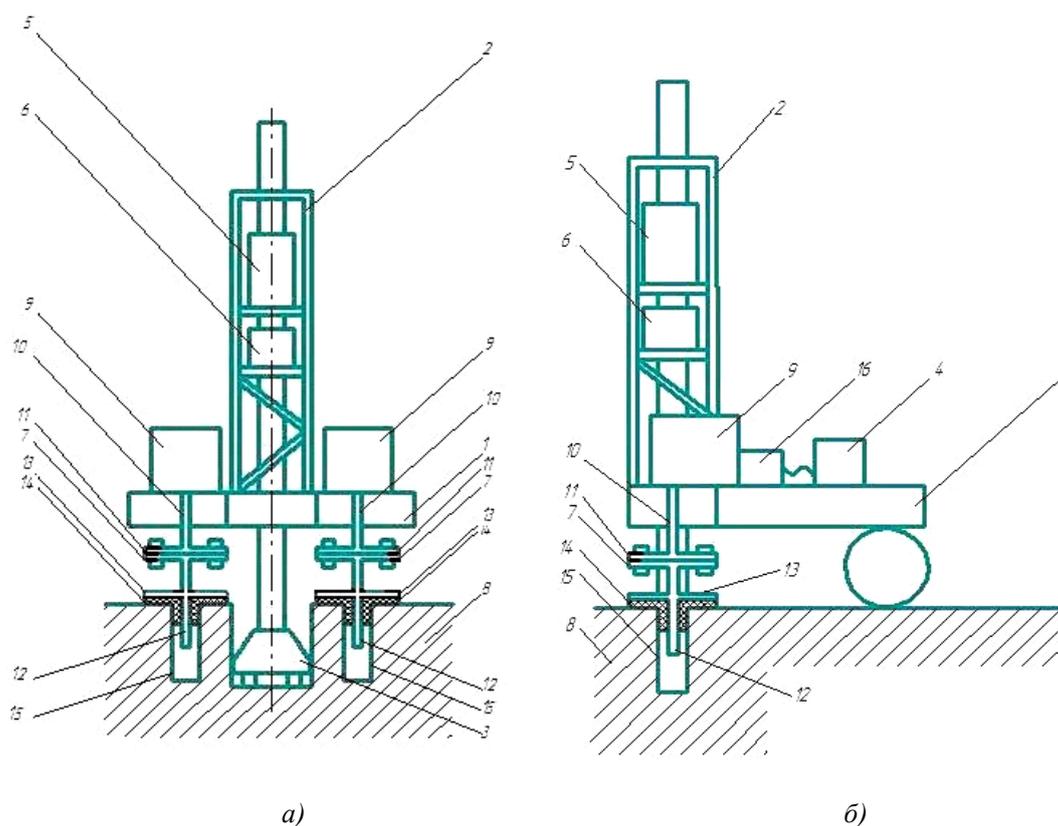


Рис. 1. Анкерная буровая установка с анкерами вакуумного типа:
а – общий вид; б – вид с боку

На платформе 1 над анкерными устройствами 7 установлены воздушные насосы 9, к которым присоединены обладающие механической

прочностью и жесткостью воздуховодные трубопроводы 10, расположенные в одной вертикальной плоскости с буровой мачтой 2. Воздуховодные трубопроводы 10 прикреплены верхней частью к платформе 1, а нижней частью герметично соединены с помощью уплотнительных фланцевых соединений 11 с анкерными устройствами вакуумного типа 7, каждое из которых содержит цилиндрическую насадку 12, снабженную внешним опорным выступом 13 цилиндрической формы на нижнем конце и резиновой уплотнительной втулкой 14, расположенной под внешним опорным выступом. Анкерные устройства вакуумного типа 7 герметично установлены в предварительно выполненные в породе 8 углубления 15 с возможностью создания вакуума в углубленных пространствах под втулками 14 анкерных опор. При этом уплотнительные втулки 14 установлены в углублениях 15 плотно прилегающими к стенкам верхних частей углублений и к горизонтальным участкам породы на окружающей углубления поверхности. Насосы 9, к которым присоединены воздуховодные трубопроводы 10 для создания вакуума в углублениях 15, связаны через приводные двигатели 16 с дизель-электростанцией 4.

Анкерная буровая установка используется следующим образом.

Перед началом буровых работ для закрепления анкерной буровой установки к породе 8 в последней заранее выполняют углубления 15, в которые устанавливают анкерные устройства 7 вакуумного типа, снабженные цилиндрическими насадками 12 с внешними опорными выступами 13 цилиндрической формы и уплотнительными втулками 14, которые должны быть расположены в одной плоскости с буровой мачтой 2. Затем анкерные устройства 7 присоединяют к воздуховодным трубопроводам 10 с помощью уплотнительных фланцевых соединений 11. Другие концы воздуховодных трубопроводов 5 соединены с воздушными насосами 9, расположенными на платформе 1 буровой установки. После этого включается дизель-электростанция 4, приводящая в движение приводные двигатели 16 воздушных насосов 9, в результате работы которых в пространствах углублений 15 под втулками 14 анкерных устройств 7 создается вакуум (разряжение), и, как следствие, возникает сила притяжения анкерных устройств 7 к породе. Затем включаются привод 6 вращения и привод 5 подачи бурового става, сообщающие буровому снаряду 3 вращающий момент и усилие подачи, и начинается процесс бурения, при котором возникает усилие, направленное на отрыв платформы 1 буровой установки от породы, чему препятствуют анкерные устройства вакуумного типа 7. Противодействие анкерных устройств 7 отрыву платформы 1 буровой установки от породы позволяет повысить максимально возможное усилие подачи бурового снаряда 3, ограниченное при отсутствии анкерных устройств массой буровой установки, на величину, равную суммарной силе притяжения анкерных устройств к породе.

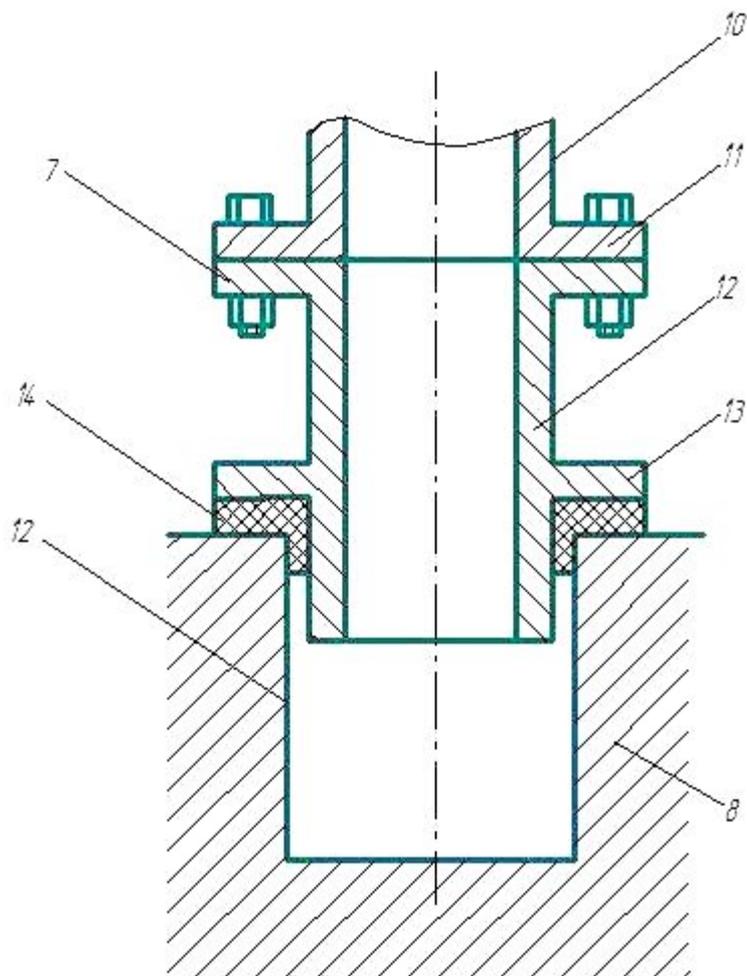


Рис. 2 Фрагмент анкерного устройства вакуумного типа, продольный разрез

По окончании бурения от дизель-электростанции 4 отключают приводные двигатели 16 насосов 9 и осуществляют демонтаж анкерных устройств вакуумного типа 7. После отключения насосов 9 отсоединяют воздухопроводные трубопроводы 10 от цилиндрических насадок 12 анкерных устройств 7, после чего анкерные устройства извлекают из углублений 15 в породе, преодолевая при этом только силу тяжести анкерных устройств.

Таким образом, процессы закрепления в породе и демонтажа анкерных устройств вакуумного типа по окончании бурения менее трудозатратны, что упрощает эксплуатацию анкерной буровой установки по сравнению с применением в ней анкерных устройств фрикционного типа, и также обеспечивает увеличение усилия подачи бурового става без увеличения массы буровой установки [5].

Технический результат, достигаемый при использовании заявляемой анкерной буровой установки, снабженной анкерными устройствами вакуумного типа, заключается в снижении трудозатрат при установке и демонтаже анкерных устройств, упрощении процесса эксплуатации анкерной буровой установки, в частности, упрощении процессов закрепления в по-

роде буровой установки и ее последующего демонтажа после окончания бурения, а также в максимальном увеличении усилия подачи бурового става без увеличения массы буровой установки.

Технико-экономическая эффективность предлагаемой анкерной буровой установки обусловлена возможностью увеличения усилия подачи бурового става, не прибегая для этого к увеличению массы буровой установки, за счет того, что платформа буровой установки закрепляется к породе двумя анкерными устройствами вакуумного типа, создавая противодействующее усилие, препятствующее отрыву платформы буровой установки от породы при подаче бурового снаряда в забой, и при этом процессы установки и демонтажа анкерных устройств вакуумного типа упрощены.

Список литературы

1. Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А. Повышение взрывозащищенности и мобильности буровых установок // Сборник материалов X Юбилейной Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Молодежь и наука», Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, апрель 2014 г. С. 261-264.

2. Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А. Способ повышения взрывозащищенности и мобильности буровых установок // Сборник научных трудов I Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть», Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, май 2014 г., CD-ROM, 5 с.

3. Бражников А.В., Довженко Н.Н., Минкин А.Н., Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А. Разработка буровой установки с анкерами фрикционного типа // Сборник материалов Международной научной конференции «Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології», посвященной 70-летию геологического факультета Киевского национального университета им. Тараса Шевченко, г. Киев, Украина: Изд-во КНУ, 31 марта – 3 апреля 2014 г., часть II. С. 13-15.

4. Бражников А.В., Довженко Н.Н., Минкин А.Н., Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А. Анкерная опора для буровой установки. Патент РФ № RU 147741 U1, опубликовано 20.11.2014 г.

5. Барнашова Д.С., Дмитриева Н.И., Кувандыкова В.А. Совершенствование анкерной буровой установки с повышенной взрывозащищенностью // Сборник научных трудов Международной научной конференции «Молодежь и наука: проспект Свободный – 2015», Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, 15-25 апреля 2015 г., CD-ROM, 2 с.

Способы воздействия на форму факела пламени и устройства для их реализации, применяемые при тушении нефтяных и газовых скважин

**В.А. Азарникова, С.А. Загарских,
С.А. Лезина, О.И. Ястребова¹**

*Научные руководители: канд. техн. наук А.Н. Минкин
канд. техн. наук А.В. Бражников
Сибирский федеральный университет*

Борьба с пожарами на нефтяных и газовых месторождениях требует привлечения огромных материально-технических ресурсов и может продолжаться длительное время. Пожары на открыто фонтанирующих газонефтяных скважинах являются одними из наиболее сложных видов промышленных аварий.

Одной из главных задач при тушении газонефтяных пожаров служит локализация пламени, которая позволит регулировать такие параметры пожара, как высота, диаметр пламени и границы безопасных расстояний для людей и механизмов. В данном обзоре рассмотрен ряд существующих способов локализации пламени.

На сегодняшний день наибольшее распространение получил способ тушения фонтанов с помощью автомобилей газоводяного тушения (АГВТ) [1]. АГВТ представляет собой пожарный автомобиль, на шасси которого размещен турбореактивный двигатель. Установка имеет топливную систему питания реактивного двигателя, гидравлическую систему для управления двигателем, систему подачи воды в выхлопную струю двигателя, а также систему орошения. Управление автомобилем осуществляется с платформы или дистанционно с помощью выносного пульта. Тушение газоводяной струей факела осуществляется следующим образом: струя подводится под основание пламени, фиксируется относительно факела и плавно перемещается по оси факела вверх до срыва пламени, при прорыве пламени атака повторяется. Также используют комбинированное тушение совместно с лафетными стволами. Сначала подают лафетные стволы, которые поднимают фронт пламени до максимальных значений, затем включают в работу АГВТ.

Это способствует локализации фронта пламени, снижает высоту факела и ослабляет интенсивность теплового излучения.

Количество АГВТ для тушения определяется по формуле:

¹ © Азарникова В.А., Загарских С.А., Лезина С.А., Ястребова О.И., 2015.

$$N_{\text{АГВТ}} = \frac{Q}{g},$$

где Q – дебит фонтана, млн м³/сут; g – предельный дебит, который может потушить один автомобиль, млн м³/сут.

Основными недостатками применения АГВТ является:

- при высоком дебете необходимо наличие нескольких единиц АГВТ;
- особенности пространственного расположения;
- высокий расход воды;
- использование дорогостоящего авиационного топлива;
- ограниченность работы по времени;
- необходимость использования дополнительной техники ПНС;
- по мере удаления от сопла содержание кислорода увеличивается и на расстоянии 12-15 метров составляет 17-18 %;
- низкая дальность струи.

Вышеизложенный способ является прототипом изобретения, в основу которого положена задача повышения эффективности тушения пожара посредством увеличения дальности струи инертного газа с хладагентом, что достигается разгоном истечения до сверхзвуковой скорости [2]. Формирование сверхзвуковой струи газа, подаваемого в зону пожара, обеспечивается наличием камеры сгорания, соединенного с ней сопла Лаваля (рис. 1). Кроме того, камера сгорания выполнена с разделительной диафрагмой в виде дозвуковой части сопла Лаваля, отделяющей зону сгорания топлива ракетного двигателя от форсунок хладагента. Данное усовершенствование необходимо, так как эффективность тушения пожара устройством-прототипом весьма низка, ввиду наличия явления "вовлечения турбулентным диффузионным факелом в зону горения гораздо больших объемов (на 400 % больше), чем требуется для простого сгорания горючей жидкости или газа". Также известное устройство способствует дополнительному выжиганию кислорода в зоне пожара, повышению температуры в зоне пожара, что с учетом изложенного выше обуславливает существенное снижение эффективности пожаротушения.

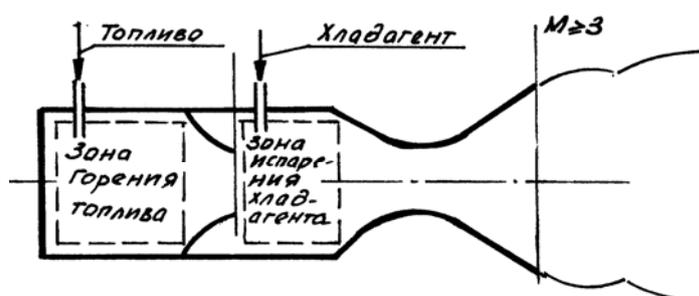


Рис. 1. Формирование сверхзвуковой струи газа с помощью сопла Лаваля

Так как данное изобретение не было реализовано на практике, его недостатки не выявлены.

Еще одним методом локализации пламени является использование факельного зонта, нацеленного на формирование направленного движения горящих масс [3].

При этом вокруг горящей скважины размещаются водометы (брандспойты), и по их готовности к направленному дождеванию, начинают работы по выдвиганию факельной трубы (зонта). На нижнем конце трубы устанавливают конусообразный зонт для сбора и направления пламени в трубу. На механической стреле специальной гусеничной тележки крепят вертикально факельную трубу таким образом, чтобы основной язык пламени вошел в конусообразный зонт. С этого момента начинается процесс дождевания факельной трубы, предохраняя ее и стрелу от накаливания. После того как факельную трубу установят и в нее устремится пламя, производят крепление трубы на трех якорях с помощью оттяжек и их регулирование. Якоря стремятся размещать вокруг скважины так, чтобы угол между осью скважины (факельной трубы) и двумя якорями в горизонтальной плоскости равнялся 120° . Такое приспособление дает возможность уменьшить область теплового воздействия вблизи устья скважины, тем самым обеспечивая возможность работы персонала по герметизации устья с помощью герметизирующих шарниров.

Увеличение силы тяги вытяжной трубы позволит изменить форму пламени на более вытянутую в вертикальном направлении (увеличится радиус R), что обеспечит поднятие центра пламени, а значит, и поднятие наиболее его горячих участков на столько, что станет возможным проведение ремонтно-монтажных работ.

Таким образом, поскольку размеры факельной трубы и уровень ее подвески определяют силу тяги вытяжного зонта, которая, в свою очередь, влияет на интенсивность излучения приземного участка пламени, то можно сделать следующий вывод: регулируя эти параметры можно изменять величину мощности лучистого теплового потока в зоне ведения аварийно-спасательных работ. Это обеспечит уменьшение размеров опасных зон для человека и механизмов, уменьшит время локализации пламени на горящей скважине.

К основным минусам данного метода можно отнести:

- громоздкость конструкции;
- большой расход воды при дождевании.

Следующий способ тушения горящих нефтяных скважин основан на использовании следующих эффектов: получения взрывной волны, позволяющей сбить пламя с фонтана нефти, и создания вокруг скважины или группы скважин на высоте, превышающей высоту сохранившейся арматуры, пространства с весьма низкой температурой [4].

При этом к устью скважины подкатывают сферические оболочки, в которых содержатся взрывчатка или охладитель, например жидкий азот. Для подкатывания оболочек с взрывчаткой или охладителем к устью скважин с наружной стороны используется механизм в виде стержня с вилкой, имеющей дугообразные зубчатые элементы с выступами, входящие в пазы, предусмотренные в оболочках (рис. 2). После размещения оболочек равномерно вокруг скважины (рис. 3) отсоединяют вилку от стержня за счет взрывного патрона, расположенного в месте их соединения. Затем взрывают вещество, находящееся в оболочке. Полученная при этом волна сбивает пламя с фонтана.

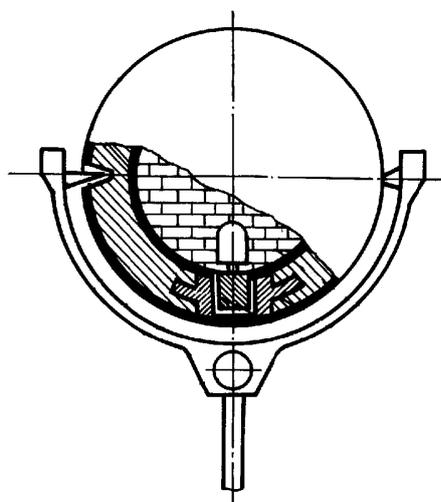


Рис. 2. Шаровой контейнер с приспособлением для его подкатывания

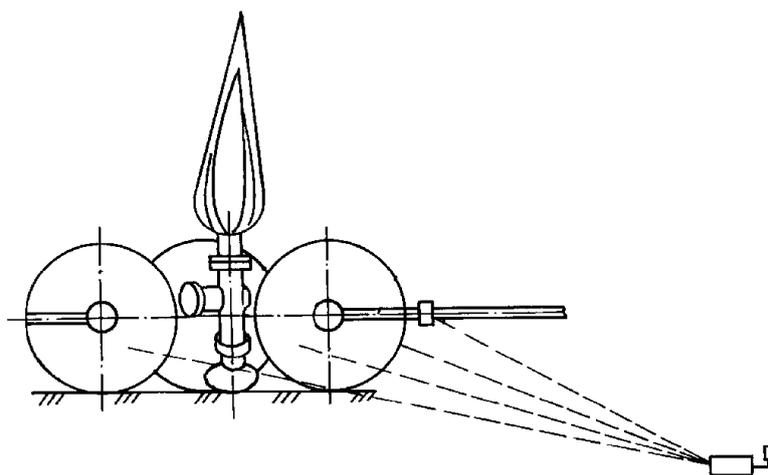


Рис. 3. Шаровой контейнер при установке его у скважины

В связи с большими материальными затратами на транспортировку и изготовление самих бомб и подводящих конструкций, а также с затруднительным равномерным распределением их в зоне горения данный способ не нашел применения на практике.

Последним способом, рассмотренным в данной статье, является способ вертикального тушения и локализации пламени [5].

Суть этого способа заключается в использовании шатрового покрытия, которое создают газодинамическим потоком, направляемым на очаг пожара сверху вниз, при этом газодинамический поток нейтрален к огню или содержит пожаротушащие вещества и имеет форму конуса, который перекрывает площадь пожара (рис. 4). Причем газодинамическим потоком накрывают центральную часть площади пожара, а затем производят расширение площади тушения пожара путем непрерывного кольцеобразного относительно центра пожара увеличения площади газодинамического потока. Кроме того, газодинамический поток имеет фиксированное положение с перекрытием одной или нескольких сторон площади пожара. В дополнение ко всему газодинамический поток последовательно и непрерывно проходит всю площадь пожара с фиксацией перекрытия одной или нескольких сторон площади пожара. В качестве источника газодинамического потока может быть использован газогенератор различного типа и способа получения газодинамического потока (струи). Тип и мощность газогенератора зависят от транспортного средства и характеристик очага пожара. Например, в качестве газогенератора могут быть использованы газотурбинные авиационные двигатели, ракетные двигатели, а в качестве носителей газогенераторов – вертолеты, турболеты, воздушные платформы или механические подвесные, тросовые и другие системы.

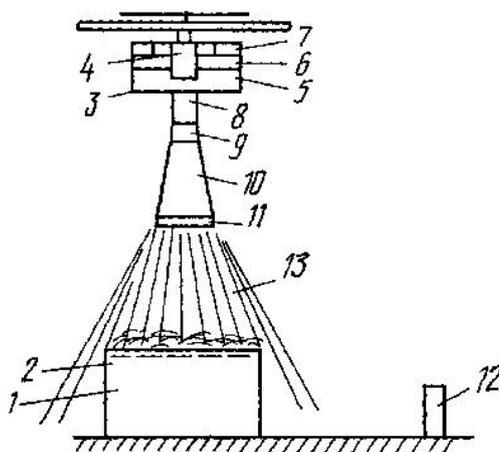


Рис. 4. Возможный способ реализации данного метода

К основным недостаткам данного способа относятся:

- ограниченный объем резервуара с пожаротушащими веществами, вследствие чего необходимо их восполнение, на которое уходит большое количество времени, что неуместно при крупном возгорании;
- для локализации и тушения особо крупных пожаров требуется больше одной единицы техники.

Также стоит отметить способы воздействия на огонь, которые еще не нашли практического применения, но в будущем могут стать эффективны в пожаротушении.

В 2008 году американское Агентство оборонных инициатив совместно с министерством энергетики объявили о начале финансирования исследовательского проекта IFS (Instant Fire Suppression, «Быстрое подавление огня»), в рамках которого рассматривались два основных подхода к управлению огнем – электромагнитное и акустическое воздействие [6].

Воздействие электромагнитных волн на огонь исследовалось в экспериментах, проведенных группой ученых химического факультета Гарвардского университета, где метановая горелка помещалась между двумя электродами, экранированными стеклянной изоляцией. На электроды подавалось электрическое напряжение, создававшее в пространстве электрическое поле напряженностью 75 кВ/м.

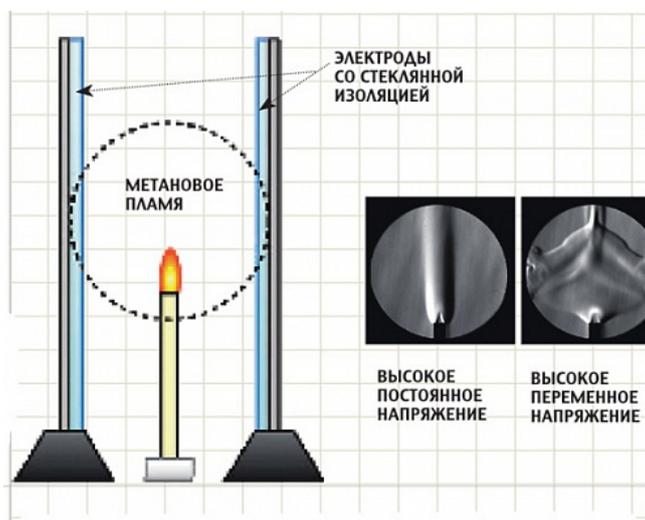


Рис. 5. Воздействие электромагнитных волн на пламя

На левой картинке показано поведение пламени, снятое с помощью шпирен-фотографии (метод визуализации фазовых искажений в прозрачных средах) при подаче постоянного напряжения на электроды. На правой – пламя под воздействием переменного напряжения (800 Гц): «ионный» ветер разрывает пламя, сдувая его с горящих материалов.

Причина в том, что пламя – это плазма, то есть ионизованный газ, содержащий заряженные частицы, такие как сажа, что обуславливает его реакцию на электрическое поле.

Способ тушения пожара звуковыми волнами состоит в следующем. Сосуд с горящим гептаном в экспериментальной установке был помещен между двумя динамиками. Акустическое воздействие потушило пламя за считанные секунды. Инженеры рассказали, что акустические волны, с одной стороны, увеличивают скорость испарения горючего, воздействуя на его

поверхность, а с другой – истончают зону сгорания. В комплексе это понижает температуру огня без увеличения скорости сгорания, в результате чего пожар погасает.

Подводя итог, можем сказать, что на сегодняшний день эффективно-го способа локализации пламени ни в нашей стране, ни за рубежом не разработано.

Список литературы

1. Повзик Я.С. Пожарная тактика: учебное пособие [Текст]. – М.: ЗАО «Спецтехника» // Глава 10. – С. 224-234.

2. Свиреденко И.Ф., Нода А.А. и др. Способ тушения пожара газового и нефтяного фонтана и устройство его осуществления. Патент РФ № 2130113 С1, опубликовано 10.05.1999 г.

3. Булчаев Н.Д., Безверхая Е.В. Способ герметизации устья горящей нефтяной скважины [Текст] // Газовая промышленность. –2011. – №4/658. – С. 85-87.

4. Шварц М.Э., Шварц А.М. Способ тушения пожаров на горящих нефтегазовых скважинах и устройство для его осуществления. Патент РФ № 2011798 С1, опубликовано 30.04.1994 г.

5. Петраков В.М. Способ вертикального тушения, локализации пожара. Патент РФ № 2130793 С1, опубликовано 27.05.1999 г.

6. Электромагнитное и акустическое воздействие на огонь [Текст] <http://www.popmech.ru/science/14568-grom-i-molniya-protiv-ognya/#full>

УДК 656.09

К вопросу о бесперебойной доставке грузов для ликвидации чрезвычайной ситуации на удаленных предприятиях нефтегазовой отрасли

Н.А. Матиков, Д.А. Вебер¹

*Научные руководители: канд. техн. наук А.Н. Минкин
канд. техн. наук А.В. Бражников
Сибирский федеральный университет*

На сегодняшний день одной из основных нерешенных задач в области ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС) является доставка необходимых для этой цели грузов в удаленные и/или труднодоступные места, в которых произошли данные ЧС.

¹ © Матиков Н.А., Вебер Д.А., 2015.

Кроме того, аналогичная задача стоит в области обеспечения необходимыми материальными ресурсами вновь вводимых в эксплуатацию объектов нефтегазовой отрасли, развертываемых, как правило, в районах с неразвитой системой транспортных коммуникаций, в которых организовать бесперебойную всесезонную доставку грузов с помощью наиболее широко применяемых видов транспорта (самолетов, вертолетов, железнодорожного и автомобильного транспорта и т.д.) невозможно и/или экономически нецелесообразно [1].

Актуальность этой задачи подтверждается, например, тем, что она была сформулирована относительно Ванкорского месторождения в форме кейса № 1 раздела I «Добыча» отборочного конкурса «Профессиональные кейсы», проводившегося 02.04.2015 г. в Институте нефти и газа ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет» в рамках мероприятия «День Роснефти».

В данной работе для решения сформулированной выше задачи предлагается в дополнение к применяющимся в настоящее время транспортным средствам использовать также еще два вида транспортных средств, в настоящее время находящим недостаточное широкое применение. Это дирижабли (для перевозки по воздуху больших грузов массой порядка 100 тонн и выше со скоростью не менее 150 км/ч) и наземные системы пневмотранспорта (для перемещения менее тяжелых грузов).

Возможность и перспективность применения этих (относящихся в настоящее время к разряду необычных, экзотических) видов транспорта для обеспечения бесперебойной всесезонной доставки грузов в удаленные и/или труднодоступные места обусловлены следующим.

В первые годы XXI столетия дирижаблестроение в ряде стран мира пережило второе рождение и начало активно развиваться [2]. На сегодняшний день мировую отрасль дирижаблестроения представляют около 100 компаний и без учета рекламных и военных воздухоплавательных систем 42 больших дирижабля (см. фото на рис.1-3). Анализируя основные современные тенденции развития в отрасли дирижаблестроения, специалисты отмечают значительный рост интереса к средним и крупным дирижаблям для использования в ключевых направлениях экономики – в теплоэнергетическом комплексе, строительстве, перевозке грузов, лесной промышленности, металлургии и т.д.

Дирижабли обладают целым комплексом только им присущих свойств. У них достаточно высокий коэффициент грузоподъемности, дальности и продолжительности полета, плюс – возможность вертикального взлета и посадки, работа в режиме длительного зависания и безопасность при эксплуатации даже в случае отказа силовой установки или системы управления. Эти аппараты имеют относительно малые расходы топлива, а их незначительное воздействие на окружающую среду служит весомым

аргументом для активной эксплуатации. Дирижабли способны перманентно, то есть без причаливаний от мачты к мачте, без дозаправок и «пауз», работать в небе трое и более суток, тогда как предел вертолета подобного класса составляет только 6 часов. При этом летный час стоит \$ 150-200.



Рис. 1. Действующий в настоящее время дирижабль “Zeppelin NT LZ-N07” производства компании “Zeppelin Luftschifftechnik” (Германия)



Рис. 2. Проект грузового дирижабля компании “CargoLifter” (Германия – США, 2003 г.)



*Рис. 3. Строящийся грузовой дирижабль компании
“Lockheed Martin Corporation” (США)*

Для вертолета эти цифры ощутимо больше – от \$ 400 до \$ 1000, что объясняется большим расходом топлива у вертолетов при низкой массовой отдаче. Кроме того, для использования средств, так сказать, традиционной транспортной авиации (т.е. самолетов и вертолетов) необходимо создание аэродромов, инфраструктурных объектов и решение целого ряда других капиталоемких задач.

Уже сегодня мировая потребность в дирижаблях различной грузоподъемности и назначения, по данным западных экспертов, составляет около 1300 единиц. Они могут использоваться в лесоразработках, при разгрузке судов, монтаже линий электропередач, доставке и сборке оборудования и частей нефтяных платформ, для геологоразведки и многих других целей. А главное, уже определились потенциальные потребители. Это те, кто занимается разработкой новых месторождений в труднодоступных районах Севера на материке и морском шельфе, а также нефтяники и газовики.

Об использовании дирижабля поднимался вопрос в компаниях «Норильский никель», «Сибнефть», «Алроса». В авиакомпании «Волга-Днепр», специализирующейся на воздушных перевозках сверхтяжелых и негабаритных грузов самолетами Ан-124 «Руслан», вопрос о применении дирижаблей рассматривался в связи с перспективами развития компании. Дирижаблями также заинтересовались такие крупные нефтяные компании, как «Славнефть» и ЮКОС. «Судоостроительный банк», например, несколько лет назад построил один аэростат, который использовался военными в Чечне.

Спрос стимулирует разработки и производство – дирижаблями наиболее активно занимаются в Германии, Великобритании, США, России. На сегодняшний день разработчиков высокотехнологичных дирижабельных систем в мире уже достаточно много. Лидерами дирижаблестроения в современном мире можно назвать следующие компании: “Zeppelin Luftschifftechnik” (Германия, фото на рис. 1), “Advanced Technology Group” (ATG, Великобритания), “American Blimp Corporation” (ABC, США), “CargoLifter” (Германия – США, фото на рис. 2), “Lockheed Martin Corporation” (США, фото на рис. 3), НПО «РосАэроСистемы» (Россия) и др.

Все элементы систем пневмотранспорта (выполненные на основе выпускающихся сейчас пневматических транспортирующих установок [3], рис. 4) могут быть выполнены из относительно недорогих материалов. В частности, трубопроводы целесообразно выполнять из такого полимерного материала, как полиэтилен [4].

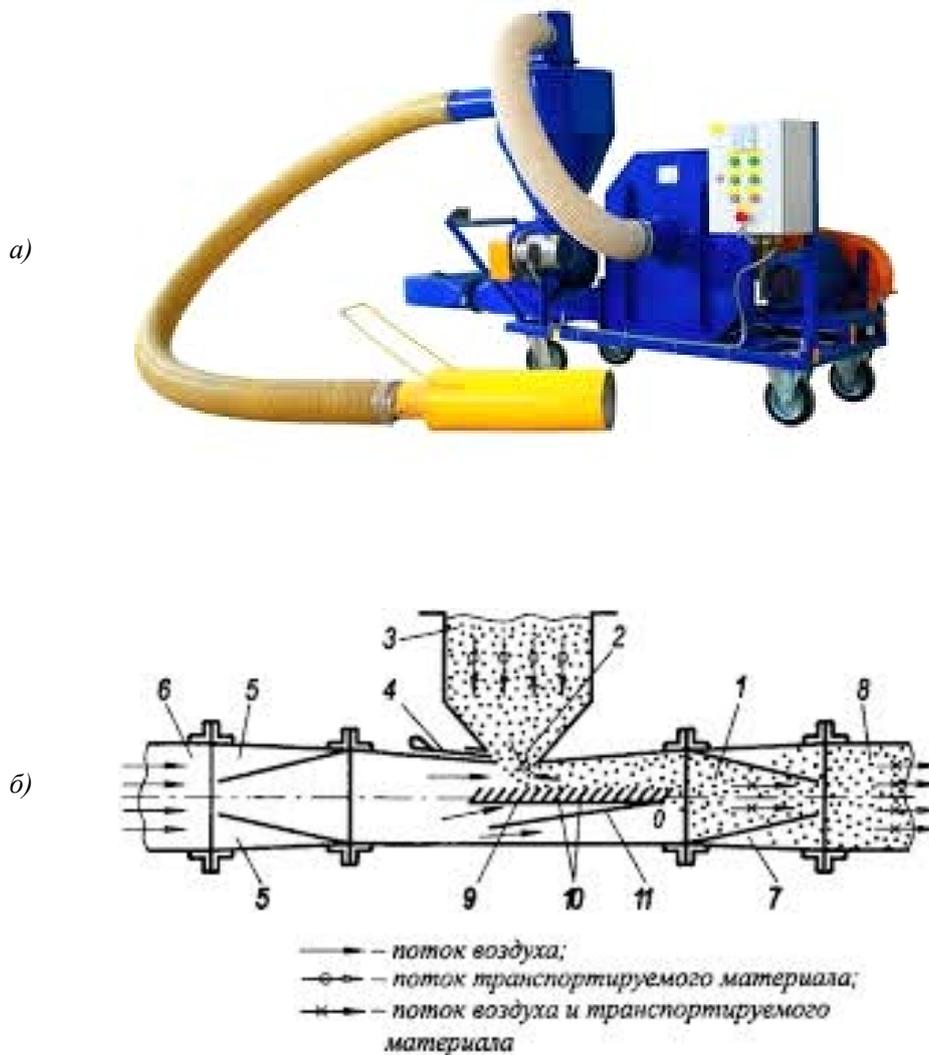
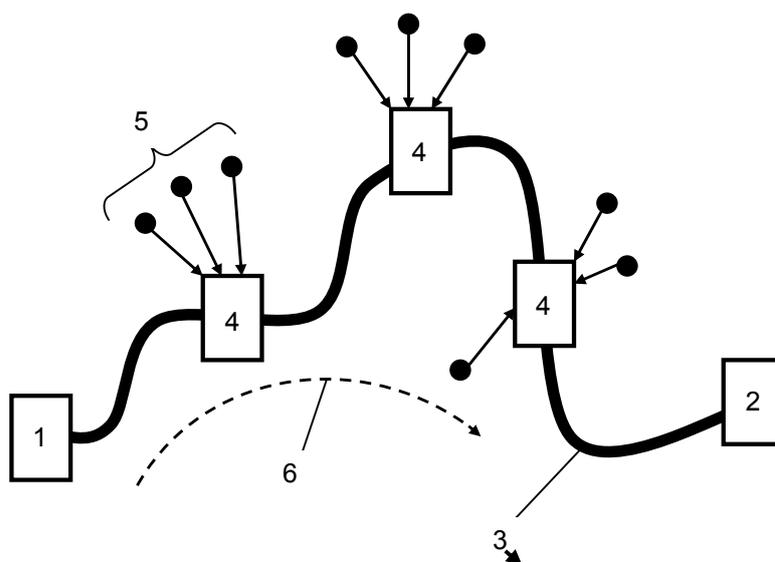


Рис. 4. Пневматическая установка для транспортировки сыпучих материалов:
 а – внешний вид; б – принцип действия

При этом каждая отдельно взятая система пневмотранспорта может представлять собой систему автоматических перегрузочных («пересыльных») пунктов, автономное энергоснабжение каждого из которых будет осуществляться от комплекса ветроэнергетических установок, расположенных вблизи данного перегрузочного пункта (рис. 5). Таким образом, можно «раздробить» всю энергию, необходимую для пересылки данного груза от исходного пункта до конечного, на несколько отдельных «частей» [1].



*Рис. 5. Функциональная схема системы пневмотранспорта:
1 – исходный пункт; 2 – конечный пункт; 3 – пневматическая линия;
4 – перегрузочные пункты; 5 – ветроэнергетические установки;
6 – направление транспортировки грузов*

Такие системы пневмотранспорта будут действовать круглый год и обойдутся значительно дешевле строительства автомобильных и железных дорог.

Список литературы

1. Матиков Н.А., Вебер Д.А. Обеспечение всесезонной экстренной доставки грузов для ликвидации чрезвычайных ситуаций // Сборник научных трудов Международной научной конференции «Молодежь и наука: проспект Свободный – 2015», Красноярск: Изд-во Сиб. федер. ун-та, 15-25 апреля 2015 г., CD-ROM, 4 с.

2. «Рынок дирижаблестроения обретает новое дыхание». Информационный ресурс. Режим доступа: <http://www.cnews.ru/reviews/?2002/11/21/137901>

3. «Производительность пневматических установок и гидравлических устройств». Информационный ресурс. Режим доступа: <http://studopedia.org/8-235311.html>

4. «Компания «ЛВ-Инжиниринг». Информационный ресурс. Режим доступа: <http://www.galvanicline.ru/show.php?page=395>

OIL GAS FIELD MACHINERY

УДК 622.276.34

The Design of Filters for the Protection of Submersible Pumps of Vankor Field

N.M. Lonzinger¹

Scientific supervisor: candidate of technical science P.M. Kondrashov

Language supervisor: lecturer Y.V. Takhaveeva

Siberian Federal University

Well operation producing oil reservoirs sands is accompanied by a large amount of sand and other impurities. Sand is abrasive and its presence in the wellbore production leads to increased wear of downhole pumps and other equipment. Now a day there is no information on the use of filters at the Vankor field.

As a result of long-term oil without filtration begins problems such as clogging, abrasion, damage equipment. In this connection, it stops well, and are increasingly undergoing renovations, bringing the company incurs losses.

In the Vankor oil production is carried out in such a way that at first goes well in the vertical direction, but in the end comes the end of the horizontal, and the design of the well involves the installation of a filter before the pump in the vertical part.

Using the filter in the vertical portion of the wellbore, set before the pump, with proper filter design, production rate is maintained, as well as most of the grit is removed, and their concentration is reduced, allowing extended maintenance-free operation of the well, as well as lowering the cost of repair work internally.

This filter comprises a housing consisting of two sections, the lower sides sub intermediate sub with transverse channels and longitudinal channels, pipes for the downstream picker chamber. Part of the lower sub bilateral, located below the transverse passages are larger in diameter than its upper part, it is a net on which the helix is wound, covered with a mesh provided with a fishing camera.

Fluid enters and moves downwards along the spiral portion of the liquid passes through the mesh and the mesh retains the sand particles, resulting bandwidth falls mesh, whereby a rotating flow inside the larger mesh particles that drops to the inner surface of the screen. Because of the centrifugal force, kicking

¹ © Lonzinger N.M., 2015.

sand grains from the surface of the grid, and go in a spiral to the bottom of a fishing camera. Trough transverse ducts fluid enters the first chamber a fishing and because the liquid will change to the opposite direction, and the top longitudinal channels extend, the fluid velocity decreases and the coasting sand settles in a fishing chamber. Further, the fluid moves into the second chamber a fishing smaller in the same way are filtered liquid. Then purified fluid enters the pump.

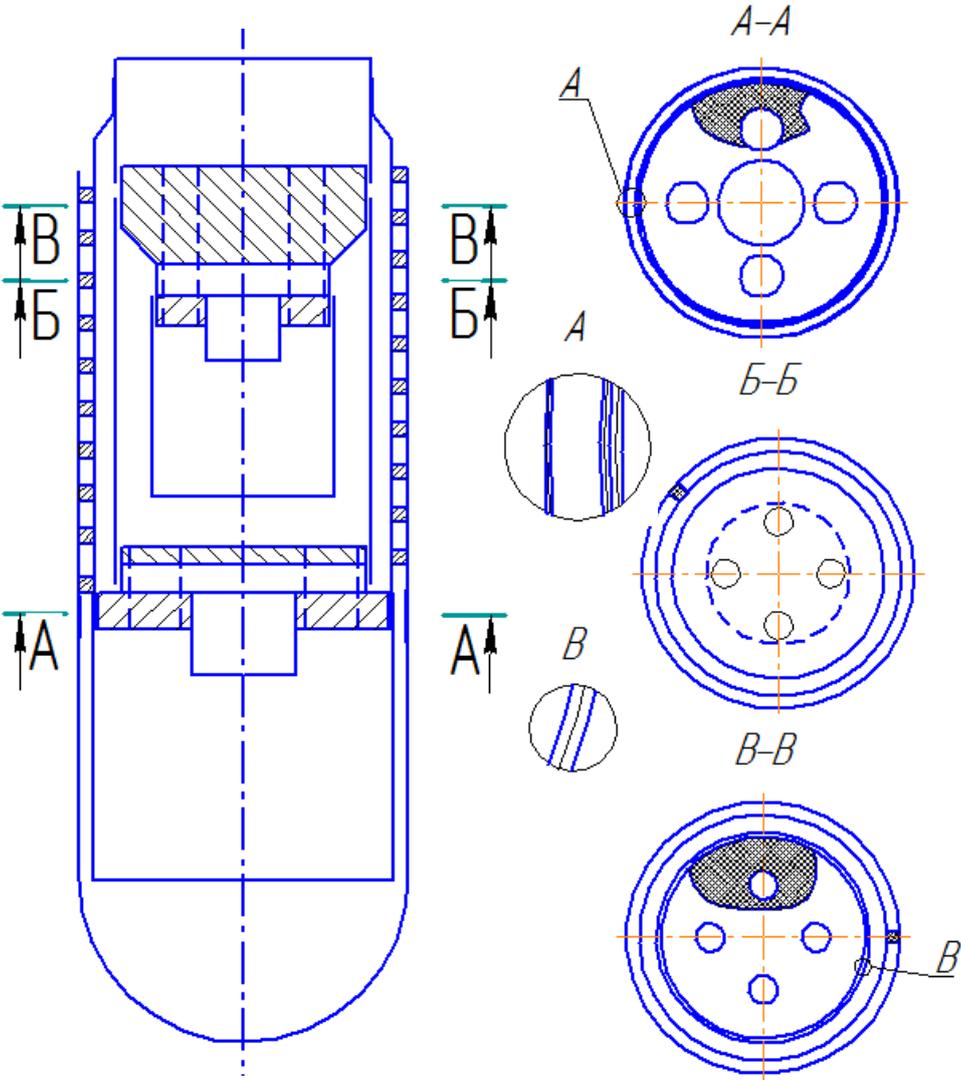


Fig. 1. Well filter

The filter design is made in extremely easy way to use, all cameras are mounted on threaded connections, and so it can be easily disassembled and cleaned.

- Benefits of the proposed well screen:
- Maximum cleaning oil from the sand;
 - Possibility of producing wells for different flow rates, as well as the diameter;
 - Mount the pump facilitates ongoing repairs;

– It includes the methods centrifuge and gravity.

Advantages of the filter:

- Reduction of fuel consumption, electricity, etc., resulting in increased maintenance intervals of the well;
- Production of additional oil volume;
- Simplification of labor production staff (operators of mining, etc.);
- Reduction of funds for the overhaul of wells.

This work is based on a patent №2010125178 / 03. Inventor Kondrashov P.M.

УДК735.29

Possibility Calculation of an Upper Gas Reservoir Usage as a Gas Lift Source in the Case of Horizontal Well

M.A. Yatsenko¹

*Scientific supervisor: candidate of engineering sciences,
associate professor M.T. Nuhaev*

*Language supervisor: lecturer E.V. Tsigankova
Siberian Federal University*

An upper gas reservoir is a type of a reservoir from which gas is usually extracted to the surface and which usually lies above some oil reservoir. This sort of deposit position is relatively widespread, although usually both oil and gas resources are obtained as independent stratified formations.

The main goal of my research is to combine the extraction from both reservoirs into one well by using gas deposit as a source of a gas lift for creating the solution drive mechanism, and as a consequence, providing simultaneous rise of hydrocarbons to the surface.

The percentage of wells going on gas lift has increased considerably in recent years, particularly since the end of World War II. This popularity is due to improved equipment and other technical advances. Gas is much lighter than either water or oil, since that a mixture results with a much smaller fluid gradient [1].

The number of wells being drilled directionally is increasing and will continue to increase in the future. The reason for this is that more wells are being drilled from offshore platforms, therefore drilling nowadays utilizes one location for numerous wells, and most of these are highly deviated [2].

Very decided difference between horizontal and vertical flow is the difference in the effect of increased gas-oil ratios. For vertical flow, we call that in-

¹ © Yatsenko M.A., 2015.

creased gas-oil ratio causes a decrease in pressure for a certain set of conditions until the minimum gradient is reached. The opposite effect takes place for horizontal flow, that is, an increased gas-oil ratio causes an increase in pressure. The reason for this is that no fluids are being lifted vertically and therefore the gas merely represents additional fluids to be moved in the horizontal line [1]. According to this information, simple calculations were performed to show dependence of pressure drop and gas-oil ratio in truly horizontal pipe.

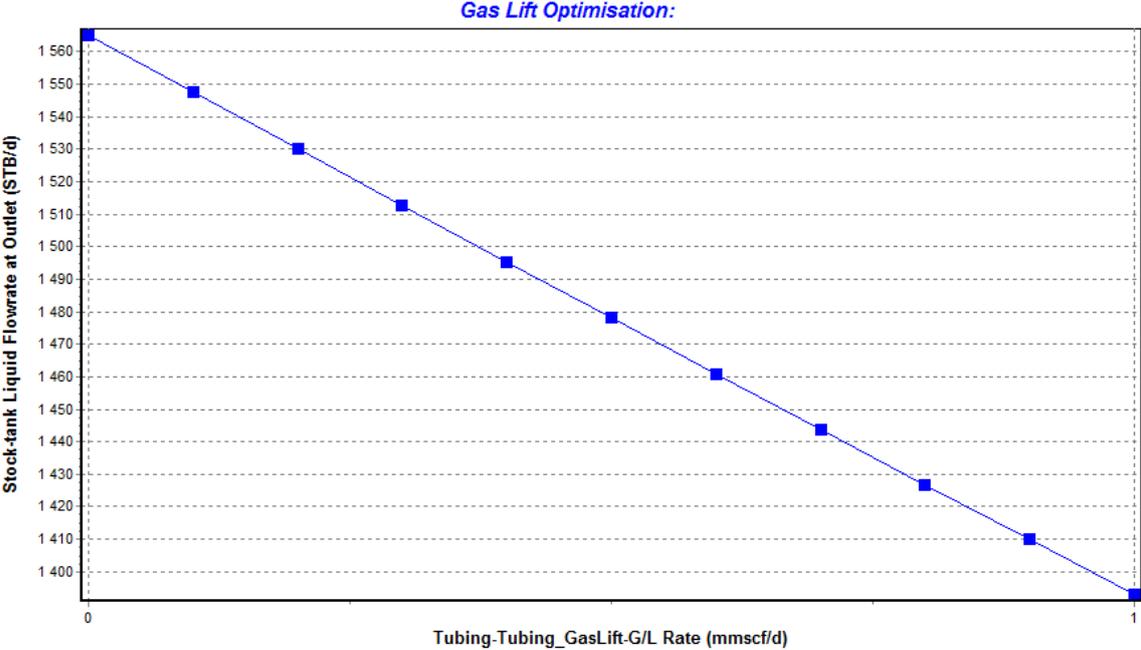


Fig. 1. Flowrate drop with increased gas-oil ratio in horizontal pipe

Consequently, the question I tried to answer in my research is whether it is economically profitable to use gas lift in horizontal wells directly from above gas layer, or not.

In order to deal with such a problem, a working physical model in Schlumberger PipeSim has been created.

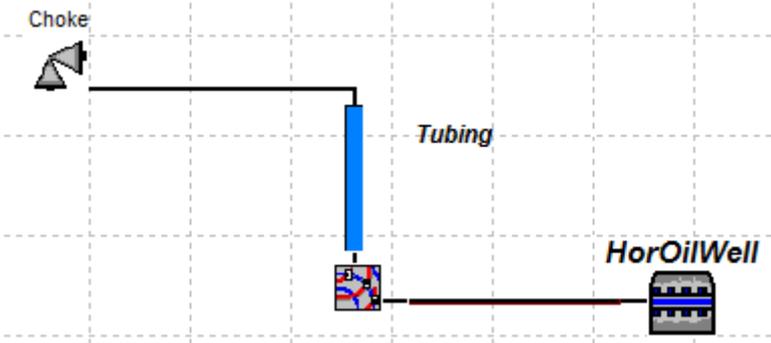


Fig. 2. Working physical model of the well

The first problem was to decide, which flow correlation needs to be used. According to the study of accuracy of pressure loss prediction methods, which is made by Lawson and Brill, the best correlations for vertical flow are those of Hagedorn& Brown and Beggs & Brill, but flow variables have a major effect. For horizontal flow best methods are those of Dukler and Beggs & Brill. Ney and Fuentes offered solution which combines the use of a vertical flow and horizontal. In order to deal with different degrees of well inclination, vertical correlation is used for TVD and horizontal for the difference between MD and TVD, so that Beggs & Brill correlation was used both for vertical and horizontal flow [3].

In reality, most of gas formations are situated not very far from the surface, and as a consequence, gas injection valve cannot be placed deeply into the wellbore. Fortunately, as Fig. 1 suggests, it is better to put gas lift valve before the start of inclination, and that usually is exactly the place where gas reservoir is located.

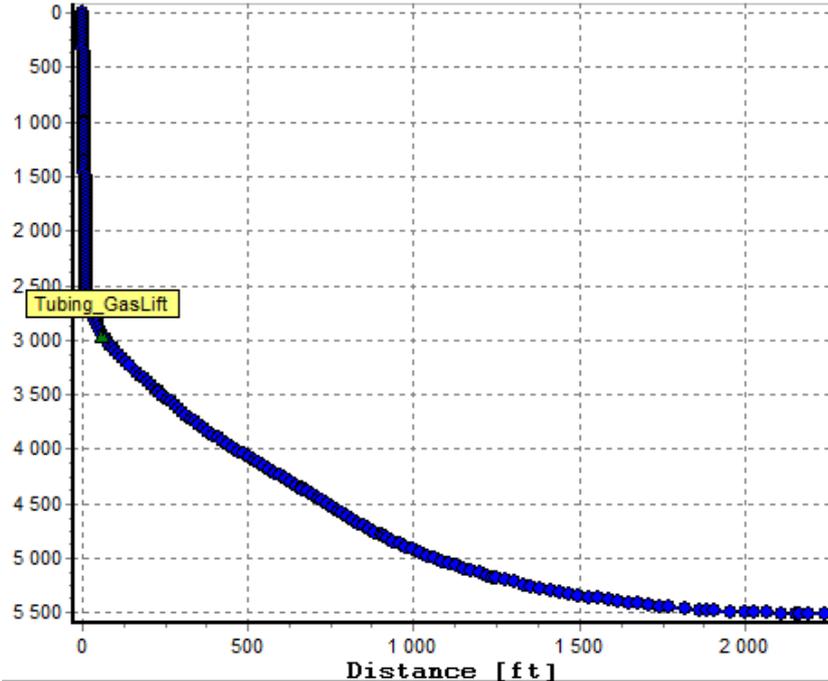


Fig. 3. The position of gas injection

The performance curve for the case depicted in Figure 3 has been established, showing that gas lift usage gives a sudden change in stock-tank oil production, imparting that combination of extraction of these two separate layers is, at least, possible.

Alternatively, if we haul down gas lift valve to the point of approximately 5250 ft, the performance curve will stay completely unchanged, implying that flowrate of oil production is generally independent of gas layer position, unless it is not above vertical portion of the pipe. For further conclusions about eco-

nomical profits we need to check oil production values with separate type of exploitation.

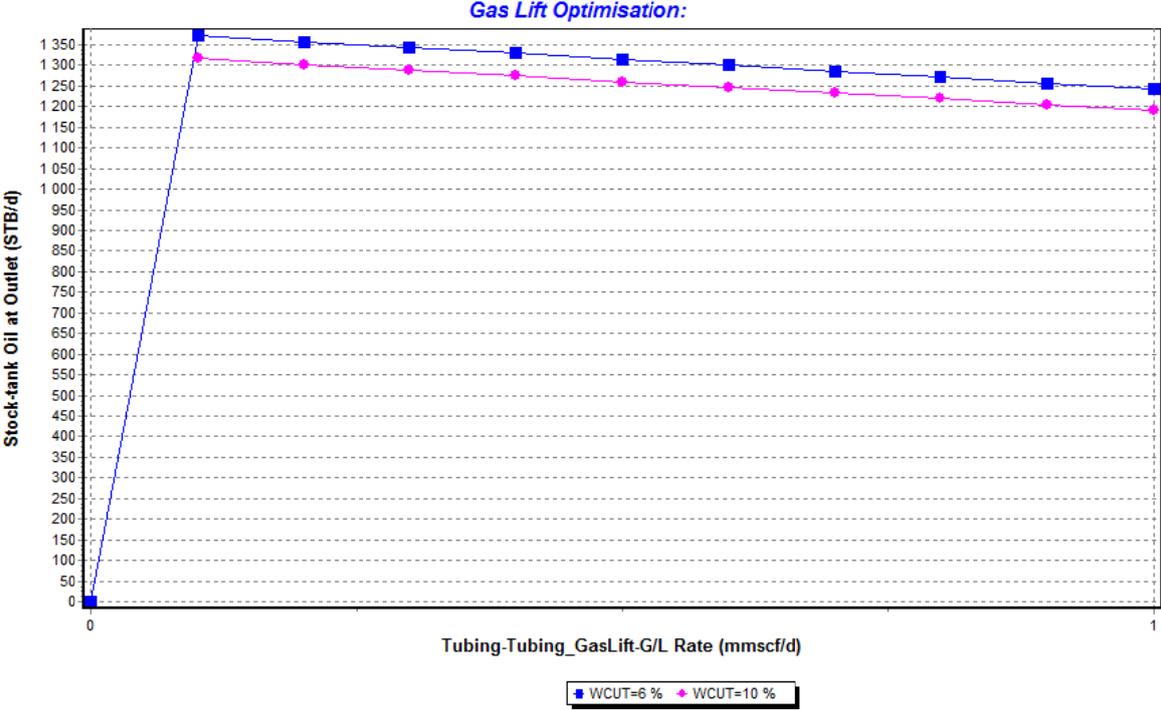


Fig. 4. The performance curve for Gas Lift

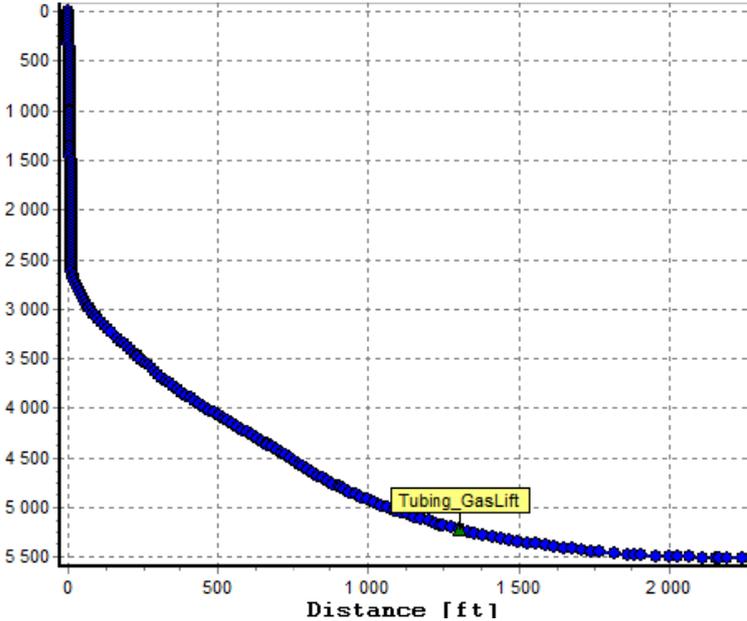


Fig. 5. The position of gas injection

By comparison, the performance curve for ESP is established, from which we can clearly see that altogether gas lift gives the least amounts of barrel production.

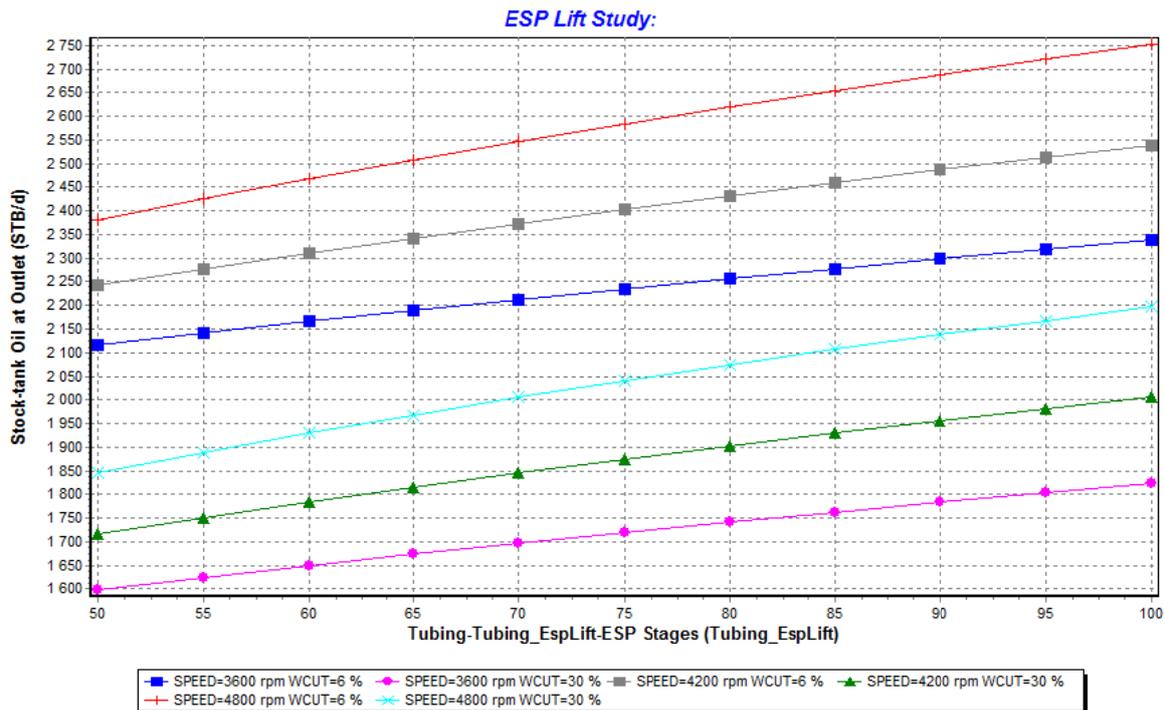


Fig. 6. The performance curve for ESP

To conclude, in my research work I have used modern calculation technologies for solving the hydraulic problem in oil and gas field. The comparison between ESP and Gas lifthas been established and, in particular, it is shown that extraction from both reservoirs into one well by using gas deposit as a source of a gas lift for creating the solution drive mechanism is possible, but it is less productive, than ESP usage in the same conditions.

References

1. Takacs, G. Gas Lift Manual / G. Takacs. – Oklahoma : PennWell, 2005. – 478p.
2. Guo, B. Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. / B. Guo, W. C. Lyons, A. Ghalambor. – Houston : Gulf Professional Publishing, 2011. – 312p
3. PIPESIM Fundamentals. Training and Exercise Guide. – Houston : Schlumberger Information Solutions, 2007, 139 p.

The Grades of Aviation Gasoline and Interchangeability of Domestic and Foreign Aviation Gasolinegrades

M.M. Evtushenko¹

*Scientific supervisor: candidate of engineering sciences,
associate professor I.V. Nadeikin*

*Language supervisor: lecturer E.V. Tsigankova
Siberian Federal University*

Aviation gasoline is regularly used in civil aviation: namely regional, local, and agricultural airlines, and for military intentions such as mock and command aircrafts.

Avgas (aviation gasoline), also known as aviation spirit in the UK, is an aviation fuel used in spark-ignited internal-combustion engines to propel aircraft.

Modern gasoline should meet a strict requirements, enshuring gas-saving realible engine performance, and operating requirements such as sufficient vaporability of gasoline, ability to maintain permanent hydrocarbon composition and commit no harmful effects to storage tanks, engine, or enviroment [4].

In Russia avgas is classified by GOST 1012-72 according to its antiknock properties. Usually avgas is graded by stroke: numerator stands for octane number and denomerator stands for rich mixture rating, like B-91/115 and B-95/130, but there are still some brands produced under TU, which graded only by octane number, such as B-70 and B-92[1].

Abroad avgas ratings are a bit different. Avgas has two different ratings, although it is referred to only by the lower of the two. One is referred to as the "aviation lean" rating and is the same as the MON of the fuel up to 100. The second is the "aviation rich" rating and corresponds to the octane rating of a test engine under forced induction operation common in high-performance and military piston aircraft [5].

The most common type of octane rating worldwide is the Research Octane Number (RON). RON is determined by running the fuel in a test engine with a variable compression ratio under controlled conditions, and comparing the results with those for mixtures of iso-octane and n-heptane.

Another type of octane rating, called Motor Octane Number (MON), is determined at 900 rpm engine speed instead of the 600 rpm for RON. MON testing uses a similar test engine to that used in RON testing, but with a preheated fuel mixture, higher engine speed, and variable ignition timing to further stress the fuel's knock resistance. Depending on the composition of the fuel, the MON

¹ © Evtushenko M.M., 2015.

of a modern pump gasoline will be about 8 to 12 octane lower than the RON, but there is no direct link between RON and MON. Pump gasoline specifications typically require both a minimum RON and a minimum MON.

In Russia RON is determined by GOST 8226-82 and MON by GOST 511-82.

Gasoline's rich mixture rating is determined according to GOST 3338-68.

Some grades of avgas still contain tetraethyllead (TEL), a toxic substance used to prevent engine knocking (detonation), with ongoing experiments aimed at eventually reducing or eliminating the use of TEL in aviation gasoline. Avgas is currently available in several grades with differing maximum lead concentrations. Because TEL is an expensive and polluting ingredient, the minimum amount needed to bring the fuel to the required octane rating is used; actual concentrations are often lower than the permissible maximum.

Russia's primary avgas grade is the B-91/115, which is commonly used on engines with compression ratio $6,5 \pm 0,1$ such as the ASh-62IR, the M-9F, the AI-26V, and the M-14 modified and mounted on the An-2, the An-14, and the Su-49 aircrafts. The B-91/115 contains up to 2,5 grams per kilogram TEL, providing required antiknock properties. The B-91/115 is dyed green.

Russia's secondary avgas grade is the B-92, containing at most 2 grams per kilogram TEL. Another secondary avgas was the B-95/130; its antiknock value was graded higher than the B-92. By GOST 1012-72 it might contain up to 3,1 grams per kilogram TEL, and the B-95/130 was used on such aircraft as the IL-14 [2].

In Russia as of 2015 there are no known commercial scale avgas producers, but in France, Netherlands, Sweden, USA, Canada, and Australia avgas is produced by Bp, Exxon, Mobil, Shell, Texaco and so on [6].

Avgas 100 is standard aviation gasoline for piston aircraft. There are two primary standard specifications for Avgas 100: ASTM D 910 and UK DEF STAN 91-90. They are essentially equal.

Avgas 100 is dyed green.

Avgas 100LL is the most commonly used aviation gasoline. LL stands for low leaded, but low leaded is tentatively due to containing up to 0,56 grams per litre lead. Standard specifications are same as Avgas 100.

Avgas 100LL is dyed blue.

Avgas 82UL is similar to automobile gasoline but without automotive additives. UL stands for unleaded. As of 2008 82UL is not being produced and no refiner has announced plans to put it into production.

Avgas 82UL is dyed purple.

Information about avgas grades is presented in table 1 [5].

TEL found in leaded avgas and its combustion products are potent neurotoxins that have been shown in scientific research to interfere with brain development in children. The United States Environmental Protection Agency (EPA)

has noted that exposure to even very low levels of lead contamination has been conclusively linked to loss of IQ in children's brain function tests, thus providing a high degree of motivation to eliminate lead and its compounds from the environment.

The information about interchangeability of domestic and foreign avgas grades is presented in the table 2 [3]. Information is usually obtained by testing of samples in the laboratory and test-bench, according to foreign specifications, the data of production technology, and experience of using it on the technological machines and equipment.

Table 1

Avgas grades

Grade	Dye	Lead (Pb) content, g/L	Additives	Uses	Availability
80/87 ("avgas 80")	красный (красный + светлоголубой)	0,14	ТЭС	Использовался в двигателях с низкой степенью сжатия.	
82UL	purple (red + blue)	0	ASTM D6227; similar to automobile gasoline but without automotive additives	As of 2008, 82UL is not being produced and no refiner has announced plans to put it into production.	
85UL	none	0	oxygenate-free	Used to power piston-engine ultralight aircraft.	
B91/115	green (yellow + blue)	1,6	TEL	Uses on piston engines with compression ratio 6,5	Produced exclusively by OBR PR., Poland. Available in CIS.
100LL	blue	0,56	TEL	Most commonly used aviation gasoline.	Pretty much worldwide
100SF	none	0	mesitylene	Swift Fuel LLC blend of 83 % mesitylene, 17 % isopentane	Limited quantities are produced for testing.

Table 2

The interchangeability of domestic and foreign avgas grades

Country, manufacturing company	Normative and technical documentation, product brand, corporate name
Russian Federation	ГОСТ 1012 Б-95/130
BP	BP Avgas 100LL
Exxon	Esso Aviation Gasoline 100
Mobil	Mobil Avgas 100LL; Mobil Avgas 100
Shell	Shell Avgas 100LL; Shell Avgas 100
Texaco	Aviation Gasoline 100/130; Aviation Gasoline 100LL
Australia	DEF[Aust] 5215
Belgium	BA-PF-5D Grade 100/LL
UK	DERD 2485 Grade 100LL
Germany	DERD 2485 Grade 100LL
Country, manufacturing company	Normative and technical documentation, product brand, corporate name
Russian Federation	ГОСТ 1012 Б-95/115
Romania	STAS 43-85 91/115
Country, manufacturing company	Normative and technical documentation, product brand, corporate name
Russian Federation	ТУ 38.401-58-47 Б-92
Germany	TGL 21138 FOK 91/115
Romania	STAS 43-85 91/115

To sum up, avgas usage nowadays is limited due to the practical usage of the piston engines in modern aviation is very limited as well. Russia's primary avgas grade is B-91/115, secondaries are B-92 and B-95/130. Most commonly used Avgas is 100LL, which is available pretty much worldwide. It is produced by numerous giant oil companies all over the world, while production of avgas in Russia is inappropriate and meet strict requirements of the regulatory framework for environmental sanitation.

References

1. Бондаренко, Б. И. Каталитический крекинг: науч. изд. / Б. И. Бондаренко, Д. Д. Никулин, В. П. Суханов. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1956. – 209 с.
2. ГОСТ 1012-72 Бензины авиационные. – Введ. 01.01.73. – Москва.
3. Инструкция по взаимозаменяемости горючего, смазочных материалов и специальных жидкостей, вырабатываемых в Российской Федерации и зарубежных странах. – Введ. 1997 г. – Москва: Министерство обороны РФ. – 59 с.
4. Резников, М. Е. Авиационные топлива и смазочные материалы (авиационная химмотология): учебник / М. Е. Резников. – М.: 2003. – 234 с.

5. ASTM D910 Standard Specification for Aviation Gasolines. – Введ. 1947 г. – West Conshohocken: 2011. – 8 с.

6. AVGAS producers – endangered species [Электронный ресурс] // Hljemko Oil Knowledge data base. – Режим доступа: <http://www.hjelmco.com>

УДК 624.132

A Set of Attachment for Heavy Type Graders

J.G. Serebrenikova, M.A. Plakhotnikova¹

Scientific supervisor: doctor of technical science R. B. Zhelukevich,

candidate of technical science A. V. Lysannikov

candidate of technical science Yu. F., Kaizer

Language supervisor: lecturer E.V. Tsigankova

Siberian Federal University

Traffic safety related to the quality of surface cleaning pavements of snow, snow and ice formations and ice, as these factors change grip surface properties i.e. one of the most important conditions for ensuring safety. Interaction of tires with a road surface characterizes a friction coefficient, which varies from 0 to 1.0. In order to ensure safe traffic it is required that friction coefficient don't lower than the minimum. This minimum value is considered to be 0.3 [1] at lower values of the friction coefficient a risk of accidents increase dramatically.

A vehicle breaking distance increases on icy coated road surface significantly, as indicated in Table 1, a wheels rolling easy sliding, this increases the likelihood of accidents [4].

Table 1

The average length of braking distance

Speed, km / h	The average length of the braking distance, m	
	On dry road surfaces	On icy covered road surfaces
20	3,1	10,5
30	7,1	23,6
40	12,6	42,0
50	19,7	65,6
60	28,3	94,4
80	50,4	167,9
100	78,7	262,3

¹ © Serebrenikova J.G., Plakhotnikova M.A., 2015.

Improving the transport and operating vehicle wheels gripping with icy coated road surface is carried out by:

- spreading friction materials;
- removing snow and ice formations;
- using anti-icing agents to prevent the formation of snow and ice deposits.

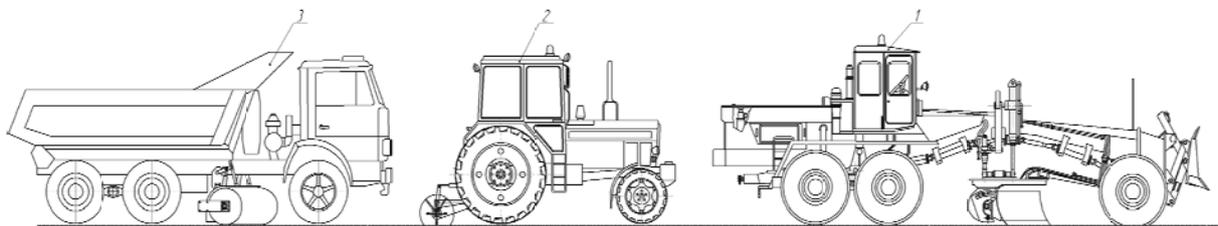
According to these directions means of struggle against winter slipperiness are developed: friction, chemistry, thermal and mechanical.

The most economical and technologically easy to use and environmentally friendly is a mechanical way.

Existing harvesting machines in which main work tool are blades and brushes are used successfully in the snow removal process, but they are not able to destroy ice quite effectively and in time because of its high strength and a constructive inadaptability of the work tool.

Nowadays three units working machinery use simultaneously to provide required quality of cleaning road surfaces. The existing scheme of cleaning roads from snow and ice formations shown in Fig. 1.

According to the drawing (Fig. 1) a grader moves first and destroys the top layer of packed snow and ice by moldboard, after that an ice cleaver UDM-2000 breaks remaining snow and ice formations, in final a machine equipped with a brush worktool sweeps away the destroyed ice formations towards a roadway.



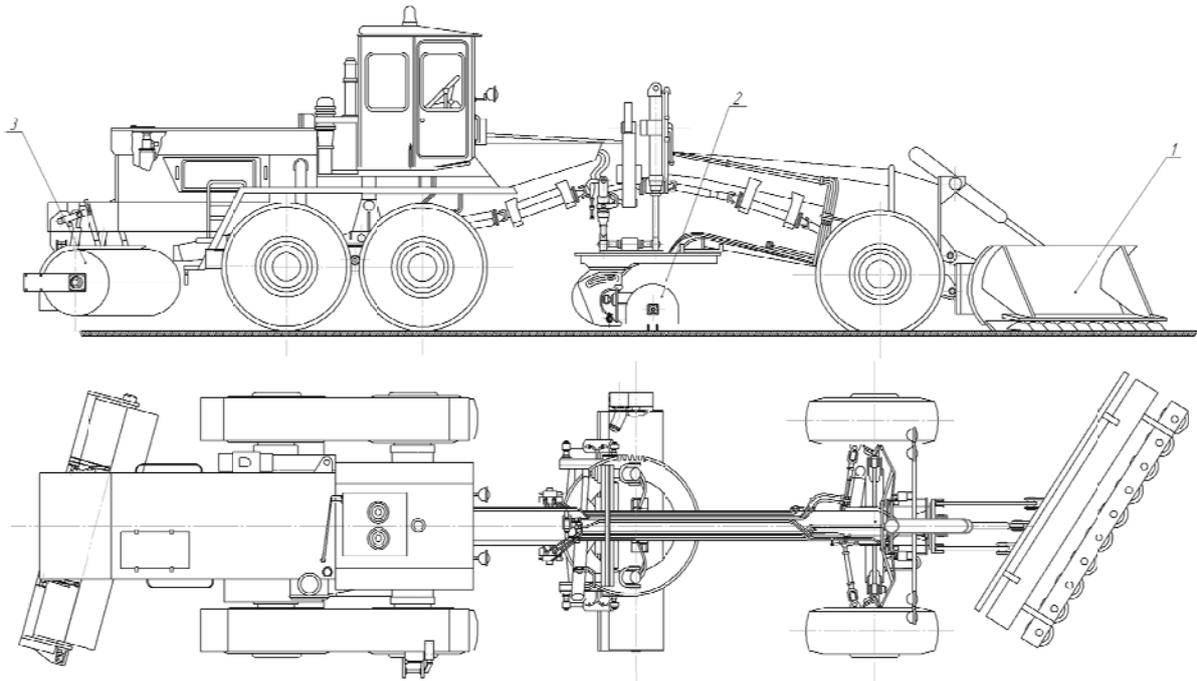
*Fig. 1. The existing scheme of clearing roads of snow and ice formations
1 – grader heavy type; 2 – cleaver ice UDM-2000;
3 – machine equipped with a brush work tool*

The existing scheme of cleaning snow and ice formations isn't economically profitable.

Development a set of attachments for snow and ice formations, mounted on a grader will allow to reduce amount of used equipment, this will reduce the economic costs (the cost of fuel and wages) to remove snow and ice formations.

The scheme of proposed attachment that mounted on the grader, is shown in Fig. 2.

A set attachments is a set of units and mechanisms, allowing to carry out a number of basic vehicle manufacturing operations to destroy the snow-ice formations.



*Fig. 2. Scheme of the proposed attachment mounted on the grader
 1 – a Front work tool with a rotary instrument;
 2 – a chain stroke work tool; 3 – a brush*

To improve the cleavage snow-ice runup that equipment designed as a moldboard with disc instrument 1 at angle $40-45^{\circ}$ placed at the bottom of it, wherein an inclination angle of the disk to the lower surface of the snow and ice runup is not more than 5° . Setting cutting disks at such angle ensures optimal cutting force and power-consuming of the whole process. Setting the moldboard at an angle $40-45^{\circ}$ ensures optimal working areas overlap of adjacent disks i.e. semi-blocked cutting by all discs except the front, edge during movement of the machine base, thereby it provides increasing productivity. Blades crashing into snow-ice runup, destroy it, products of destruction moved along the moldboard and shifted away from the machine at motion. The work tool allows effectively remove snow and ice runup of up to 10-15 cm thick from the pavement

Snow and ice formations left after the passage of moldboard on the road surface, and a thin layer of ice thickness up to 3 mm are broken by chain work tool, that installed on a turntable of a traction frame. Chain work tool is designed as a horizontal drive shaft installed to a vehicle longitudinal axis at an angle of 10 to 15, and rotating in a direction opposite the direction of rotation of the machine's wheels.

Road sweeper brush 3 is set behind the grader, it provides remote snow and ice formation shattered by chain work tools away from the machine.

Application the kit of attachments will allow to reduce the number of cars involved in the process of removing snow and ice formations with road surfaces, combine operations to destroy and remove the snow and ice formations, increase productivity and efficiency of basic techniques, reducing the economic costs of

removing snow and ice formations (fuel – 62.4 %, wages maintenance personnel – 63.8 %). Compared to the conventional dozer blade a moldboard equipped with disk tool reduces the power consumption of the removing snow and ice formations process in 2,3 times.

The application of such technical solution will allow to provide the required quality of cleaning road surfaces, aircraft parking, driveways, taxiways, increase the friction coefficient of the road surface and thus improve traffic safety.

References

1. Recommendations for roadway paving with a rough surface. Approved by Decree of the Ministry of Transport of Russia from January 5, 2004
2. Byalobzhevsky GV and others. The struggle against winter slipperiness on the roads. – M.: Transport, 1975. – 175 p.

УДК 621.895

The Catalyticaction of Metals on Oxidizing Processes and Temperature Stability Lubricants

V.A. Stasiuk¹

Scientific supervisor: candidate of technical science N.N. Lysyannikova

Language supervisor: lecturer E.V. Tsigankova

Siberian Federal University

The most urgent problem of modern mechanical engineering is rational application of the lubricants determining durability and non-failure operation of machines. Requirements to lubricants are raising, because it is necessary to provide wear resistance of materials of pairs friction in a wide range of loadings, speeds and temperatures.

High temperatures in a combination to active action of oxygen and catalytic action of metal surfaces result in destruction additives both a base basis and in intensive oxidation of oils with formation of insoluble oxidation products which drop out in a deposit. As a result of oil oxidation, its physical, chemical and operational properties change, viscosity and corrosion activity increases, anti-weld properties worsen.

The temperature has the basic influence on a resource of lubricants and causes oxidation and destruction their base basis and additives. The parameter of thermal-oxidation stability is entered for estimation of antioxidizing properties

¹ © Stasiuk V.A., 2015.

of lubricants which is regulated by specifications and standards on their manufacture on acid number and the period sludge formation.

Standard method of four-ball lubricants definition of temperature stability with the use of the machine of friction and measurement of specific size carbonization lubricants do not provide reception of the objective information.

These methods do not allow researching lubricant destruction, its intensity and boundary conditions. Therefore, search and substantiation concerning new methods of lubricants, temperature stability is a top problem which solution can carry out a choice of lubricants, to supervise and predict their condition while in service.

The aim of this research project has, therefore, been to determine temperature stability and thermal-oxidation stability of lubricants and substantiation of criteria temperature stability and quantity indicators of influence of metals on oxidizing processes of lubricants.

For research motor oils of a various base basis have been chosen: mineral Mobil 10W-40 SJ/CH and M-10-Г_{2к}(GOST 8581-78); in part synthetic Zic 5000 10W-40 SH/CG-4; synthetic Pentosynth 5W-40 SH/CF.

Motor oil test for temperature stability has been carried out in a range of temperatures from 140 up to 300 °C in a glass beaker on the device for definition of temperature stability. Test of oil made of 50 gm and has been tested within 6 hours, and each subsequent stage of oil test is on 20 °C above previous one. The test temperature is supported automatically. The direct photometric measurement method is one of diagnostics methods for lubricant oils. Upon testing each sample the photometer, viscometer and electronic scales has been used as key factor for absorption of a light stream, viscosity and volatility accordingly. Oil photometric measurement has been carried out at a thickness layer of 2 mm.

Tests of motor oils on thermal-oxidation stability have been carried out in terms of commodity oil samples -M-10-Г_{2к} in weight 100 g. Heating is carried out in a glass beaker, where thus oil is mixed up by a glass mixer with the frequency of 300 rev/min. The temperature is set discretely, with 10 degrees step. Each sample is tested in an interval of temperatures from 150 °C up to 180 °C. Each test auxiliary device: a photometer, viscometer and electronic scales for definition of optical properties corresponding parameters, viscosity and volatility have been used. Tests of lubricant oils have been carried out up to the value of absorption value of a light stream equal 0, 7-0, 8 units or until changes of relative viscosity changes no more than by 25 %.

After a few experiments the following conclusion has been made. Definition methods of temperature stability and thermal-oxidation lubricants stability can allow to establish new factor for an estimation of destruction processes and oxidations of commodity lubricants which expand the information on their quality. Also it can allow to choose on a design stage of machines and units, to improve classification and identification oils system using operational properties groups.

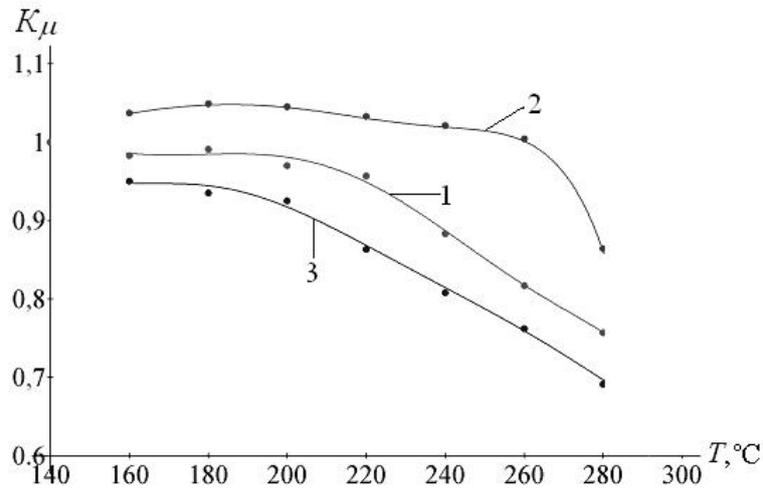


Fig. 1. Relative viscosity factor dependence on the test motor oil temperature

As a result of research, regression dependences of volatility changing, factors of relative viscosity and of a light stream absorption on temperature and time of the test commodity oils can identify lubricants on operational properties groups on such parameters as: the temperature started destruction additives, speed of process destruction, limiting temperature destruction, the temperature started destruction a basis and complex criterion of temperature stability.

The integrated criterion catalytic action of metals on oxidizing processes of a lubricant is offered. It is established, that at high temperatures there is a chemical adsorption of surface-active substances of the additives alloying base oil owing to what, processes of formation the blanket are proceed intensively. Thus, essential influence on processes of self-organizing tribology systems is rendered with superficial energy of a firm material, and also a lubricant being, at the present stage of science and technics one of constructive elements of units and machines.

References

1. GOST 981-75. Motor oils. The method of definition stability against oxidation.
2. GOST 18136-72. Motor oils. The method of definition stability against oxidation in the universal device.
3. GOST 11063-77. Motor oils. The method of definition stability on the induction period sludge formation.
4. GOST 23175-78. Motor oils. The method an estimation of motor properties of definition thermooxidative stability.

The Problem of Formation, Recycling and Utilization of Oil Slops

A.G. Gerasimova, Y.A. Kirillova¹

*Scientific supervisor: candidate of technical science V.A. Gron
Language supervisor: candidate of technical science E.I. Fomina
Siberian Federal University*

The essential problem of crude oil refining productions is oil slops formation, recycling, and utilization. Particularly the Paiginsk oil and gas deposit attracts practical interest of refining slop products process on oil-refining smelter Taymura.

Taymura is the smelter that makes products of processing oil and specializes on the production of paraffin oil, residual oil and etc. The smelter is based on chemical, oil and gas processes and pollutes environment with gas, solid and liquid wastes.

Initial products enter to the oil-refining smelter Taymura from wellsite in crude oil pipeline. There are a lot of slops on the territory of the smelter containing oil, water and solid phase, accumulating in settling pond and reaching critical rate. The problem of effective oil slops utilization is an important ecological and resource saving issue under the modern condition licensing and land uptake.

The difficulty of the situation is connected with the contradiction between growing range of industrial production and imperfect technology.

The aim of the research is to develop refining technology for recycling raw or accumulated oil slops.

Plan:

1. To learn phases of oil slops formation
2. To analyze modern utilization and recycling technologies
3. To choose and prove technological arrangement of oil slops utilization for Taymura smelter

Practically, during longtime keeping in containers, slops decompose on several stratum with peculiar characteristics. On the Fig. 1 oil slops stratum are performed.

For example, oil residue stratum is the first in slop and should be returned into technological circle for recycling, as about 97,99 % of slime is clean oil product. Water stratum is technologically cleared by gravity separation: light suspended solid particles rise to the surface, weighty ones fall. Stratum from 3 to 6 are oil slops. Residue concentration grows up in extent of oil products with increase of their molecular weight (to weighty oil parti-

¹ © Gerasimova A.G., Kirillova Y.A., 2015.

cles). Besides, polydisperse systems are formed in fluid of oil products while transporting and stowage [4].

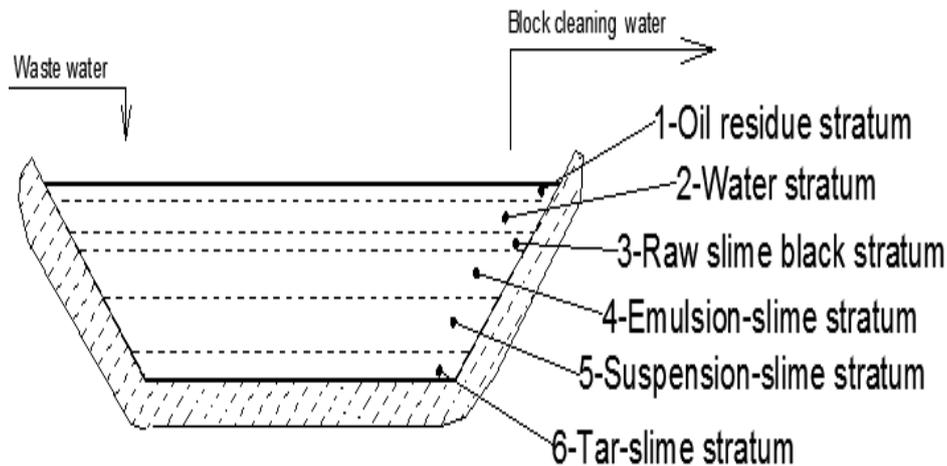


Fig. 1. Oil slops stratums

Oil slops can be characterized by 3 phases: 2 non-miscible liquids (water and hydrocarbon phases) and solid phase (physical impurities). For research purpose, phase composition of oil slops was studied by the following methods [4], [5]:

1. the method attenuate-lysing;
2. the method distilling- lysing.

As a result we see that in the second method physical impurities are higher as flushing out of residue with toluene does not provide missing physical impurities. Practically it would be better to apply both methods.

Analyzing modern oil slops utilization technology, we can determine the most progressive ones:

Company Aristocrat AC8 (USA) has developed system of refining and clearing oil waste MTU 530. Assembly is able to separate slops to different phases (oil, water, solid matter) at the expense whizzing heating slop. Assembly is used for elimination the aftermath of oil-pipe line emergency. Assembly efficiency is 10 m³/h.

Company KHD Humboldt Wedag AG (Germany) suggests technology for separation slops to phases with following burning of slimes. Assembly efficiency is 10 m³/h. Practically the method is impossible to use for recycling wastes if it contains phosphorus, halogens, sulfur. In this case there can be formed reaction products with toxicity level in excess of standards [1].

However these slops utilization technologies are not suitable for recycling large extent of slops, that accumulating on oil-refining smelter. It is required such technology that would allow recycling mighty extent of oil slops in short time. It must be sustainable and commercial viable.

Special interest is paid to complex assembly, developed by Alfa Laval Oil Field, Ltd (Great Brittan) that allows recycling all types of slimes to valuable products. (*Blocks, advantages and efficiency*). Currently more perspective recycling slimes assembly is used for separation compound to oil product, water and solid residue, purposely following utilization weather water or solid phase.

Considering phase compound of oil slops, we suggest effective recycling technology for the smelter Taymura using assembly by Alfa Laval Oil Field, Ltd. The assembly kit contains: sample catcher, heat interchangers, raw containers and separator. On the Fig. 2 technological process of slime recycling are performed [2].

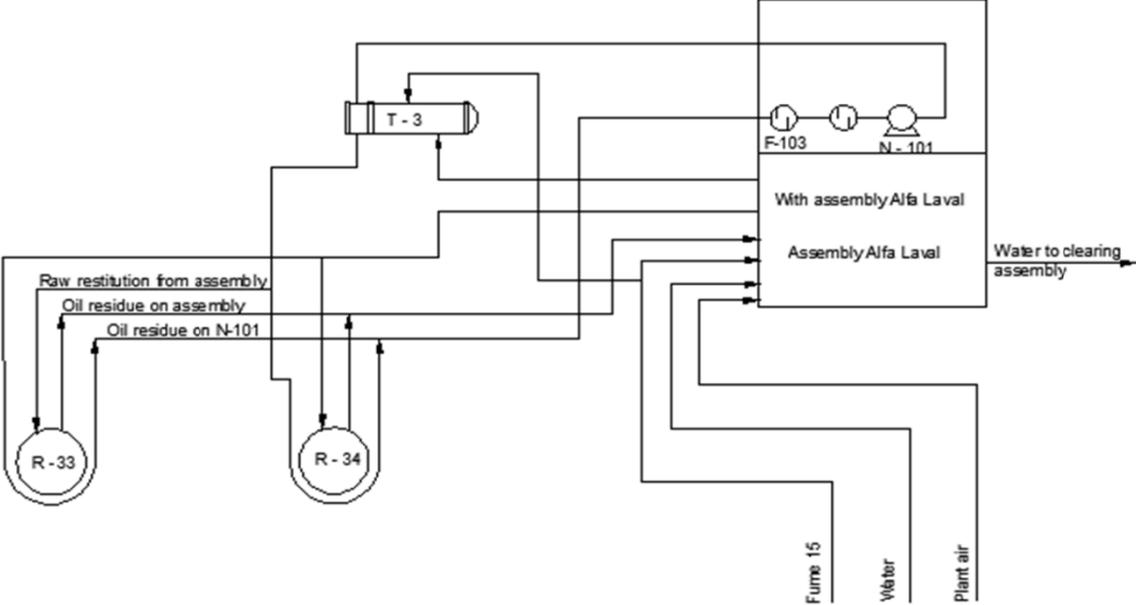


Fig. 2. Technological process of slime recycling

Technological process of slime recycling with suggested assembly is effective in a certain way. From the sample catcher a slop is moved to raw container with intake, where getting ready before moving to separator. Firstly, a container is filled to the top level (7,35m), than passes on extra container and the filled container enters the system of raw preparing. Than pump brings into operation and raw moves to heat interchanger, though filter and returns to washing out arrangement. In such way the steady circle works: container → pump → heat interchanger → container. Via control the heat interchangers slime temperature attains 65 °C. Under attainment necessary temperature and homogeneity, slop moves to separator.

The assembly works 24-hour operation and about 7000 hours a year recycling 70 000 m³ oil slops at supply of raw with nominal characteristics.

The correct assembly exploitation provides getting following recycling products: oil phase (where water substance is no more than 1 % and physical

impurities are no more than 0,05 %), cleaned water, slime, that is used as element of pavement surfacing.

As a result, considering assembly's advantages and particular qualities, the technology solves the following problems of oil-refining smelter Taymura:

- clearing containers
- excluding growth and accumulating of oil slimes and bottom residues
- liquidating oil slops
- liquidating oil slops vaporization to environment
- preventing pollution of ground water

That is why the technology is effective in ecological and economical way.

References

1. Брондз, Б.Н. Оборудование для комплексной переработки и утилизации нефтешламов НПЗ [Текст]: Б.Н.Брондз, А.В. Купцов, В.А.Расветаллов, В.М. Фархутдинов. – М.:Наука, 2001. – 179 с.

2. Гравидинамическая сепарация [Электронный ресурс]://Нефтешламы.ru – 2009. – Режим доступа: <http://www.nefteshlamy.ru/stat.php?id=16>.

3. Коростовенко, В.В. Почвоведение, ландшафтоведение, защита литосферы. [Текст]: метод.указания к практич.работам./В.В.Коростовенко. – Красноярск: ГАЦМиЗ, 2002.

4. Михайлова, Т.В. Проблемы переработки нефтешламов [Электронный ресурс]:/ Т.В. Михайловаа, С.В. Леонтьева // Промышленная экология. – 2008. – Режим доступа: http://ecology.ostu.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=190&Itemid=53/

5. Решение проблем нефтешламовых отстойников. Композит-каталог нефтезаводского оборудования и услуг. Второй выпуск [Текст]: – М.:Топливо и энергетика, 2007. – 506с.

6. Роев, Г.А. Очистка сточных вод и вторичное использование нефтепродуктов [Текст] / Г.А.Роев, В.А.Юфин. – М.:Недра, 1987. – 223с.

НАУЧНЫЕ РАБОТЫ ШКОЛЬНИКОВ

УДК 665.6:502.55

Применение биопрепаратов для ремедиации почв, подверженных локальному загрязнению ГСМ

К.А. Короленко¹

*МБОУ СОШ №144 с углубленным изучением отдельных предметов
г. Красноярск*

*Научный руководитель: канд. биол. наук, доцент М.В. Чижевская
Сибирский государственный аэрокосмический университет*

Одними из наиболее распространенных загрязнителей окружающей среды среди нефтепродуктов являются горюче-смазочные материалы (ГСМ), широко применяемые во всех видах хозяйственной деятельности человека [3]. В результате постоянного использования регулярно возникает опасность неконтролируемых локальных загрязнений почвы топливом и маслами. В то же время очистка почв, загрязненных ГСМ, является дорогостоящим мероприятием, в связи с чем актуальность поиска более экономически выгодных методов не вызывает сомнений.

Современным и малоизученным способом очистки почв от загрязнений горюче-смазочными материалами является биоремедиация – комплекс методов очистки вод, грунтов и атмосферы с использованием метаболического потенциала биологических объектов – растений, грибов, насекомых, червей и других организмов [2]. Биологическая очистка – оптимальный способ очистки и восстановления жизнеспособности почвы, так как сочетает в себе низкую себестоимость при высокой эффективности очистки и полной экологической безопасности [6].

Актуальность темы: в крае разрабатываются месторождения нефти, по результатам мониторинга почв в этих районах загрязнение составляет около 50 мг/кг. Для относительно экологически чистой обстановки края необходимо разрабатывать наименее затратные, но наиболее эффективные методы очистки нефтепродуктов.

Новизна работы: впервые проведены сравнительные исследования ремедиационных свойств биопрепаратов, содержащих штаммы бактерий “ЕМ” (effective microorganisms).

¹ © Короленко К.А., 2015.

Цель работы: исследовать методом флюорометрического анализа ремедиационные свойства препаратов, содержащих культуры микроорганизмов – деструкторов органических веществ.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

1. Сбор общих сведений об исходных веществах, методах и используемых приборах.
2. На основании общих сведений выбрать четыре биопрепарата в качестве объектов исследования.
3. Определить суммарную концентрацию нефтепродуктов в почвенных субстратах, загрязненных авиационным маслом (гидравлическим АМГ-10) и авиационным керосином.
4. Сравнить эффективность биопрепаратов в почвах, загрязненных авиационным маслом (гидравлическим АМГ-10) и авиационным керосином.

Практическая ценность работы: полученные в исследовательской работе результаты могут быть использованы при разработке мер по минимизации негативного влияния нефтяных отходов на окружающую среду и совершенствованию отдельных аспектов экологического нормирования хозяйственной деятельности человека.

Вывод. В ходе работы, были получены результаты, свидетельствующие о целесообразности применения исследуемых биопрепаратов в качестве агентов биоремедиации почв, загрязненных горюче-смазочными материалами, а именно моторным маслом АМГ-10 и авиационным керосином. При использовании биопрепаратов степень разрушения исследованных ГСМ в загрязненных почвах варьирует от 50,5 % до 88,5 %. Метод биоремедиации не загрязняет экосистему побочными продуктами, не нарушает экологическое равновесие. При относительно невысокой себестоимости использование исследуемых биопрепаратов является экономически целесообразным.

Список литературы

1. ПНД Ф 16.1:2.21-98: Методика выполнения измерения массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом на анализаторе жидкости “Флюорат 02” с диапазоном от 0,005 до 20,00 вкл. мг/г, М., 2007.
2. Химическая энциклопедия: в 5 т.: Т. 3. – М.: Большая Российская энциклопедия, 1992.
3. Вредные химические вещества. Углеводороды. Галогенпроизводные углеводородов / В.А. Филон. – Л.: Химия, 1990.
4. Новые методы определения химического состава топлива и масел / Е.М. Хейфец, 1950.
5. <http://prom-ecologi.ru>
6. <http://www.live-ecology.ru>

Гидроочистка прямогонной дизельной фракции

А.С. Косова¹

МБОУСОШ № 144

*Научные руководители: Е.Р. Молчанова, Р.А. Ваганов
Сибирский федеральный университет*

Моторные топлива – бензин, керосин, дизельное топливо – в основном получают в процессе переработки нефти. В зависимости от состава нефти и способа ее переработки качество моторных топлив не всегда соответствует требованиям ГОСТа на товарную продукцию.

В настоящее время в России установлены более жесткие нормы по содержанию в топливах сероорганических соединений. Сероорганические соединения при сгорании образуют сернистый и серный ангидриды, которые накапливаются в атмосфере и могут приводить к сернокислотным дождям. Экологическая ситуация в мире и в России на сегодняшний день такова, что просто необходимо минимизировать содержание сероорганических соединений в дизельном топливе [1]. Сернистые соединения взаимодействуют также с металлическими катализаторами, что приводит к их отравлению или дезактивации.

Гидроочистка топлив – один из важнейших процессов нефтепереработки, позволяющий снизить содержание в них вредных примесей. Цель гидроочистки – улучшение качества продукта или фракции за счет удаления нежелательных примесей, таких как сера, азот, кислород, смолистые соединения, непредельные углеводороды. Современный нефтеперерабатывающий завод обязательно имеет установки гидроочистки прямогонных дистиллятных фракций – бензина, керосина, дизельного топлива – что объясняется наличием доступного водородсодержащего газа, получаемого в процессе каталитического риформинга.

В результате гидроочистки повышается термическая стабильность, снижается коррозионная агрессивность топлив, уменьшается образование осадка при хранении, улучшаются цвет и запах топлива [3-5].

Реакции каталитического гидрогенолиза сероорганических соединений, лежащие в основе процесса гидроочистки нефтепродуктов, изучены довольно подробно [2]. Меркаптаны, сульфиды и дисульфиды легко гидрируются в соответствующие углеводороды уже при сравнительно мягких условиях. В зависимости от строения сернистых соединений глубина их гидрогенолиза различна. Скорость обессеривания уменьшается с увеличением молекулярной массы. Основными серосодержащими соединениями

¹ © Косова А.С., 2015.

являются меркаптаны, сульфиды и дисульфиды, которые при взаимодействии с водородом образуют соответствующие органические соединения и сероводород. При гидрогенолизе азотсодержащих соединений образуются соответствующие органические вещества и аммиак. В реакциях гидрирования кислородсодержащих соединений образуется соответствующее органическое вещество и вода.

Целью данной работы является снижение содержания серы в прямогонной дизельной фракции, полученной разгонкой малосернистой нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения, путем гидроочистки на разработанной лабораторной установке.

Основные задачи:

- Определение содержания серы в исходной прямогонной дизельной фракции;
- Проведение лабораторного эксперимента по гидрообессериванию;
- Определение содержания серы в дизельной фракции после гидрообессеривания.

Определение содержания серы в исходной и гидроочищенной дизельной фракции производилось методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии на автоматическом рентгенофлуоресцентном энергодисперсионном спектрометре MiniPAL-Sulfur [6]. Сущность метода состоит в том, что испытуемый образец помещают в пучок лучей, испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряют характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают полученный сигнал счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов. Исходя из известного содержания серы в имеющемся дизельном топливе, в качестве стандартного использовался образец с содержанием серы от 50 до 150 ppm. Концентрация серы в исходном образце рассчитывалась автоматически по калибровочной кривой и составила 88,349 ppm.

Процесс гидроочистки прямогонной дизельной фракции осуществляется с использованием разработанной лабораторной установки гидроочистки, включающей в себя колбу для производства водорода и колбу-реактор с дизельной фракцией.

В колбу реактор загружается 150 мл дизельной фракции и помещается катализатор. Так как применение дорогостоящих катализаторов, используемых в процессе гидроочистки дизельного топлива, не представляется возможным в лабораторных условиях, мы использовали в качестве катализатора порошок алюминия, обладающий кислотными центрами, которые способствуют протеканию процесса гидрирования сернистых соединений.

В колбу для производства водорода помещается металлический цинк, к которому добавляется соляная кислота. По реакции (1) выделяется водород.



Колба для производства водорода герметично закрывается пробкой со стеклянным капилляром. Герметичность соединений достигается путем использования специальных смазок и притирки пробки к горлышку колбы. Капилляр колбы для производства водорода связан с таким же капилляром, вставленным в колбу-реактор, посредством резинового шланга. Капилляр в колбе для производства водорода погружен в колбу на 3 см.

В колбе-реакторе используется пробка с двумя отверстиями, в одно вставлен капилляр, который погружен под слой дизельного топлива и не достает до дна колбы-ректора 0,5 см, а другое используется как связь с атмосферой.

Эксперимент начинается с нагрева колбы-реактора на сухом горючем. Нагрев ведется до появления первых паров в колбе-реакторе. Затем в колбу-реактор подается водород из колбы для производства водорода. Процесс гидроочистки ведется 60 мин. Для поддержания температуры, необходимой для гидрирования, после истечения 30 мин колбу-реактор подогревают сухим горючим в течение 3 мин. После окончания процесса колбу-реактор плотно закрывают пробкой и охлаждают до температуры окружающей среды, и затем измеряют содержание серы. В гидроочищенной дизельной фракции содержание серы составляет 86,078 ppm.

Наряду с определением содержания серы в исходной и гидроочищенной дизельной фракции производилось определение содержания хлора и цинка. Необходимость в этом определяется получением водорода по реакции (1), так как в ходе реакции в колбе для производства водорода происходит унос атомов цинка и хлора образующимся водородом, что приводит к увеличению содержания этих элементов в гидроочищенной дизельной фракции. Содержание хлора увеличилось с 36,640 ppm до 72,196 ppm, а содержание цинка увеличилось с 10,388 ppm до 33,519 ppm.

В результате проведения процесса гидроочистки прямогонной дизельной фракции, полученной из малосернистой нефти Юрубчено-Тохомского месторождения, на лабораторной установке зарегистрировано снижение содержания серы в дизельном топливе с 88,349 ppm до 86,078 ppm. Это объясняется протеканием реакций гидрирования меркаптанов, сульфидов и дисульфидов, а также их адсорбцией на алюминиевом катализаторе. Таким образом, несмотря на отсутствие дорогостоящих катализаторов и источника чистого водорода, результаты проведенных экспериментов указывают на высокую селективность реакций гидрирования серосодержащих соединений нефтяных фракций с целью улучшения их экологических характеристик.

Список литературы

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – 669 с.

2. Черножуков Н.И. Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов. – М.: Химия, 1978. – 423 с.
3. Магарил Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти. – М.: Химия, 1976. – 311 с.
4. Аспель Н.Б., Демкина Г.Г. Гидроочистка моторных топлив. – М.: Химия, 1977.- 158 с.
5. Танатаров М.А., Ахметшина М.Н. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти.- М.: Химия, 1987. – 351 с.
6. ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии. – Введ. 9.10.2002 г. – М.: Госстандарт, 2003. – 7 с.

УДК 54.06

**Сравнительная характеристика показателей
экологичности автомобильных бензинов,
полученных с использованием перспективных
октаноповышающих присадок**

Н.В. Грунин, Д.А. Грекова¹

Руководитель: Е.С. Белоцерковская

*Научный руководитель: старший преподаватель, аспирант С.С. Косицына
г. Красноярск, МАОУ Лицей №7*

Объект исследования: Антидетонационные присадки

Цель работы: Выявить влияние антидетонационных добавок на изменение физико-химических и эксплуатационных свойств прямогонной бензиновой фракции при помощи капиллярной газовой хроматографии.

Актуальность: В настоящее время в России все больше ужесточаются требования к автомобильным топливам. Например, с 1 января 2009 года весь бензин и дизтопливо, производимые российскими НПЗ, должны соответствовать требованиям экологического стандарта «Евро-3», с 2010 года – «Евро-4», а с 1 января 2013 года – «Евро-5». Такая ситуация привела к тому, что основной объем бензинов выпускается за счет смешения компонентов вторичных процессов переработки нефти, преимущественно риформинга, каталитического крекинга, изомеризации и алкилирования, а также применения так называемых антидетонационных добавок, которые повышают октановое число, т.е. снижают детонацию топлива. Детонация приводит к быстрому износу и поломкам деталей двигателя, высокому

¹ © Грунин Н.В., Грекова Д.А., 2015.

уровню шума и неполному сгоранию топлива, а также к снижению КПД двигателя и его ресурса. Бензин, получаемый непосредственно из нефти простой перегонкой, имеет низкое октановое число, поэтому достижения нужных показателей октанового числа становится необходимым. Сейчас очень много информации об отрицательном действии этих присадок на токсичность выхлопных газов автомобилей. Например, многочисленные случаи коррозии резервуаров и утечки бензина при подземном хранении (штат Калифорния, США) привели к попаданию метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ) в питьевую воду в концентрациях, делающих её непригодной для употребления (термин «Калифорнийский вкус»). Также в литературе имеются сообщения о том, что в присутствии МТБЭ и других оксигенатов (этанол, ЭТБЭ и др.) увеличиваются выбросы оксидов азота и альдегидов – основных образующих смог веществ.

В качестве основного метода исследования была выбрана газовая хроматография, так как она позволяет не только узнать индивидуальный и групповой состав бензина, но получить данные о содержании в нем кислородсодержащих соединений и кислорода суммарно, данные о расчетном октановом числе, примерном фракционном составе и пр.

Сущность метода газовой хроматографии заключается в разделении углеводородов бензина на капиллярной колонке с последующей регистрацией этих углеводородов пламенно-ионизационным детектором и автоматизированной обработкой этой информации с помощью программного обеспечения.

В ходе выполнения работы были сделаны следующие выводы:

- физико-химические характеристики бензиновой фракции нефти («прямогонный бензин») без добавок имеют минимальные показатели качества;
- физико-химические свойства бензиновой фракции после введения конкретных антидетонационных добавок (метил-трет-бутиловый эфир, изопропиловый спирт, изооктан, толуол) повышаются по отдельным показателям в разной степени;
- сравнительная характеристика свойств бензиновой фракции нефти («прямогонный бензин»), оформленная в виде таблицы, отражающей физико-химические характеристики бензиновой фракции нефти до и после введения антидетонационных добавок, позволяет найти лучшие варианты использования присадок для решения конкретных задач;
- бензин с добавкой изооктана – самый стабильный при хранении, при использовании такого бензина образование смолы и нагара в двигателе будет минимальным.

Новизна предложений: Продолжить работу по исследованию влияния присадок на физико-химические характеристики бензиновой фракции,

используя органические вещества класса алканов и вещества растительно-го происхождения.

В результате оценки экспериментальных данных была составлена сравнительная характеристика исследуемых проб бензинов с различными октаноповышающими присадками по следующим показателям:

Коррозионное действие на детали двигателя.

Испытания показали, что минимальное коррозионное воздействие на аппаратуру двигателя среди исследованных проб будет оказывать бензин, содержащий присадку МТБЭ, а максимальное – бензин, содержащий толуол в качестве присадки, так как содержание соединений серы в образце № 2 минимально, а в образце № 5 – максимально.

Отложение нагара в камере сгорания и смолистые отложения на деталях системы питания и химическая стабильность при длительном хранении и транспортировке.

Химическая стабильность топлива при хранении и способность его к смоло- и нагарообразованию зависят от содержания в нем непредельных соединений и соединений, содержащих атомы кислорода. Исходя из этого были сделаны следующие выводы.

Так как содержание олефинов в бензине с добавкой изооктана минимально, то этот бензин дольше всех прочих сохранит свои свойства неизменными при хранении. При использовании такого бензина образование смолы и нагара в двигателе будет минимальным. Напротив, использование топлива с толуолом в качестве присадки будет чревато коррозией топливной аппаратуры. При этом в образце с добавлением изооктана наименьшее показание содержания олефинов в сочетании с долей кислорода, равной нулю, и оксигенатами, равными нулю, образование смолистых веществ будет минимальным.

Токсичность до сгорания и минимальное образование продуктов высокой токсичности после сгорания.

Результаты хроматографического исследования показали, что все полученные бензины по показателю содержания бензола примерно равны, значит, уровень их токсичности будет примерно одинаков.

Список литературы

1. Браткова А.А. Теоретические основы химмотологии. – М.: Химия, 1985.
2. Гуреев А.А. Производство высокооктановых бензинов / Гуреев А.А., Жоров Ю.М., Смидович Е. В. – М.: Химия, 1981.
3. Папок К.К., Семенидо Е.Г. Моторные, реактивные и ракетные топлива – М.: Издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962 <http://chem21.info/page/065207107217221075012128174145194003175239113010/>

4. Еременко Н.К. Основные изменения моторного топлива //Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2013. Вып. 5(99).
5. ГОСТ Р 51105
6. ГОСТ Р 51866

УДК 621

Рациональное использование устаревших компьютерных блоков: лазер

В.Г. Рыбачук, А.А. Нерода¹

*Руководители: И.П. Нерода, учитель физики
А.И. Смахтин, педагог дополнительного образования
Научный руководитель: канд. пед. наук, доцент И.А. Дроздова
МБОУ «СШ № 16», Красноярский край, г. Ачинск*

На сегодняшний день мы не можем представить себе жизнь без компьютеров и другой электронной техники. Количество электроники увеличивается с каждым годом. Современные персональные компьютеры – надежные устройства, моральное старение которых наступает значительно раньше физического износа.

Возникает противоречие: компьютер работоспособен, но безнадежно устарел. Что делать с устаревшей техникой? Сколько такой устаревшей оргтехники находится в подвалах, гаражах и подсобках! И выбросить жалко, и пользы никакой. Утилизация компьютеров происходит довольно просто – либо компьютер попадает на свалку, либо разбирается на части и лом. Можно попробовать сдать его начинку на драгметаллы, но выручка от этой операции будет столь ничтожна, что занятие становится бессмысленным. С другой стороны, при небольших затратах на их базе можно собрать различные устройства с гораздо меньшими усилиями, чем при проектировании их на базе логических элементов или микроконтроллеров. На сегодняшний день проблема ресурсосбережения очень актуальна и решается на уровне Правительства Российской Федерации [1].

У многих есть устаревший или сломанный системный блок, использовать который по назначению уже не удастся по тем или иным причинам. В прошлом году мы рассмотрели способы использования различных частей устаревшего компьютера и сконструировали выпрямитель из системного блока. В этом году решили работать по данной теме дальше и найти применение лазеру из устройства для чтения дисков.

¹ © Рыбачук В.Г., Нерода А.А., 2015.

Приступая к исследованию, выдвинули **гипотезу**: если из устройства для чтения дисков можно создать лазер, то его можно использовать для проведения экспериментов на занятиях по физике.

Поставили **цель**: сконструировать лазер из устройства для чтения дисков компьютера.

В соответствии с целью определили **задачи исследования**:

- 1) изучить литературу о лазерах;
- 2) изготовить лазер из устройства для чтения дисков компьютера;
- 3) определить длину волны самодельного лазера;
- 4) с помощью самодельного лазера определить постоянную Планка.

Объект исследования: лазер из устройства для чтения дисков.

Предмет исследования: способы использования самодельного лазера при проведении опытов на уроках физики.

Методы исследования: анализ, синтез, описание, эксперимент.

Методики: определение длины волны с помощью дифракционной решетки, определение постоянной Планка с помощью лазера.

Таблица 1

История изобретения лазеров

Год	Ученые	Открытия
1916	А.Эйнштейн	Предсказывает существование явления вынужденного излучения – физической основы работы любого лазера
1928	Р. Ладенбург, Г. Копферманн	Экспериментальное подтверждение существования вынужденного излучения
1940	В. Фабрикант, Ф. Бутаева	Предсказана возможность использования вынужденного излучения среды с инверсией населённости для усиления электромагнитного излучения
1950	А. Кастлер	Предлагает метод оптической накачки среды для создания в ней инверсной населённости
1952	Броссель, Кастлер, Винтер	Реализован на практике метод оптической накачки среды для создания в ней инверсной населённости
1954	Ч.Таунс, Н.Г.Басов, А.М Прохоров	Первый микроволновой генератор – лазер на аммиаке
1960	Т. Мейман	Продемонстрировал работу первого оптического квантового генератора – лазера
1960	А. Джаван, У. Беннет, Д. Хэрриот	Создан гелий-неоновый лазер, излучающий в непрерывном режиме
1963	Ж. Алфёров, Г. Кремер	Разработали теорию полупроводниковых гетероструктур, на основе которых были созданы многие лазеры

Лазер или оптический квантовый генератор – это устройство, преобразующее энергию накачки (световую, электрическую, тепловую, химиче-

скую и др.) в энергию когерентного, монохроматического, поляризованного и узконаправленного потока излучения [5].

На основе источников [3, 8] изучили принцип работы лазеров и составили обобщающую таблицу, где приведены значащие даты, связанные с историей создания лазеров.

В источнике [4] приведены особенности лазерного излучения: узконаправленность, монохроматичность, значительная выходная мощность, когерентность.

В литературе [9] приведены наиболее важные области применения лазерной техники: промышленность, информационные технологии, медицина, химия и военное дело.

В зависимости от способа обработки материала выделяют несколько видов лазеров [10]: твердотельные, жидкостные, газовые, полупроводниковые.

Проведя обзор литературы, выяснили, что изобретение лазера стоит в одном ряду с наиболее выдающимися достижениями науки и техники XX века. Лазеры уже успели завоевать прочные позиции во многих отраслях народного хозяйства.

Создание лазера из дисковода

Лазер из дисковода отличается от дешевых китайских указок тем, что обладает большей мощностью. Для изготовления нужны cd-или dvd-привод. Разбираем резак, вытаскиваем оптическую часть. Достаем лазер.

Используя источники [2] и [4] сконструировали два лазера своими руками.

Разобрали первый устаревший компьютер. Извлекли лазер. Собрали схему № 1 (рис.1). Припаиваем к лазеру небольшой неполярный конденсатор на 0,1мкФ и полярный на 2200мкФ. Присоединяем микросхему LM317 и резистор 6 Ом. Лазер не светил. Возникло две версии – или собрали схему неправильно, или лазер нерабочий. Но из источников Интернета узнали, что не каждый лазер светит, в cd-приводах инфракрасные лазеры, излучение которых человеческий глаз не воспринимает.

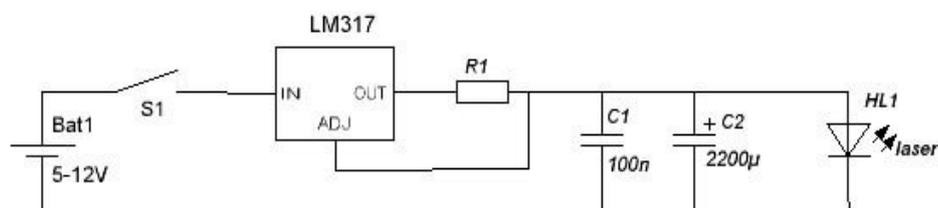


Рис. 1. Схема № 1

Разобрали другие более современные компьютеры, достали два лазера cd и dvd. Подключили по той же схеме. Выбрали тот, который светил. В ис-

точниках [2] и [4] говорится о том, что лазер должен быть такой мощности, что должен зажигать спичку, но у нас этого сделать не получалось.

Поэтому продолжили эксперимент – собрали лазер по схеме № 2 (рис.2). Данная схема отличается тем, что нет микросхемы. Во втором случае лазер получился более мощный и мог резать изоленту.

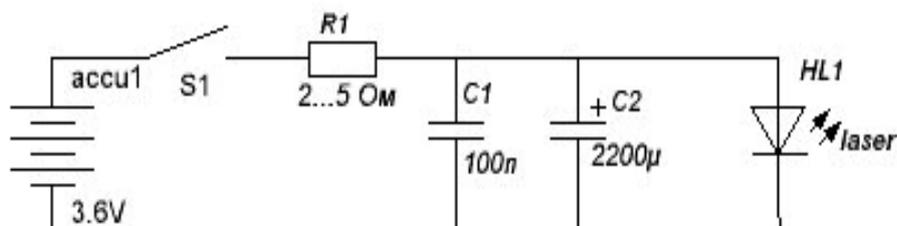


Рис. 2. Схема № 2

Луч у самодельных лазеров получается не совсем узконаправленный, нужна линза для регулировки фокусного расстояния. Мы использовали линзу из того же привода.

Подключить лазер можно к выпрямителю или батарейке.

Основные технические данные лазеров:

Напряжение – 5-10 V

Сила тока – 200 мА

Экономическая составляющая: стоимость лазера № 1 – 60 руб., лазера № 2 – 30 руб.

Определение длины волны лазера с помощью дифракционной решетки

По методике, описанной в литературе [6, с. 356], определили длину волны лазера № 2

по формуле:

$$\lambda = \frac{db}{ka} \tag{1}$$

Результаты измерений приведены в таблице.

Таблица 2

Результаты измерения длины волны

a, м	d, 10 ⁻⁵ м	Порядок спектра, k	b1, 10 ⁻² м	b2, 10 ⁻² м	bcp, 10 ⁻² м	λ, 10 ⁻⁷ м	λ ср, 10 ⁻⁷ м
0,24	1,0	1	1.7	1.8	1.75	7.29	6,9
0,24	1,0	2	3.6	3.3	3.45	7.19	
0,24	0.67	1	2.4	2.3	2.35	6.56	
0,24	0.67	2	4.8	4.7	4.75	6.63	

Рассчитали абсолютную погрешность измерения длины волны по формуле:

$$\Delta\lambda = t(n) \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_{cp} - \lambda)^2}{n(n-1)}}, \quad (2)$$

где n -число измерений, $t(n)$ -соответствующий коэффициент.

Абсолютная погрешность измерения длины волны $\Delta\lambda = 0,6 \cdot 10^{-7}$ м;

Относительная погрешность длины волны $\varepsilon = 8,7$ %;

Длина волны лазера: $\lambda = (6,9 \pm 0,6) \cdot 10^{-7}$ м.

Измерение постоянной Планка с использованием лазера

Присоединили лазер к источнику питания. Плавно повышали напряжение. И с помощью вольтметра измеряли напряжение, при котором становится видимым пятно от луча [7]. Зная напряжение, при котором лазер начинает излучать световые кванты и частоту излучаемого прибором света, определили постоянную Планка.

Напряжение при котором начинает излучать лазер $U = 1,5$ В

Используя результаты предыдущих опытов, рассчитали частоту света по формуле:

$$\nu = c / \lambda_{cp} \quad (3)$$

$$\nu = 0,44 \cdot 10^{15} \text{ Гц.}$$

Рассчитали постоянную Планка по формуле:

$$h = eU / \nu \quad (4)$$

$$h = 5,45 \cdot 10^{-34} \text{ Дж} \cdot \text{с.}$$

Сравнив полученное значение с табличными данными, рассчитали относительную погрешность измерения постоянной Планка: $\varepsilon = 18$ %.

На точность определения постоянной Планка в нашей работе влияют такие физические величины, как погрешность измерения длины волны и U напряжения включения лазера.

В ходе выполнения работы были получены следующие результаты:

1. Выяснили особенности лазерного излучения: узконаправленность, монохроматичность, значительная выходная мощность, когерентность. Изучены принципы работы лазеров.
2. Лазеры могут быть разных видов: твердотельные, жидкостные, полупроводниковые, газовые.
3. В современном мире лазеры используются в промышленности, медицине, информационных технологиях, химии, военном деле. Постоянное совершенствование конструкции современных

лазеров приводит к неуклонному расширению областей их применения.

4. Цель работы достигнута: сконструировали лазер из привода устаревшего компьютера.
5. Гипотеза, поставленная в начале исследования, подтвердилась, можно сделать лазер из устаревшего компьютера. Использовать самодельный лазер можно на уроках физики для демонстрации дифракции, определения длины волны монохроматического света при помощи дифракционной решетки, для определения постоянной Планка.
6. В нашей школе много списанных устаревших компьютеров, поэтому решили собрать 15 лазеров по схеме № 1 (она более безопасная), для того чтобы ученики могли их использовать для индивидуальной работы на уроке. Сейчас у учителя один лазер и опыты демонстрируются только у доски на экране.
7. Лазер, собранный по схеме № 2, можно брать с собой в поход, если отсырели спички, можно использовать его для разжигания костра.
8. В дальнейшем планируем продолжать работать по данной теме и выявить способы использования неодимовых магнитов из жесткого диска компьютера.

Список литературы

1. Закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261–ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Как мы делали лазер из DVD-RW привода [Электронный ресурс]. URL: <http://habrahabr.ru/company/gtv/blog/> (дата обращения: 07.11.2014).
3. Лазер – Википедия [Электронный ресурс]. URL: ru.wikipedia.org/wiki/Лазер (дата обращения: 07.11.2014).
4. Лазер из cd dvd привода своими руками [Электронный ресурс]. URL: <http://radiostroi.ru/index.php/novichk/11-sborkustr/178--cd-dvd-.html> (дата обращения: 07.11.2014).
5. Тарасов Л.В. Лазеры: Действительность и надежды. М.: Наука, 1985.
6. Мякишев Г.Я. Физика: учеб. для 11 кл. общеобраз. учр. / Г.Я. Мякишев, Б.Б. Буховцев, Н.Н. Сотский. – М.: Просвещение, 2006. – 366 с.
7. Постоянная Планка [Электронный ресурс]. URL: vevivi.ru/best (дата обращения: 27.11.2014).
8. Принципы работы лазера [Электронный ресурс]. URL: galaxy797.net/htech/nano/2/5.htm (дата обращения: 17.11.2014).

9. Применение лазера – Referat.ru – каталог рефератов, курсовых [Электронный ресурс]. URL: referat.ru/referat (дата обращения: 17.11.2014).

10. Основные виды лазеров – «Лазер сервис»[Электронный ресурс]. URL: kv-laser.ru (дата обращения: 07.12.2014).

УДК 625.8:622.7

**Использование нефтешламов
в качестве вторичных материальных ресурсов:
изготовление композиционного материала
на основу дорожных покрытий**

Б.Н. Жайлыбаева¹

*Научный руководитель: учитель химии А.Б. Мурзабеков
Филиал «Назарбаев Интеллектуальная школа»
химико-биологического направления г. Атырау*

Актуальность: В технологических процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа образуется значительное количество отходов нефтегазовой промышленности, которые представляют собой агрессивные образования, техногенное обезвреживание которых до настоящего времени не получило комплексного решения. Утилитарный подход, например, сжигание, биоразложение или захоронение нефтяных отходов предполагает одновременно физическое уничтожение полезного продукта, содержащегося в виде органических и неорганических составляющих.

Это означает, что проблему обеспечения комплексности и экологической безопасности при утилизации отходов нефтегазовой промышленности дополнительным извлечением минерального сырья следует рассматривать в аспекте приоритетов развития и создания критических технологий XXI века. При этом решаются три главные задачи:

- Комплексность утилизационного подхода, предполагающая создание безотходных производственных процессов с замкнутым или обратным технологическим циклом;
- Обеспечение экологической безопасности, предусматривающей перевод всех составляющих отходов нефтегазовой промышленности в экологически безопасные или инертные вещества;
- Дополнительное извлечение минерального сырья, предполагающее расширение минерально-сырьевой базы за счет трансформа-

¹ © Жайлыбаева Б.Н., 2015.

ции отходов нефтегазовой промышленности в полезный товарный продукт.

Разработка такого комплексного подхода к утилизации отходов для обеспечения экологической безопасности нефтегазодобывающих процессов и дополнительного извлечения минерального сырья является актуальной проблемой.

Целью научного проекта является научное обоснование принципов комплексной утилизации отходов нефтегазовой промышленности для обеспечения экологической безопасности и дополнительного извлечения минерального сырья.

В качестве **объекта исследования** служат отходы нефтегазовой промышленности Атырауской области.

Поставленные задачи:

- использовать отходы нефтяной промышленности в качестве вторичных материальных ресурсов;
- чтобы проект был экономически и экологически выгодным, использовать часто встречающиеся сырьевые материалы Атырауской области.

Гипотеза: Нефтяные и буровые отходы можно использовать как композиционный материал для дорожных покрытий.

Новизна исследования: Изготовление композиционного материала на основе нефтяных и буровых отходов Атырауской области для дорожного покрытия.

Место проведения эксперимента: Научная лаборатория Атырауского института нефти и газа и Назарбаев Интеллектуальная школа химико-биологического направления г. Атырау.

Для нефтедобывающих предприятий Атырауской области актуальной проблемой является утилизация шламов и решение экологических вопросов, связанных с загрязнением окружающей среды.

Нефтяная промышленность по степени отрицательного воздействия на окружающую природную среду занимает одно из первых мест среди отраслей области. Потери нефти, содержащейся в отходах, составляют ориентировочно 3 % от ее годовой добычи. Однако приоритетность проблемы определяется не только значительными убытками, но и негативным воздействием нефтеотходов практически на все компоненты природной среды. В результате их воздействия происходит существенное изменение природного состояния геоэкологической обстановки, снижение естественной защищенности подземных вод, активация геохимических и геомеханических процессов, смена естественного микробиоценоза. Угрожающий рост накапливаемых ежегодно опасных нефтешламов при отсутствии необходимых масштабов их утилизации и переработки приводит к изъятию земельных ресурсов на длительные сроки.

Шламы представляют собой уникальный техногенный продукт, особенность которого – технологическая пригодность к производству строительных материалов широкой номенклатуры общестроительного и специального назначения. Химико-минералогический состав нефтешламов в рамках одного месторождения имеет постоянную стабильность, так как процесс нефтеперегонки и сбора состоит из аналогичных по назначению и принципу действия операций.

Разработка технологии повторного использования нефтешламов позволяет решить ещё одну глобальную проблему нефтяной промышленности – это утилизация опасных производственных отходов.

В данном научном проекте рассматривается способ утилизации и обезвреживания отходов нефтяной промышленности и использование их в качестве вторичного материального сырья, а также применение его для изготовления композиционного материала для основы дорожных покрытий.

Твердые примеси, присутствующие в перерабатываемых и вспомогательных материалах на заводах химической, нефтеперерабатывающей, нефтехимической промышленности, нефтеналивных и нефтеперекачивающих станциях, приводят к образованию такого распространенного вида отходов, как шламы.

Буровой шлам – измельченная выбуренная порода, загрязненная остатками бурового раствора.

Нефтешламы состоят из трех ярко выраженных фракций: водной, нефтяной и твердой. Кроме того, они существенно различаются по своему составу и свойствам в зависимости от качества и состава исходной сырой нефти.

Утилизация отходов нефтедобычи по сравнению с их размещением в накопителях снижает удельный ущерб окружающей среде в 64 раза, а по сравнению с размещением на полигонах – в 41,7 раза.

При всём многообразии технологий и способов утилизации такого рода отходов существует два принципиально разных направления: а) способы утилизации без предварительного выделения полезных компонентов; б) способы, основанные на использовании отходов как ресурсного потенциала (вторичного сырья) и позволяющие получить ценные нефтепродукты и другие компоненты. В этом случае остаток после извлечения нефтепродуктов рассматривают как условно экологически безвредный, который может быть безопасно использован. Для дальнейшего использования в качестве строительного материала были изготовлены композиционные материалы на основе отходов нефтяной промышленности.

Композитный материал, также называемый композиционный материал или композит, – это искусственно созданный неоднородный сплошной материал, состоящий из двух или более компонентов, различных по

физическим и химическим свойствам, которые остаются отдельными на макроскопическом уровне в финишной структуре.

Для определения некоторых физико-химических характеристик (плотность, набухание и водонасыщение) композиционных материалов применялись разные методы исследования. Также из полученных результатов были сделаны расчетные обработки результатов испытания.

При приготовлении композиционных материалов вместе с отходами нефтяной промышленности в качестве добавки были добавлены легко доступные природные материалы (песок, известняк, цемент), которые чаще всего встречается в Атырауской области.

После изучения работ зарубежных и отечественных ученых нами был приготовлен новый материал, не имеющий аналогов. Отличие нашего материала в том, что он очень крепок и не подвергается набуханию в течение долгих лет.

Опираясь на теоретическую возможность получения крепкого композиционного материала, проводились ряд анализов нами приготовленных композиционных материалов.

Для получения высококачественного прочного композиционного материала для основы дорожных покрытий нефтяные шламы были перемешаны в разных соотношениях с разными видами экономически доступных сырьевых материалов Атырауской области.

Были приготовлены 6 образцов композиционных материалов при разных соотношениях.

Образец 1. Состав композиционного материала: 25 % буровой шлам, 45 % нефтяной шлам, 15 % песок, 10 % мел, 5 % цемент.

Образец 2. Состав композиционного материала: 45 % буровой шлам, 25 % нефтяной шлам, 10 % песок, 10 % мел, 10 % цемент.

Образец 3. Состав композиционного материала: 35 % буровой шлам, 30 % нефтяной шлам, 8 % песок, 15 % мел, 12 % цемент.

Образец 4. Состав композиционного материала: 35 % буровой шлам, 20 % нефтяной шлам, 12 % песок, 10 % мел, 8 % цемент.

Образец 5. Состав композиционного материала: 50 % буровой шлам, 15 % нефтяной шлам, 10 % песок, 10 % мел, 10 % цемент.

Образец 6. Состав композиционного материала: 45 % буровой шлам, 10 % нефтяной шлам, 15 % песок, 10 % мел, 15 % цемент.

Таблица 1

Физико-химические показатели для композиционных материалов

Составы смесей, масс ч.				Средняя плотность ρ_m , г/см ³	Водонасыщение W, %	Набухание А
Обработанный песок	БШ	Мел	Цемент			
Требование ГОСТ 30491-97				-	Не больше 12	-

**Средние физико-химические характеристики
приготовленных композиционных материалов**

Образцы	Средняя плотность ρ_m , г/см ³	Водонасыщение W, %	Набухание A
1	-2854,00	-13,3	Не происходит набухание (-14,3)
2	53,72	6,5	Не происходит набухание (-2,6)
3	77,09	7,69	4,5
4	56,71	7,14	Не происходит набухание (-4)
5	56,70	10,09	1,33
6	27,88	4	Не происходит набухание (-18,5)

Ученые разных стран предлагают использовать нефтяной и буровой шлам в разных отраслях народного хозяйства. Но наша задача и цель заключалась в том, чтобы в лабораторных условиях получить высокопрочный материал на основу дорожных покрытий.

Для применения в дорожных конструкциях КМ на основе нефтяных отходов должна обладать достаточно высокими и стабильными физико-механическими показателями, соответствовать экологическим и технико-экономическим требованиям.

Увеличение объема использования таких техногенных продуктов, имеющих удовлетворительные технологические характеристики и низкую себестоимость, для нужд строительной индустрии не только создаст значительный резерв местных минеральных и энергетических ресурсов, но и снизит нагрузку на окружающую среду.

Однако проведенные исследования по использованию нефтешламов в конструкциях дорожных одежд – это только начало той большой исследовательской и практической работы, которую мы осуществляем. Вместе с тем имеются вопросы технического, технологического и организационного порядка, решение которых позволит использовать нефтяные шламы в промышленном масштабе.

Список литературы

1. Турсумуратов М. Т., Бекбулатов Ш. Х. Использование шламов в дорожном строительстве // ҚРҰИА хабаршысы = Вестник НИА РК – 2010. – № 1. – С. 108 – 115.
2. Владимиров В. С., Корсун Д. С., Карпухин И. А., Мойзис С. Е. Переработка и утилизация нефтешламов резервуарного типа // <http://www.smb-support.org/bp/arhiv/4/tech.htm>.

3. Джавадов Н.Ф. Методы и техника очистки и утилизации отходов бурения /Н.Ф. Джавадов // Азербайджанское нефтяное хозяйство.-2003.- №6.- С. 53-58.

4. Карпинос Д. М. Композиционные материалы. Справочник. – Киев, Наукова думка, 1985. – 588 с.

УДК 631.45

Экологическое состояние почв в садовых обществах города Ачинска

В.А. Герман¹

*Научный руководитель: учитель биологии А.М. Изотова
МБОУ «СШ № 16» г. Ачинск*

2013 год в России был объявлен Годом окружающей среды. Для Ачинска это особенно актуально. Индекс уровня загрязнения атмосферы в городе очень высокий, и по нему Ачинск стабильно входит в число самых грязных городов России, занимая 4, 8, 53 место [1].

Директор природоохранной программы «Зеленый патруль» Роман Пукалов в своем выступлении сказал: «Если говорить об Ачинске, то это также болевая экологическая точка Красноярского края, и причины опять-таки в деятельности предприятия РУСАЛА – Ачинского глиноземного комбината». От деятельности АГК ежегодно в Ачинске оседает 36 тысяч тонн пыли. Экологи подсчитали, что в год АГК «производит» по 563 кг загрязняющих веществ на каждого жителя города. Если прибавить к этому ещё и автомобильные выхлопы, то получается, что ачинский воздух, после красноярского и норильского, самый грязный в Красноярском крае [3].

В наше современное время, когда воздух, вода и земля загрязнены продуктами жизнедеятельности человека и экологическая обстановка, несмотря на все усилия человечества, продолжает ухудшаться, люди все больше и больше начинают задумываться о своем здоровье. Одним из способов сохранения здоровья является здоровое питание. Для этого необходимо вырастить продукты в экологически чистой обстановке.

Возникает **противоречие**. Большинство из нас убеждены, что овощи, зелень, ягоды и плоды, выращенные в своем саду, не только самые вкусные, но и самые полезные. Но можно ли считать эти продукты экологически чистыми, учитывая, что наш город стабильно фигурирует во всех списках самых грязных городов России?

¹ © Герман В.А., 2015.

Ачинский глинозёмный комбинат был построен таким образом, что все загрязняющие вещества ветром сносит прямо на город. Большинство садовых участков находится в пределах города Ачинска и на территории Ачинского района на расстоянии не более 15 км от основного загрязнителя окружающей среды – Ачинского глиноземного комбината. Общая зона воздействия источников выбросов, аналогичных АГК, по данным Ю. Е. Саета (1990), достигает первых сотен квадратных километров. Поэтому почва в них не может быть экологически чистой. В автореферате [4] содержится информация о том, что «в почвах превышение над ПДК отмечены для Pb, Mn, V, Cd, Zn, Sr, Cu, Ni.», большинство из которых относятся к тяжелым металлам, способным накапливаться в тканях растений и по схеме: почва – растение – организм животного, попадать в организм человека с пищей.

Гипотеза: степень загрязненности почвы садовых участков зависит от розы ветров.

Цель работы: выявление степени загрязненности почвы садовых участков и ее зависимость от розы ветров.

Задачи:

- 1) выявить, какое воздействие на организм человека оказывают химические вещества;
- 2) составить розу ветров за месяц;
- 3) провести эксперимент по определению уровня загрязнения почвы с помощью метода биотестирования;
- 4) проанализировать полученные результаты и сделать вывод.

Объект исследования: почва.

Предмет исследования: экологическое состояние почвы на выбранных садовых участках.

Методы: метод биотестирования, эксперимент, измерения, наблюдения, анализ, синтез.

Ю.В. Дворецкая отмечает, что выбросы в атмосферу загрязняющих веществ оказывают негативное воздействие на все компоненты окружающей среды, прежде всего на атмосферный воздух и почвы. И делает вывод: «В результате крайне нерационального размещения глиноземного комбината по отношению к г. Ачинску (без учета розы ветров) большая часть пылевых выбросов оседает в пределах города. Уровень концентрации в снеговой пыли В, Ве, Y, F, Sr, Ва, Cr, Cu, Li, Zn и Ni многократно превышают фоновые [4].

В «ГОСТ 17.4.1.02-83 Охрана природы. Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения» приведена табл. 1 [5].

В таблице 1 выделены те химические вещества, концентрация которых превышает предельно допустимую в городе Ачинске (по данным исследования Ю.В. Дворецкой).

По результатам наблюдения можно сделать вывод, что в Ачинске преобладают западные ветры. Учитывая, что АГК расположен на западе по отношению к городу, можно сделать вывод, что большая часть города и расположенных в его черте садовых участков находится в зоне распространения выбросов завода.

Для исследования выбрали садовые участки, расположенные в садовых обществах «Металлург», «Весна», «Каменный ручей», «Щетинкино», «Междуречье», «Мазуль», «Аргинское» и деревня Карловка. По карте Ачинска со спутника в реальном времени определили расстояние до каждого участка. По топографической карте Ачинска определили положение садовых участков относительно Ачинского глиноземного комбината. Сопоставили розу ветров с положением выбранных для исследования объектов и выяснили, сколько раз ветер дул в сторону каждого из них. Все садовые общества расположены таким образом, что ветер сносит вредные вещества в их сторону.

Для определения экологического состояния почв использовали метод биотестирования. Методику нашли в книге под ред. Т.Я. Ашихминой [6, с.168]. Использовали кресс-салат – однолетнее овощное растение, обладающее повышенной чувствительностью к загрязнениям почвы тяжелыми металлами, а также к загрязнению воздуха газообразными выбросами автотранспорта. Этот биоиндикатор отличается быстрым прорастанием семян и почти стопроцентной всхожестью, которая заметно уменьшается в присутствии загрязнителей. Привлекательны также и весьма короткие сроки эксперимента. На большинство вопросов можно получить ответ в течение 10 суток. В зависимости от результатов опыта субстратам присваивают один из четырех уровней загрязнения.

1. Загрязнение отсутствует. Всхожесть семян достигает 90 – 100 %, всходы дружные, проростки крепкие, ровные.

2. Слабое загрязнение. Всхожесть 60 – 90 %. Проростки почти нормальной длины, крепкие, ровные.

3. Среднее загрязнение. Всхожесть 20 – 60 %. Проростки по сравнению с контролем короче и тоньше. Некоторые проростки имеют уродства.

4. Сильное загрязнение. Всхожесть семян очень слабая (менее 20 %). Проростки мелкие и уродливые [6, с. 167].

Исследование проводили в октябре-ноябре 2013 года. Для проведения эксперимента взяли 50 семян сорта «Забава». Всходы появились на второй день после посадки. С этим количеством мы и будем работать. На первом этапе мы проверили семена на всхожесть. Для этого 50 семян прорастили в чашке Петри. Проростки появились у 46 замоченных семян, что составило (всхожесть) 92 %. Это считается нормой. После определения всхожести семян приступила к проведению опыта.

Пробы грунта по 400 мл разложили в одинаковые контейнеры. Посеяли по 50 семян в каждый контейнер. Наблюдения проводили в течение

10 дней, фиксировали количество проросших семян и внешний вид проростков, результаты оформили в таблицу. Проверили всхожесть семян и по полученным результатам определили уровень загрязнения почвы.

Сопоставили полученные результаты с розой ветров и полученные результаты оформили в табл. 2

Таблица 2

Участок	% всхожести	Положение относительно АГК (роза ветров)	Внешний вид ростков	Уровень загрязнения
Металлург	50	ю-юв (11)	Проростки короче и тоньше. Некоторые проростки имеют уродства.	Средний
Каменный ручей	76	ю-юв (11)	Проростки почти нормальной длины, крепкие, ровные	Слабый
Весна	50	Юв (6)	Проростки слабые, мелкие, есть уродливые. Многие погибли	Средний
Щетинкино	62	с-в (12)	Проростки почти нормальной длины, крепкие, ровные	Слабый
Междуречье	52	с-св (7)	Проростки короче и тоньше. Некоторые проростки имеют уродства	Средний
Мазуль	64	с-в (12)	Проростки почти нормальной длины, крепкие, ровные	Слабый
Аргинское	78	в-юв (11)	Всходы дружные, проростки крепкие, ровные	Слабый
Д.Карловка	74	в-юв (11)	Всходы дружные, проростки крепкие, ровные	Слабый

Все исследуемые образцы почв оказались загрязненными в той или иной степени. Радует то, что нет почв с сильной степенью загрязнения. Самые экологически неблагополучные оказались почвы в садовых обществах «Металлург», «Весна», «Междуречье». Расположенный недалеко от «Весны» и «Металлурга» участок в садовом обществе «Каменный ручей» показал слабое загрязнение почвы. В садовом обществе «Металлург» участок расположен недалеко от краевой трассы «Ачинск – Абакан». Садовые общества «Междуречье» и «Щетинкина» расположены рядом, в сторону «Щетинкина» ветер дул 12 раз. Это в два раза больше, чем в «Междуречье», но почвы там оказались слабо загрязненные. Мы не увидели прямой зависимости между направлением ветра и уровнем загрязнения почвы.

Почва – особое природное образование. Она сформировалась в результате длительного исторического процесса в результате преобразования поверхности литосферы живыми и мертвыми организмами. Почва в отли-

чие от атмосферного воздуха обладает способностью аккумулировать попадающие в нее различные загрязнения. Загрязняющие вещества, попадая в почву в избыточном количестве, накапливаются в растениях и попадают в организм человека, нанося вред его здоровью.

Основной загрязнитель воздуха, воды и почвы в городе – АГК. Большинство жителей города проводит лето в городе. Многие из них проводят эти летние дни на дачах, где не только отдыхают, но и выращивают «экологически чистую продукцию» сельского хозяйства. В работе мы предположили, что экологическое состояние почв зависит от положения участка относительно АГК и от розы ветров. Наша гипотеза не подтвердилась. Участки, расположенные примерно на одном расстоянии и направлении от АГК, имеют разный уровень загрязнения почвы.

Список литературы

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2011 году» С. 6, 65, 256. (<http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1392>)

2. Российские дачники выращивают экологически чистый урожай – Правда.Ру загружено 13 июня 2013 – (<http://www.pravda.ru/economics/agriculture/farming/13-06-2013/1160777-selskoehoz-0/>)

3. Российские экологи признали Красноярск, Братск, Ачинск, Дзержинск самыми грязными городами. Опубликовано: 10:24 28.06.2013 – (<http://chelnovosti.ru/ros/9075-89.html>)

4. Дворецкая Ю.Б. Автореф. «Геоэкологическая оценка влияния глиноземного производства на окружающую среду (на примере г.Ачинска)» Красноярск, 2007.

5. Охрана природы. Почвы: Сб. ГОСТов. – М.: Стандартинформ, 2008.

6. Школьный экологический мониторинг: учебно-метод. пособие / Под ред. Т.Я. Ашихминой. – М.: Агар, 2000.

Научное издание

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

Отв. за выпуск Калякина Ольга Петровна

Редактор, корректор Т.Е. Бастрыгина
Компьютерная верстка Е.В. Гревцовой

Подписано в печать 10.08.2015. Печать плоская
Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 21,9
Тираж 500 экз. Заказ № 2370

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru