

Министерство образования и науки Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

МОЛОДАЯ НЕФТЬ

Материалы Всероссийской молодежной научно-технической конференции
нефтегазовой отрасли

Красноярск, 14–16 мая 2016 г.

Электронное издание

Красноярск
СФУ
2016

ISBN 978-5-7638-3521-2

© Сибирский федеральный
университет, 2016

УДК 622.276(082)
ББК 33.3643
М754

Ответственные за выпуск: Безбородов Юрий Николаевич
Чалкин Илья Алексеевич

М754 **Молодая нефть** : материалы Всерос. молодеж. науч.-практ. конф. нефтегазовой отрасли. Красноярск, 14–16 мая 2016 г. / отв. за вып. : Ю. Н. Безбородов, И. А. Чалкин. – Электрон. дан (12,1 Мб). – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. Электрон. опт. диск. (CD-Rom). Систем. требования : PC не ниже класса Pentium I ; 128 Mb Ram; Windows 98/XP/7 ; Adobe Reader v 8.0 и выше. – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-7638-3521-2

Даны материалы, посвященные актуальным проблемам разработки месторождений, добычи и транспортировки нефти и газа.

Представляет интерес для студентов, аспирантов, преподавателей, молодых ученых и практиков, занимающихся вопросами нефтегазовой отрасли.

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

УДК 622.276(082)
ББК 33.3643

© Сибирский федеральный
университет, 2016

Электронное научное издание

Корректурa и компьютерная верстка *А. А. Быковой*

Подписано в свет 01.08.2016. Заказ № 2173
Тиражируется на машиночитаемых носителях

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru

СОДЕРЖАНИЕ

OIL GAS FIELD MACHINERY

Artemova K.S., Bushkina A.V., Bogachev V.V., Lagashkina V.S., Miroshnikov R.S. THE MODELING OF THE DEEP HYDROGEN DEGASATION	10
Degtiarev A.O. ANALYSIS OF ULTRASONIC OIL LEVEL AND INTERFACE LEVEL MEASUREMENT METHOD.....	13
Kiseleva A.A. DEVELOPMENT OF A METHOD OF SMOOTHING DISTURBANCES ARISE IN THE FLOW OF FLUID IN THE PIPELINE.....	16
Lonzinger N.M. THE DESIGN OF FILTERS FOR THE PROTECTION OF SUBMERSIBLE PUMPS OF VANKOR FEILD.....	18
Nefedyeva T.N., Balaganskaya A.G., Ananiev K.M. METHODS OF PREVENTING ARP DEPOSITS USING LOW-VISCOSITY MARINE FUEL AS A SOLVENT FOR HEAVY STILL BOTTOMS	20

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Жамсаранова А.Б., Малыгина В.В. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ .	26
Идрисова Е.К. ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН ОБРАЗОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	31
Ильясов К.С. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАРЫНСКОГО БАСЕЙНА И КЕЛЬПИНСКОГО ОКРАИННОГО ПРОГИБА.....	34
Козиков Д.В., Сапкина А.Б. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ РЕЗЕРВУАРА В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ	39
Назаров Д.В., Колесов В.А., Головин А.А., Локшин Д.А. АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ДАННЫХ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА И ПЛАСТОВЫХ МИКРОСКАНЕРОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ.....	42
Петрусь О.А., Тихонова К.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГЛИНИСТОСТИ ПРИ НАЛИЧИИ В РАЗРЕЗЕ ДИСПЕРСНОЙ И СЛОИСТОЙ ГЛИНИСТОСТИ, А ТАКЖЕ УЧЕТ ВЛИЯНИЯ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ.....	47

ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Воронцов Д.В., Уколова Е.В., Шушпанов И.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАДВИЖЕК НЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	54
Кусаков А.А. ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НИЗКОНАПОРНЫМИ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ	59
Миронов А. Г. РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ	62
Николаев Б.М. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ЗАСЫПКЕ ТРАНШЕЙ И ФУНДАМЕНТОВ МЕРЗЛЫМИ ГРУНТАМИ.....	67
Походяев П.В. УЛУЧШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПАР ТРЕНИЯ «СЕДЛО – ШИБЕР» В УЗЛЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕМ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ШИБЕРНОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ПО ЗАТВОРУ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ	72
Тимченко В.С. СТРУКТУРА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО ТЕРМИНАЛА	75
Фомин Д.А., Антипов А.Е. МОНИТОРИНГ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ	79
Хабаров А.Н. ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН.....	82

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

Дубинов Ю.С. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ПРИВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА РАБОТЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ В СКВАЖИНЕ.....	88
Павлюкевич Д.Г. РАЗРАБОТКА ВРАЩАТЕЛЯ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ МАШИН НА ОСНОВЕ ВАРИАТОРА СКОРОСТИ	93
Погодаева А.Н., Носенко А.А., Мамин Т.Р. АНАЛИЗАТОР УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ СОРБЕНТОВ И УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	96
Радикевич Е.А. МЕТОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ МАТРИЦЫ КООРДИНАТ РАСПОЛОЖЕНИЯ РЕЗЦОВ.....	99
Сапожников А.С. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ ФИЛЬТРОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	104

Сафрончук К.А. ВЫБОР ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ПАРАМЕТРА СОСТОЯНИЯ ТРАНСМИССИИ МЕШАЛКИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПО ЕЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОМУ СИГНАЛУ РАЗЛИЧНОЙ ЧАСТОТЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ.....	108
Черепанов В.С., Кулешова О.В. ПЛАНЕТАРНЫЕ МЕЛЬНИЦЫ ДЛЯ ТОНКОГО ПОМОЛА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	113
Ширшов А.С. МОДЕРНИЗАЦИЯ КЛАПАННОГО УЗЛА ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ.....	117

НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Алешина С.А. РЕАКТОР ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ СОРБИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ МЕТОДОМ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ.....	121
Глубокая А.Н. УНИВЕРСАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИВОДНЫХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ.....	124
Коленчуков О.А. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛА ДЛЯ НАГРЕВА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ.....	126
Колмакова А.И., Колмакова, М.О., Чалкин И.А., Косолапов И.И. НАДЕЖНОСТЬ И МЕТОД ДИНАМИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ УЗЛОВ.....	131
Кундуш В.В. МОДЕРНИЗАЦИЯ АБСОРБЕРА ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ГАЗА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	136
Марактаева Т.А., Погодаева А.Н. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ АНАЛИЗАТОРА УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ.....	140
Морозова В.А., Павелко П.П. ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СНИЖЕНИЕМ ФРЕТТИНГ-УСТАЛОСТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	144
Сиркин Д.И. ИНДУКЦИОННАЯ ПАЙКА ФЛАНЦЕВ ШТУЦЕРОВ СОСУДОВ И АППАРАТОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ.....	148
Соколов В.Д. ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ДВУХФАЗНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА.....	150

НАЗЕМНЫЕ ТРАНСПОРТНЫЕ СРЕДСТВА И КОМПЛЕКСЫ АЭРОДРОМНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ АВИАЦИИ

Кадырбек У.У., Текешова Г.Б., Алымсеитова Ж.К.

АНАЛИЗ ДОРОЖНО-ТРАНСПОРТНЫХ ПРОИСШЕСТВИЙ НА ГОРНЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГАХ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ДОРОЖНОГО ДВИЖЕНИЯ 156

Артёменко В.А., Лысянников А.В., Серебrenикова Ю.Г.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗИМНИХ АВТОДОРОГ И АЭРОДРОМОВ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ 160

Головина Е.А.

АНАЛИЗ ПРОТИВООБЛЕДЕНИТЕЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ..... 165

Игнатович Н.С.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФРАКРАСНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ СО СНЕЖНО-ЛЕДЯНЫМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ НА ДОРОЖНОМ ПОКРЫТИИ 167

НАУЧНЫЕ РАБОТЫ ШКОЛЬНИКОВ

Киселёва А.Е.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ УСТАНОВКИ ГИДРОКРЕКИНГА..... 171

Лузгина А.С.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИРОДНЫХ, ИСКУССТВЕННЫХ И СИНТЕТИЧЕСКИХ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ НЕФТЕПРОДУКТОВ..... 173

Мороз Б., Небесный В.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПОИСКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... 175

Попов И.И., Задолинный Р.И.

БЕСПИЛОТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ 179

Тимченко В.В.

ИЗУЧЕНИЕ И СРАВНЕНИЕ НЕФТЕПОГЛАЩАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СОРБЕНТОВ ПРИ РАЗЛИВАХ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ АКВАТОРИЯХ 184

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Балаганская А.Г., Бурнышева О.А., Нефедьева Т.Н., Ананьев К.М.

ВЛИЯНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА АСПО И МАЗУТА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА СМЕСЕЙ, СОДЕРЖАЩИХ АСПО, ТМС И МАЗУТ..... 191

Горбасенко Т.С.

ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ПОЛИМЕРНО-БИТУМНОЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА РУЛОННЫХ ПОКРЫТИЙ 195

Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПИРОЛИЗА..... 200

Олейник И.Л., Рудко В.А. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВАНАДИЯ В ПРОЦЕССЕ ТЕРМОДЕСТРУКТИВНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО ПОЛУЧАЕМЫХ ПРОДУКТОВ.....	204
Стахив В.И. ОПЫТ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ МАСЕЛ-ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МАСЛА НА ОСНОВЕ ПРОДУКТОВ ГИДРОИЗОМЕРИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ	210
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	
Азарникова В.А., Акентьева Ю.Э., Сколкова Е.В., Чудинова С.Е. РАЗРАБОТКА МЕТОДА СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВЗРЫВЕ В ЗАМКНУТОМ ОБЪЕМЕ	212
Горбунов А.С., Дупляков Г.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ОГНЕТУШАЩИХ СВОЙСТВ ВОЗДУШНО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕН.....	216
Магдеева О.Л., Кузнецов В.А., Мешков К.Н., Марков А.О. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ САМОВОЗГОРАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	220
Усатая Ю.О. МЕТОД РЕГИСТРАЦИИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ И ВЕРХОВЫХ ПОЖАРОВ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА	224
ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	
Белов В.Г., Кротов А.В. SMART METERING: ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНОЛОГИИ.....	228
Колмакова А.И., Колмакова М.О. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	232
Колмакова А.И., Колмакова М.О., Галиахметов Р.Н. ПРОБЛЕМЫ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ.....	237
Кузнецов Н.Э., Чекашев О.Б. ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯЦИИ В УЛЬТРАФИОЛЕТОВОМ ДИАПАЗОНЕ	342
Харлампьев М.П., Певчев С.Ю. МОТОР БЕДИНИ – УТРАТА НАДЕЖД.....	246
РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Волкотрубов Д.А. ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ ЦИКЛИЧЕСКИХ УДАРНЫХ ВОЛН С ПОВЕРХНОСТИ.....	253
Каменный А.А. ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПО АРДАЛИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ МЕТОДОМ КИСЛОТНОГО ТУННЕЛИРОВАНИЯ.....	259
Ломпик В.А. МЕТОД ОЦЕНКИ СТАРТОВЫХ ДЕБИТОВ НА УЧАСТКАХ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР	265

Тимошенко Д.А. ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗДЕЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ ПОТОКОВ В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ С ПОМОЩЬЮ МНОГОХОДОВЫХ АНАЛОГОВЫХ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ.....	269
Шаталов И.И. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УВ НЕПСКОЙ ПЛОЩАДИ С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ ПЕРЕОЦЕНКИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО КИН.....	272

**ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА
В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Алексеева А.А., Фомин А.Н. КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОГО ПОЧВОГРУНТА ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОРБЕНТА «УНИСОРБ-БИО».....	278
--	-----

Влиско П.В. ВЛИЯНИЕ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР НА СОРБЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПЕНОПОЛИМЕРНЫХ И ВОЛОКНИСТЫХ СОРБЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ НЕФТЕРАЗЛИВОВ НА ВОДНЫХ АКВАТОРИЯХ.....	281
--	-----

Кравченко К.А. ПРОБЛЕМЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ.....	284
---	-----

Перевалова О.А., Смирнова М.И. ПЕРЕСТРОЙКА ВИДОВОЙ СТРУКТУРЫ ПОЧВЕННЫХ АЛЬГОЦЕНОЗОВ В ОТВЕТ НА ЛОКАЛЬНОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ БЕНЗИНОМ.....	287
--	-----

**ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

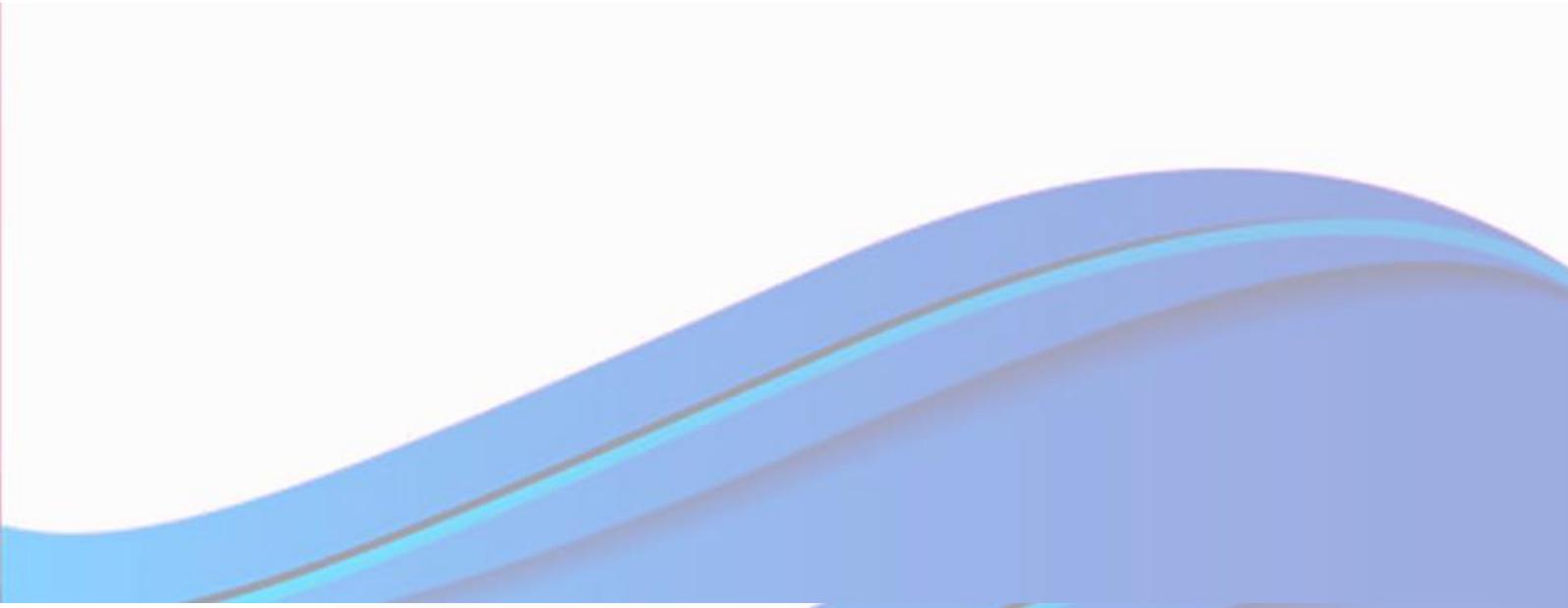
Грищенко П.С. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕН НА БЕНЗИН В КРАСНОЯРСКЕ.....	292
--	-----

Костоварова О.С., Качалина П.О. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ОТРАСЛИ С ПОМОЩЬЮ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБСЛУЖИВАЮЩИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ.....	298
---	-----

Павлюкевич Д.Г., Иванов П.Э. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АНТИРОССИЙСКИХ САНКЦИЙ НА ОСВОЕНИЕ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА	304
--	-----

Чепиль Д.М. ГАЗИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ГОРОДА КРАСНОЯРСКА: СУЩНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ.....	308
--	-----

OIL GAS FIELD MACHINERY



**K.S. Artemova, A.V. Bushkina, V.V. Bogachev,
V.S. Lagashkina, R.S. Miroshnikov**

Scientific supervisor – candidate of physical and mathematical sciences **A.B. Fedorov**
Siberian Federal University

THE MODELING OF THE DEEP HYDROGEN DEGASATION

Resent years people are discussing the problem of the earth's deep degasation more and more. It is natural gas, hydrogen, sulfide hydrogen. Security issues are particularly topical today, especially mine works. At the work faces the gas emission leads to a great number of accidents, which causes people's deaths.

The data collection of explosions in the mines as the result of gas evolution.

Table 1

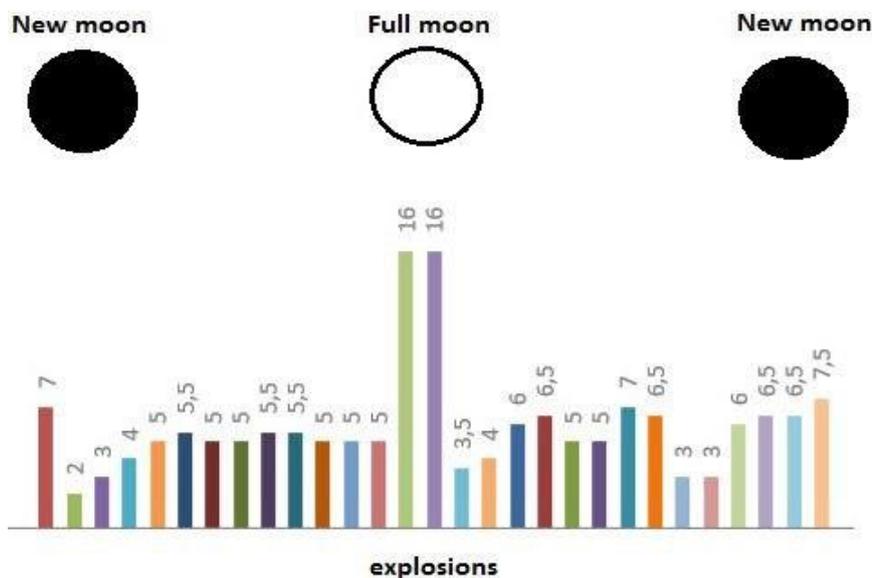
The List of the gas explosions during centenarian while, Russian sources

Дата	Место	Шахта	Тип аварии	Число смертных исходов, чел.	Фаза луны
23.09.1936	Кемерово	Центральная	Взрыв метана	10	8, 9-е лунные сутки
24.11.1941	Кемерово	Центральная	Взрыв газа	9	6, 7-е лунные сутки
26.04.1942	Китай	Бэньсиху	Взрыв метана	1549	11-е лунные сутки
25.08.1942	Ленинск-кузнецкий	им. Кирова	Взрыв метана	12	13, 14-е лунные сутки
01.10.1944	Анжеро-Судженск	Шахта № 5-7 им. Кирова	Взрыв метана	15	Полнолуние
01.05.1945	Казахстан Сатпаев	Шахта № 20 им. Жданова	Взрыв метана	89	19-й лунный день
16.06.1946	Анжеро-Судженск	Шахта 5/7 им. Кирова	Взрыв метана	25	17, 18-й лунный день
12.06.1947	Кемерово	Центральная	Взрыв метана	21	22, 23-е лунные сутки
11.09.1947	Кемерово	Северная	Взрыв газа	53	26-й лунный день
03.12.1949	Краснодон	Шахта 2-бис	Взрыв газа	29	13,14-е лунные сутки
21.01.1950 –23.01.1950	Норильск	Шахта № 11	Взрыв метана	50	3–6-е лунные сутки
30.08.1952	Донецк	Мушкетовская-Вертикальная	Взрыв	50	10, 11-й лунный день
04.08.1955	Кизел	им. Ленина	Взрыв метана	44	Новолуние
27.01.1956	Донецк, Ростовская область	Юго-Западная № 3	Взрыв газа	18	Полнолуние
29.05.1957	п. Рутченково (г. Сталино)	Шахта № 30	Взрыв газа	15	Новолуние

The List of the gas explosions during centenarian while, English sources

Date	Site	Name of the mine	Number of deaths	Moon phase
04.03.1887	Belgium	La Boule	120	25 lunar day
25.06.1894	Wales, Cilfynydd, Glamorgan	Albion Colliery	290	9 lunar day
10.03.1906	Courrières, France	Courrières mine	1099	Full moon
01.12.1907	Fayette City, PA	Naomi Mine	34	26 lunar day
06.12.1907	Monongah, WV	Monongah Mine	362	6 lunar day
19.12.1907	Rostraver Township, PA	Darr Mine	239	Full moon
13.11.1909	Cherry, IL	Cherry Mine	259	New moon
14.10.1913	United Kingdom	Senghenydd Colliery	439	14 lunar day
22.10.1913	Dawson, New Mexico	Dawson Stag	263	22 lunar day
08.02.1923	Dawson, New Mexico	Dawson	123	23 lunar day
13.07.1928	Netherlands, Brunssum	Hendrik	13	26 lunar day
22.09.1934	North Wales	Gresford	266	14 lunar day
26.04.1942	Benxi, Liaoning, China	Benxihu	1549	11 lunar day
21.12.1951	West Frankfort, Illinois	Orient 2	119	23 lunar day
08.08.1956	Marcinelle, Belgium	Bois du Cazier	262	3 lunar day
03.03.1958	Netherlands, Geleen	Staatsmijn Maurits	7	13 lunar day
21.01.1960	South Africa, Sasolburg	Coalbrook	437	23 lunar day
09.05.1960	China	Laobaidong colliery	682	14 lunar day
09.11.1963	Fukuoka, Japan	Mitsui Miike	458	23 lunar day
28.05.1965	Jharkhand, India	Dhanbad	300	27 lunar day
21.10.1966	Aberfan	Aberfan	144	8 lunar day
19.01.1967	New Zealand, Greymouth	Strongman	19	10 lunar day
20.11.1968	Farmington, WV	Farmington	78	New moon

This information is presented here in histogram.



They propose a model of the activation mechanism of gas evolution from the Earth's core.

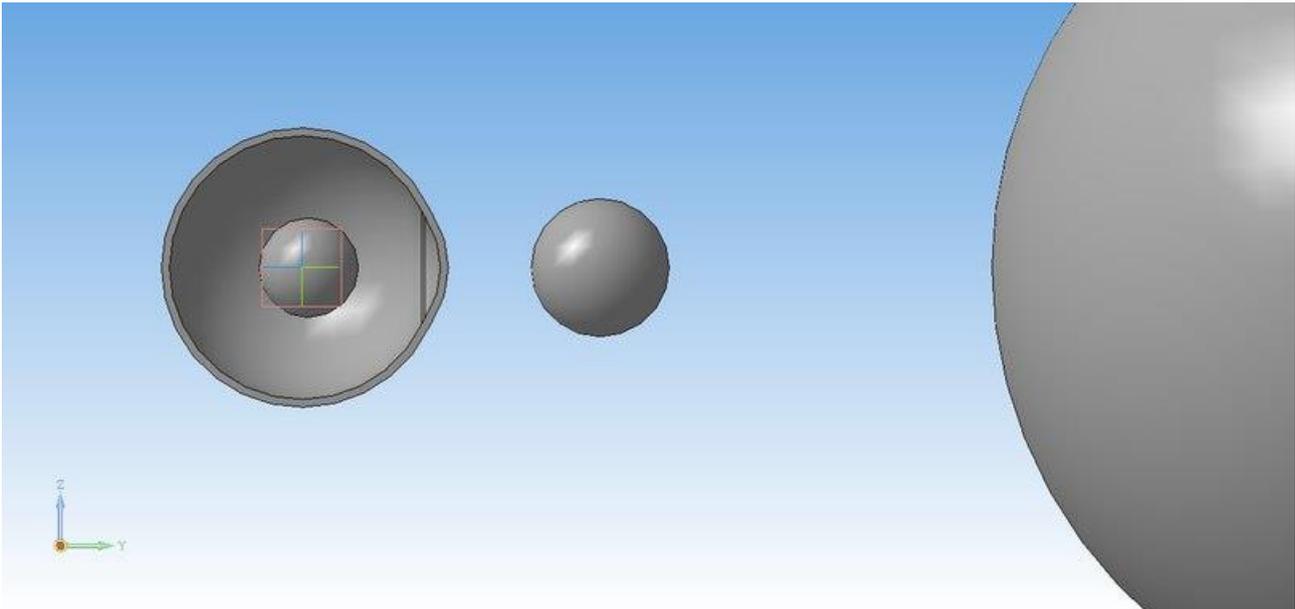


Fig. 1. Water hammer

Coincidence the phases of Earth's core vibrations caused by the attraction of the moon and the sun.

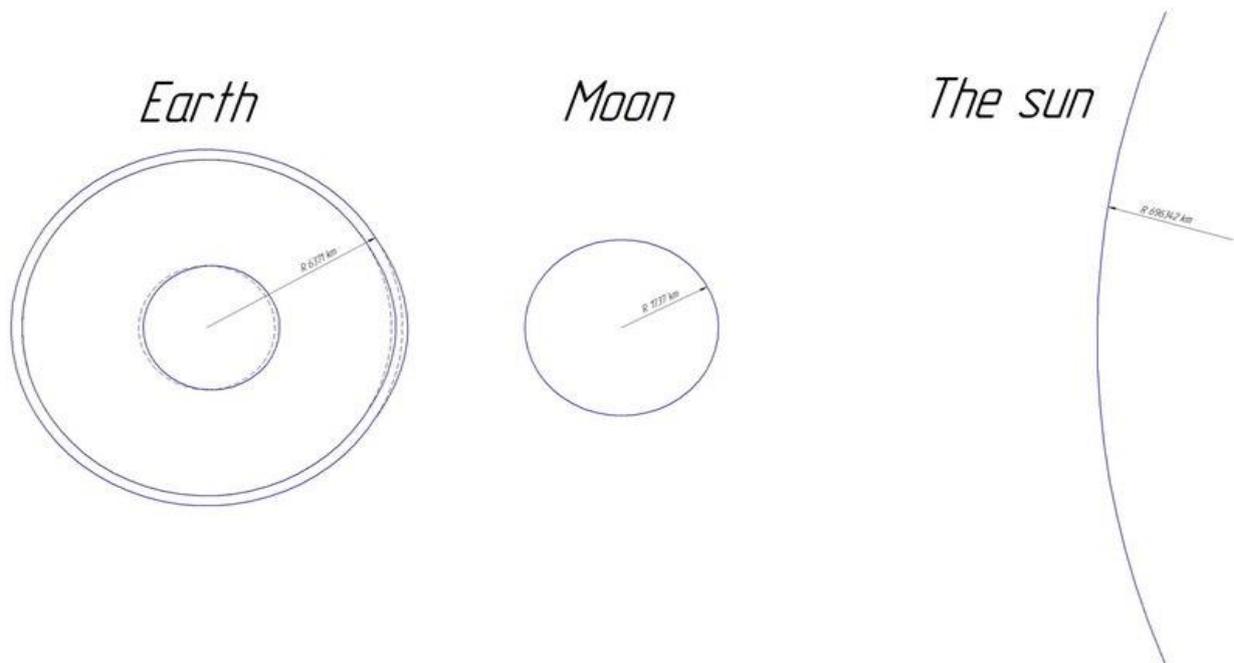


Fig. 2. Activation of the gas emission is the result of the process resembling the hydraulic shock

Indeed, the number of explosions at the work faces increases during new and full moon time, the number of accidents with people's death increases too. It is clear that there is the correlation between the movement of the Earth's core and the gas emission. We identified certain regularity – the degassing of hydrogen is the most active in March and November.

Annually all over the world the sudden explosions in the mines take away thousands of people's lives. The mines blow up because of the lunar gravity effect. If we make the days of new and full moon time the days off for all miners, there will be much less victims. Also, there is one more solution of this problem – the installation of sensors which will be able to fix the hydrogen content.

УДК 681.128.82

A.O. Degtiarev

Scientific supervisor – *candidate of physico-mathematical science A.B. Feodorov*

Language supervisor – *lecturer E.V. Tsigankova*

Siberian Federal University

ANALYSIS OF ULTRASONIC OIL LEVEL AND INTERFACE LEVEL MEASUREMENT METHOD

In order to perform accounting operations in the oil-trunk pipeline system there is a method of mass measuring of tank oil and produced water placed in the tank. One of the points of this action is an oil level measuring and interface level measuring.

There are more twenty methods for measuring liquid products level. Some of them are widely used in industry, others have very specialized applications due to their inherent disadvantages. The most common methods of measurement:

- wave (effects associated with the propagation of electromagnetic and acoustic waves in the fluid are used);
- non-wave (mechanical, floating, as well as based on the principles of change in capacitance, liquid column pressure, buoyancy);
- combined (it combines elements of wave and non-wave methods) [1, p. 51].

Such devices as oil gauging tape and a triple-functional gauging tape carry out measurements in the tanks not equipped with Oil Metering Skid mechanically.

A measuring method using oil-gauging tape is as follows: lower the tape with load slowly until it touches the bottom, avoiding deviation from the vertical position, without touching of the inner equipment, maintaining a stable state of oil surface and preventing waves. Next, tape is raised vertically, avoiding displacement aside, and read the site of the tape dampened by oil. Site on tape is carried out immediately after the wetting of the measuring tape over the hatch up to 1 mm.

Interface level measurements are carried out with the help of water-sensitive tape that stretched form is attached to the surface of the load on two opposite sides. Oil gauging tape with load with water-sensitive tape is kept in the tank still for 2–3 minutes, when the water-sensitive layer is completely dissolved and the line between layers of water and oil will be sharply separated. Measuring the liquid level in each tank is carried out twice. If the results do not differ by more than 1 mm, the

level measurements result as taking their average value. If the resulting measurement discrepancy is greater than 1 mm, the measurement is repeated twice, and taking the average of three similar measurements [2, p. 16–19].

The disadvantages of measurement method by oil gauging tape are:

- a high degree of the human factor;
- the need to use water-sensitive tape or paste;
- the need for multiple measurements;
- the duration of the measurement.

A measuring method by triple-functional gauging tape in exactly the same way as described above, however, due to the features of the device, has a significant difference. The essence of the device: it is equipped with a load with electronic probe, emits a continuous sound when it detects hydrocarbons and intermittent – when water is detected. LED display, located in the center of the device, showing the liquid temperature [1; p. 4].

In the Russian oil companies triple-functional gauging tape Flexi-Dip D-2401, manufactured by British firm "MMC" is used. The scheme is shown in Figure.

Based on experience of using these devices in the workplace the following disadvantages are:

- device mismatching to the Russian standards (the device is made in USA);
- contamination of the probe and, as a consequence, inaccuracy in measurement of interface level;
- a high price, inappropriate to performed functions (approx. \$ 10,000).

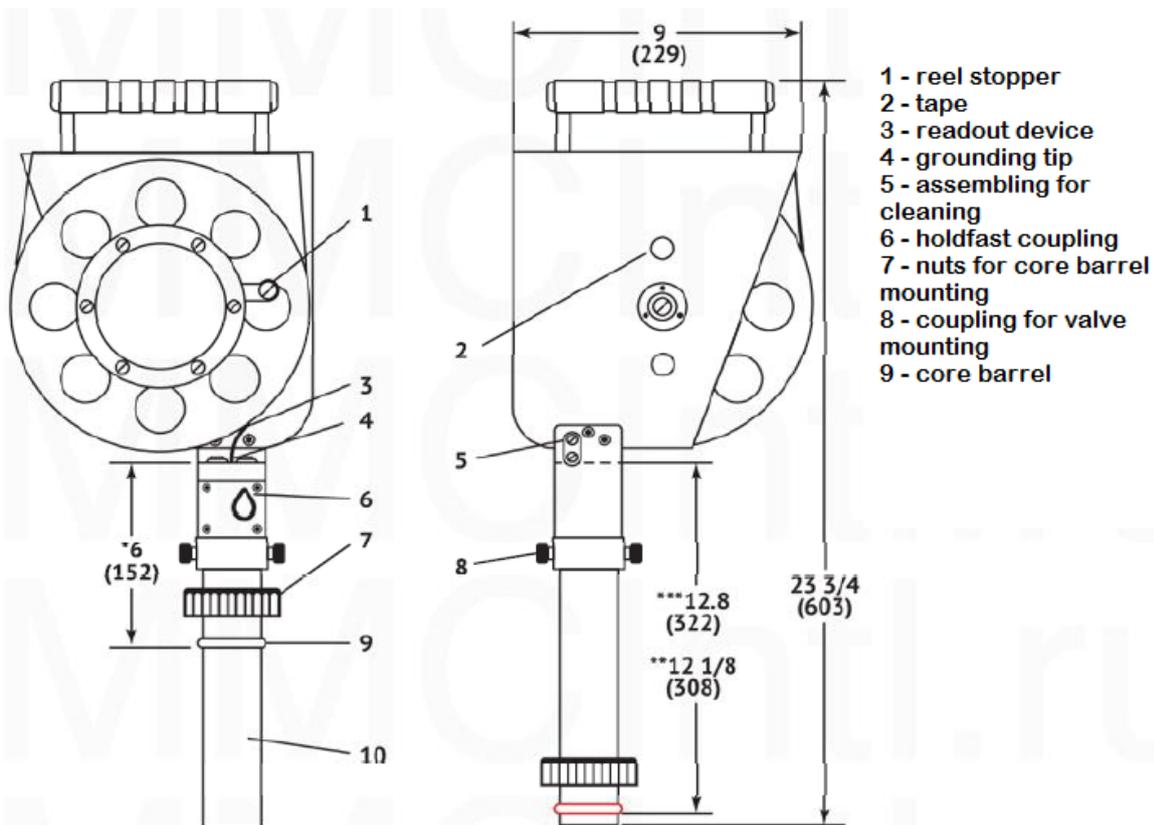


Figure. Flexi-Dip D-2410-2 scheme

Promising measurement method for the conditions in oil industry (namely the sticky, viscous liquid, the presence of the border between two liquids, a possible hardening and freezing of the liquid during exploitation) is an ultrasonic one. The specific point of this method is transmission of an ultrasonic wave through a condensed medium, its reflection, reception and the subsequent interpretation of the data. The rate of passage of ultrasonic waves through the liquid is influenced by various physical characteristics:

- geometric parameters;
- liquid temperature;
- liquid density;
- liquid viscosity.

The reflected wave is a composition of spherical waves with complex spatial and temporal structure, the analysis of these waves allows to set the values of object physical characteristics.

In Russia, domestic echo meters are manufactured used by fishermen to catch fish. These are devices "Practic ER-6Pro2", produced by LLC "Practic-NC" (Zelenograd, Moscow region). Echo meters are structured in two parts: the electronic unit and the transmitter with battery compartment. The transmitter is connected to an electronic unit with a cable length of two meters. The electronic unit is a two control buttons one, clear screen and integrated cable connecting the unit to the sensor. The transmitter serves both as a transmitter and as receiver (microphone) of reflected from the bottom and other objects echo [3; p.7]. This device can be a base that must be adapted for the needs in the oil industry based on the following features:

- the need to adjust to a different oil viscosity (ultrasonic signal velocity through oil is inversely proportional to its viscosity);
- greater depth of reservoirs (not less than 20 m);
- a clear definition of the interface level of oil and water;
- display accessible and understandable information.

Thus, carrying out these requirements, we will get a device for measuring level of tank oil level and interface level that is more practical and convenient with low cost and meets the criteria of import substitution and different from the currently used one.

References

1. Ershov M. N. Methods for measuring level of liquid products: Theory and Practice // Izvestia TulGU. Technical sciences. 2010. № 4-1. p. 49–57 [in Russian].
2. RMG 86-2009. State system for ensuring the uniformity of measurements. Oil weight. Measurement method in vertical tanks of oil-trunk pipeline system [in Russian].
3. User's manual of echo meter "Practic ER-6Pro2". 36 p. [in Russian].

A.A. Kiseleva

Language supervisor – *senior lecturer of the Department of Foreign Languages for Engineering Anna B. Alekseeva, Siberian Federal University*

DEVELOPMENT OF A METHOD OF SMOOTHING DISTURBANCES ARISE IN THE FLOW OF FLUID IN THE PIPELINE

To transport heavy oils economically, the pressure drop in the pipeline must be lowered to minimize the pump power required to push the oil over a long distance. However, because of their high viscosity at reservoir conditions compared to conventional light crude oils, conventional pipelining is not adequate for transporting heavy crude oil and bitumen to refineries without reducing their viscosity. The methods used for transporting heavy oil and bitumen through pipelines are generally grouped into three as shown in Figure: (a) viscosity reduction [e.g. preheating of the heavy crude oil and bitumen and subsequent heating of the pipeline, blending and dilution with light hydrocarbons or solvent, emulsification through the formation of an oil-in-water emulsion and lowering the oil's pour point by using pour point depressant (PPD)]; (b) drag/friction reduction (e.g. pipeline lubrication through the use of core-annular flow, drag reducing additive); and (c) in situ partial upgrading of the heavy crude to produce a syncrude with improved viscosity. Areas of research are anti turbulent additives and their use in the oil industry for the transportation of oil through pipelines [1].

The aim of this study is to develop a test bench for testing anti turbulent additives which are used in the fields of real or suggest a different way of smoothing disturbances in the pipeline.

As the dominant transport fluid property, high crude oil viscosity poses great challenges to oil production, refining and transportation through wells and pipeline. The viscous drag, wall friction and pressure drop in the pipeline are much higher in heavy oil compared to conventional light oils. The drag is the result of stresses at the wall due to fluid shearing causing a drop in fluid pressure. This makes it challenging to pump the oil through a long distance. Therefore, drag reduction is a lubrication technique based on core-annular flow to reduce pressure in the transport of heavy oil via pipelines. The commonly used techniques to lower the friction to enhance pipeline transportation of heavy crude oil include dragreducing additives and core-annular flow. Both technologies reduce flow drag by varying the velocity field such as dampening the turbulent fluctuation in the near wall region of the pipeline, while the flow in the heavy oil pipeline is laminar or slightly turbulent with minimum flow resistance based on viscosity influence on flow drag. However, most studies on flow drag reduction pay attention mainly to reducing the viscosity by physical or chemical methods, but according to Newton's viscosity law flow drag depends upon fluid viscosity and velocity profile [2].

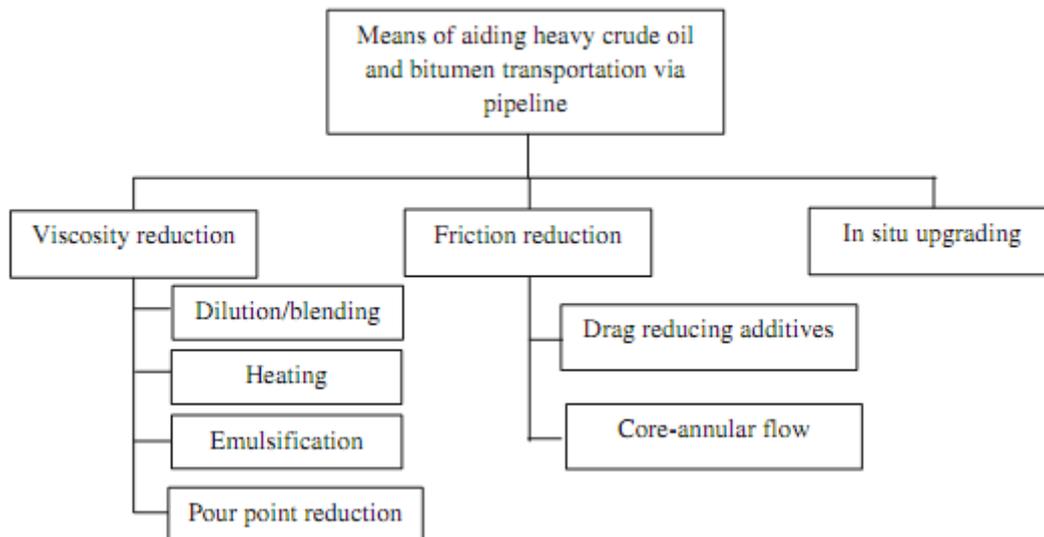


Figure. Diagrammatic display of methods of improving heavy crude oil and bitumen flow via pipelines

The pressure drop encountered in heavy crude oil transportation via pipelines is more acute when it is to be transported over a long distances; therefore drag reduction by incorporating an additive becomes an option. The transportation of crude oil via pipelines is mostly in the turbulent flow regime. Additionally, high frictional loss as a result of high viscosity causes much of the energy applied to transport the crude oil to be wasted. High drag in turbulent flow is caused by radial transport of flow momentum by fluid eddies. Polymer drag reduction was discovered decades ago by Toms (1948), who observed about 30–40 % drag reduction upon the addition of polymer (methyl methacrylate) to turbulent monochlorobenzene flowing via pipeline. In this respect, drag-reducing additives help to reduce friction near the pipeline walls and within the turbulent fluid core of moving fluid. Therefore, for energy conservation and high efficiency of bitumen and heavy crude oil transfer, drag reduction is vital.

Drag-reducing additives are classified into three categories: polymers, fibers and surfactants. The key role of these additives is to suppress the growth of turbulent eddies through the absorption of the energy released by the breakdown of the lamellar layer. Furthermore, drag additive helps reduce friction near the pipeline walls and within the turbulent fluid core during transportation, which results in high flow rate at a constant pumping pressure. Consequently, solubility of the drag-reducing additives in the heavy crude oil is a key requirement. In addition, there should be degradation resistance and stability against heat and chemical agent. The common difficulties encountered in the use of dragreducing additives includes the tendency of the additive to separate when stored, difficulty in dissolving the additives in the heavy crude oil and the problem of shear degradation when dissolved in heavy crude oil. In addition, determining the dosage required to maintain constant pressure drop is challenging.

This theme was developed in Russia, on the basis of problems at the Vankor field. The advantage of the use of additives are definitely increasing through put capacity of the pipeline, as well as the reduction of energy losses. The only disadvantage of anti turbulent additives use is its high price [3].

References

1. Ahmed NS, Nassar AM, Zaki NN, Gharieb KhH (1999). Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation // Fuel 78:593–600.
2. Hart. A. A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines // School of Chemical Engineering, University of Birmingham // Edgbaston, Birmingham B15 2TT // UK J Petrol Explor Prod Technol (2013) // 4:327–336;
3. Tarasov M.Yu., Yuzhakov I.S., Klassen V. Field tests of anti-turbulence additive agents for increasing flow capacity of heavy oils pipelines (Giprotyumenneftegaz OJSC, HMS Group), (TNK-Uvat LLC). URL: http://www.gtng.ru/upload/iblock/867/117-119%20Tarasov_Layout%201.pdf.

УДК 622.276.34

N.M. Lonzinger

Scientific supervisor – *candidate of technical science P.M. Kondrashov*

Language supervisor – *lecturer Y.V. Takhaveeva*

Siberian Federal University

THE DESIGN OF FILTERS FOR THE PROTECTION OF SUBMERSIBLE PUMPS OF VANKOR FIELD

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 days 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.

The filter includes a housing comprising two sections which are in turn connected to coupling the upper and lower guide rails pipe picker chamber, as well as tubes that create the inside of the sections, the top is still holding the snap ring and washer (figure).

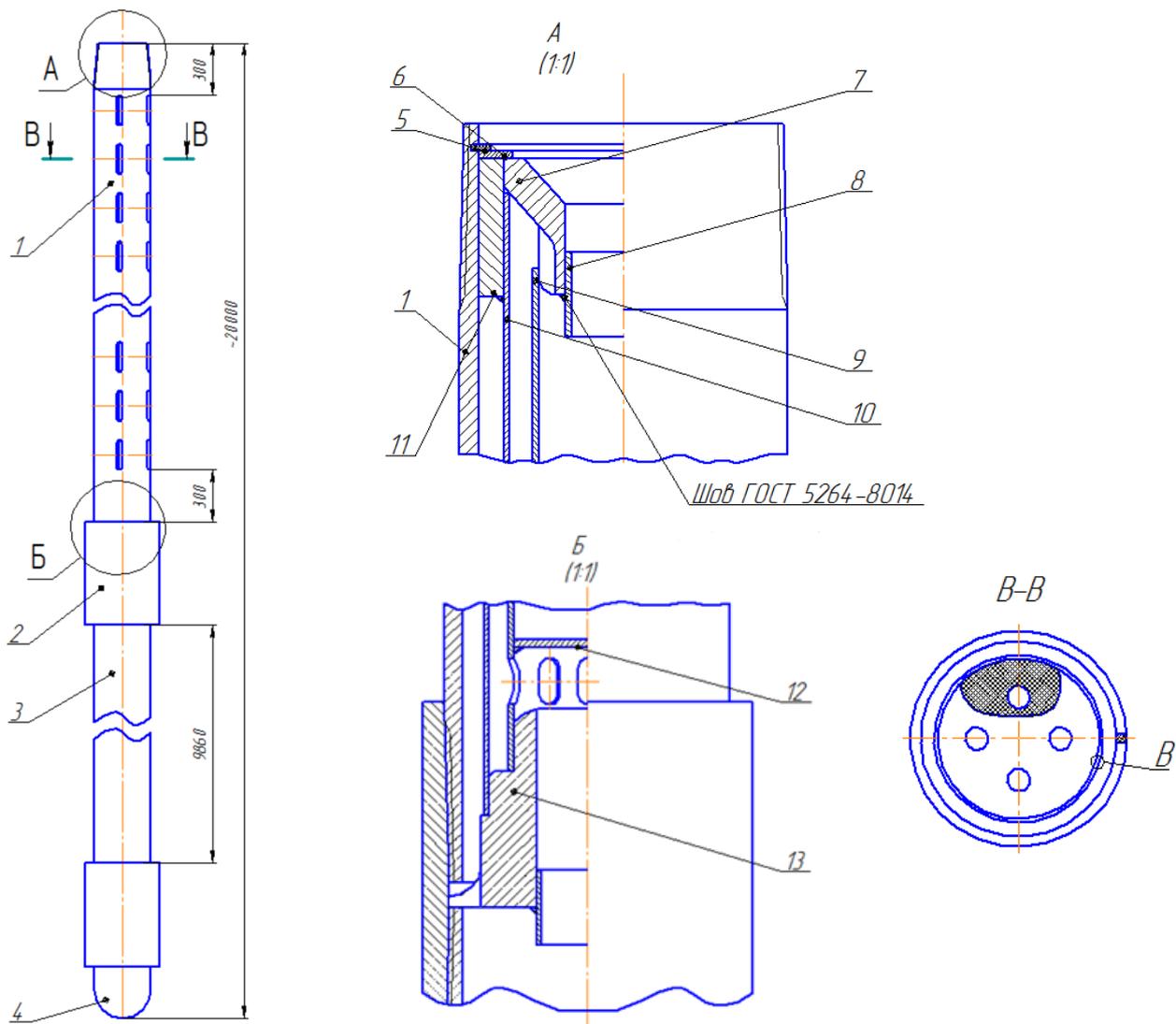


Figure. Well filter

Liquid enters through the perforated top section, twisting creates a turbulent movement, further fluid enters the lower section in the through-holes in the bottom rail. Via transverse ducts liquid enters a fishing in the first chamber, and of the fact that the liquid will change to the opposite direction – through inertia sand settles in a fishing chamber. Then the liquid moves into the second chamber a fishing smaller in the same way the liquid is filtered. Then the purified liquid passes into the pump. 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.
 - The design of the device allows you to simulate the standard series for operational pillar 127–178 mm, flow rate of 200–800 m³/s and a solids content of up to 8 000 mg/m³.
- This work is based on a patent №2010125178 / 03. Inventor – P.M. Kondrashov.

УДК 665.6.035.6

T.N. Nefedyeva, A.G. Balaganskaya, K.M. Ananiev

Scientific supervisor – *E.I. Lesyk*, language supervisor – *T.Y. Stepanova*
Siberian Federal University

METHODS OF PREVENTING ARP DEPOSITS USING LOW-VISCOSITY MARINE FUEL AS A SOLVENT FOR HEAVY STILL BOTTOMS

Crude oil is a polyphase heterogenous system. When ambient conditions are changed the disengagement of high-molecular-weight oil components comes around. Such oil components are called asphaltene-resin-paraffin (ARP) deposits. They are considered as a very complicated dispersed system. Differences in the composition and the structure of the deposits set requirements to chemical reagents and particularly to the asphaltene-resin-paraffin deposits remover. The removers must have a balance between solvent ability and ability to break conglomerates of hardly-soluble components into small pieces. They have to keep this balance because it is a complicated task to select the solvents for all groups of hydrocarbons of oil deposits taking into account environmental requirements [1, p. 8].

The formation of these substances on the walls of oil storage units and pipelines considerably reduces the overall system performance and the running efficiency of pumping plant. The cleaning of the fuel storage tank is a process that should be done once in two years in case of the automobile gasoline storage, and twice in two years with lubricants, which contain dopants. Tanks for other oil-products which have similar physical and chemical properties are cleaned as needed, which is determined by the technical specifications of petroleum product storage facilities and the engineering status of the containers [2, p. 268].

Methods of preventing ARP deposits which are used nowadays don't allow to avoid their formation. So it is a urgent problem to remove the asphaltene-resin-paraffin deposits from the processing facilities [3, p. 145].

There are various methods of preventing ARP deposits such as physical methods (mechanical mixing, ultrasonic vibrations), thermal treatment (flushing with hot petrol or water as the coolant), chemical ones (solvents and removers) [4, p. 209].

Taking into consideration the disadvantages of different solvents and removers, and using analytical and patent review, it was determined that solvents based on oil and oil-products are the most appropriate remover of ARP deposits. Apart from this, ARP deposits aren't an inevitable waste of petroleum industry, they could be involved in production of bitumen, naphtha residue, lubricants [5, p. 200].

The aim of this research is to explore the composition of the asphaltene-resin-paraffin deposits forming in the oil storage tanks at «Achinsk refinery of Eastern oil company, Limited», to select effective and affordable solvent, to determine the effect of injection of asphaltene-resin-paraffin deposits into the Burner Fuel 100 composition on the complex of technical and operational characteristics.

The task of this research is to designate an optimal quantity of low-viscosity marine fuel as a diluent of ARP deposits with due attention to passport requirements of naphtha fuel for freezing point, kinematic viscosity.

The subjects of the research were chosen benthal ARP deposits formed in the fuel storage tank, the burner fuel 100, low-ash fuel oil (State Standard 10585-2013), low-viscosity marine fuel (State Standard 32510-2013).

To select a hydrocarbon solvent for asphaltene-resin-paraffin deposits in the investigated product and naphtha oil, the content of the main group components (hydrocarbons + paraffin waxes, gums, asphaltenes) was identified. The hydrocarbon type content of the naphtha oil, the ARP deposits, was made by adsorption method [6, p. 101]. The received data is given in Table 1.

It was diagnosed that the benthal ARP deposits are characterized by high content of lube oil and paraffin waxes.

Based upon the content of the group components low-viscosity marine fuel was offered as the solvent for ARP deposits. Low-viscosity marine fuel includes hydrocarbon compounds which contain alkane and aromatic structures, which are the closest to paraffinic oil substances of ARP deposits [7, p. 49].

Table 1

The content of the group components of the ARP deposits, the naphtha oil, the low-viscosity marine fuel in mass percents

Type of oil-product	Hydrocarbons + paraffin waxes	Paraffin waxes	Gums	Asphaltenes	Mechanical impurities	Water
ARP deposits	84,8	18,7	9,6	0,1	2,4	3,1
Burner fuel 100	66,9	3,0	28,1	3,1	1,0	0,9
Low-viscosity marine fuel	99,1	2,8	0,9	–	–	–

The method for the orthogonal planning of experiment was used to determinate the influence of introduction ARP deposits with low-viscosity marine fuel as the solvent in burner fuel 100.

The content of the ARP deposits and the low-viscosity marine fuel in naphtha fuel varied in the range of 0-10 weight parts with the step 5 weight parts, provided the content of burner fuel 100 is a constant value – 100 weight parts.

The composition of mixtures and the experiment matrix are given in Table 2.

Split of oil products in samples

Numeral order of the samples		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Characteristics of the analyzed mixture	Low-viscosity marine fuel	0	0	0	5	5	5	10	10	10
	ARP deposits	0	5	10	0	5	10	0	5	10
	Burner fuel 100	100								

The mixtures were prepared at the temperature of 70 degrees Celsius. Firstly the ARP deposits were combined with the low-viscosity marine fuel until a homogeneous mixture was obtained and then the burner fuel 100 was added. The received samples were researched for compliance with the complex of technical and operational characteristics for burner fuel 100 (State Standard 10585-2013), thus were measured such parameters as freezing point (State Standard 20287-91), kinematic viscosity (State Standard 33-2000). All the experimental data was processed using TurboPascal program. Outline curves were constructed using Microsoft Excel 2007 program.

The method of the orthogonal matrixes makes it possible to get an approximate estimator of the beta coefficients and find a significant influence of the variable value on the properties of mixture, to find the solution of the questions, which appeared during the specification writing for the appropriate material [3, p. 15]

Using the method of the orthogonal planning of experiment, a graphic chart based on the freezing point change depending on the composition of the mixture was built. The ratios of ARP deposits and low-viscosity marine fuel were the variable values in this experiment. The outline curves for objective variables are shown in Fig. 1 and 2.

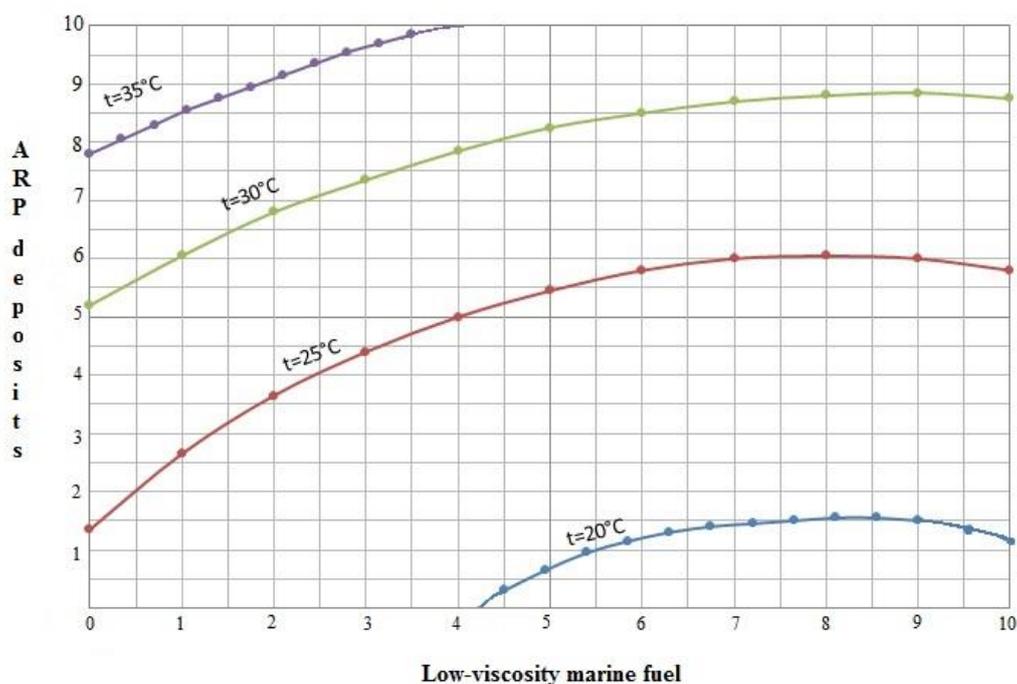


Fig. 1. Influence of the ratios of ARP deposits and low-viscosity marine fuel on freezing point of the experimental mixtures

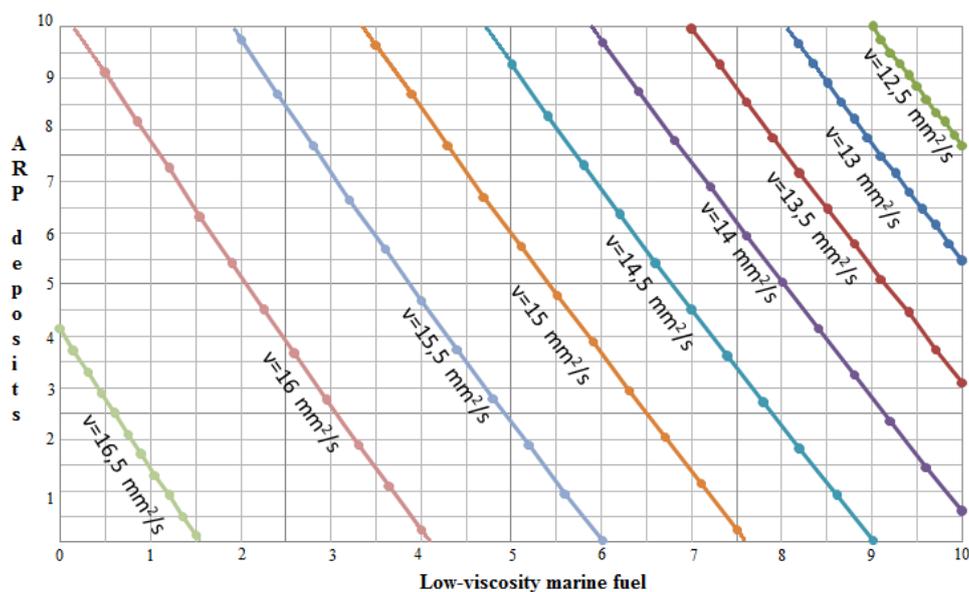


Fig. 21. Influence of the ratios of ARP deposits and low-viscosity marine fuel on kinematic viscosity of the experimental mixtures

Based on the made experiment it was specified that the optimal ratio of ARP deposits and low-viscosity marine fuel is in the range of from 5 to 6 and from 4 to 10 for 100 weight parts of burner fuel 100. According to the obtained data it was diagnosed that the sample which contains 5:5:100 in the weight parts satisfies State Standard 10585-2013 for burner fuel 100.

Table 3

The comparative technical characteristics of experimental mixtures with burner oil M-100 (State Standard 10585-2013. Fuel oil. Burner fuel. Technical condition)

Name of the parameter	Burner fuel 100, State Standard	The experimental mixture
Kinematic viscosity, mm ² /s, at 100 °C	Not more than 50,00	15,00–15,50
Freezing point, °C	Not more than 25	25

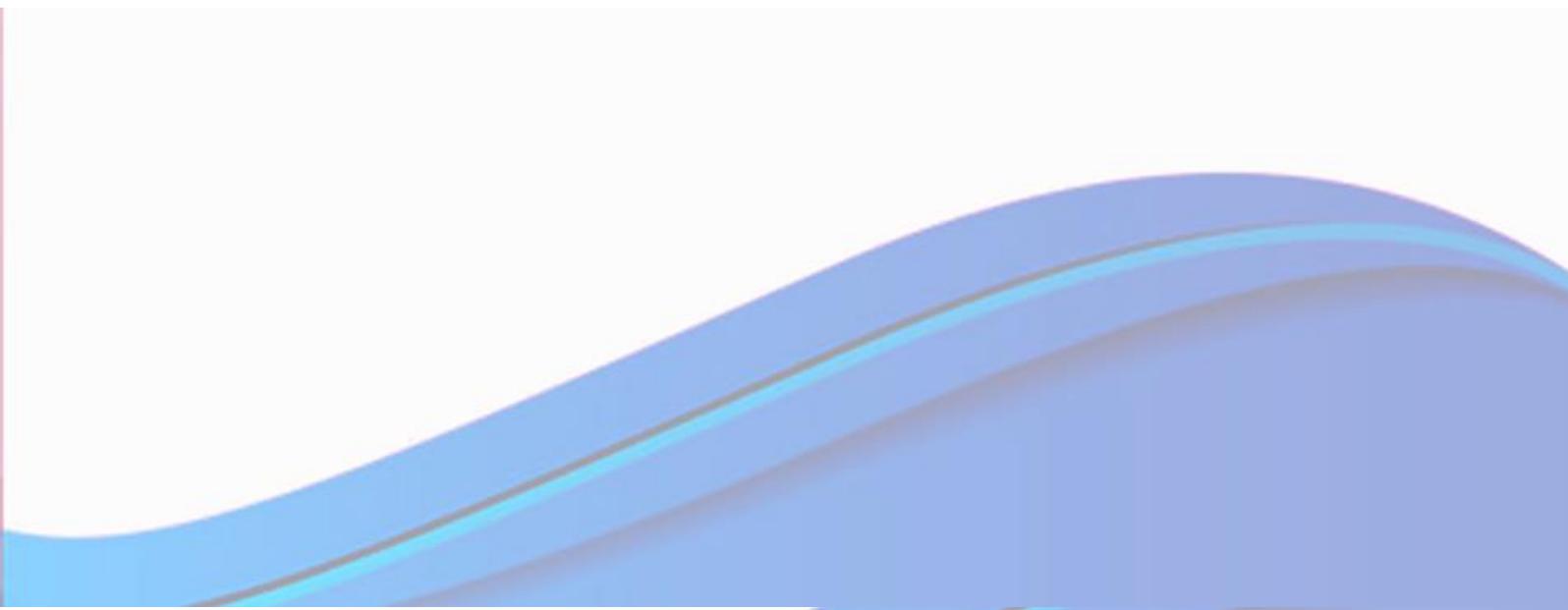
The conclusions:

- 1) the hydrocarbon type content of the naphtha oil and the ARP deposits was determined in our experiment;
- 2) the use of low-viscosity marine fuel as the solvent for ARP deposits was proved according to the content of the group components of the ARPD;
- 3) the optimal ratio of ARP deposits and low-viscosity marine fuel was specified in our research using the method of the orthogonal planning of experiment.

References

1. Sharifulin A.V., Vildanov A.F., Gur'yanov I.A. Physical and chemical basis for the use of composite materials for intensification of oil production at the late stage of field development, 2009. 10 p.
2. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. ARP deposits in the processes of recovering, transportation and storage // Electronic scientific journal "Oil and gas business." 2011. № 1. p. 268–270.
3. Bulatov A.I. Kusov G.V., Savienok O.V. Asphaltene and hydrate deposits: prevention and removal. Krasnodar : Univ. The house "South", 2011. T. 2.
4. Dolomatov M.Y. and other. Physical and chemical bases of the directed selection of solvents asphaltene substances. M., 1991.
5. Sunyaev Z.I., Safieva R.Z., Sunyaev R.Z. Oil dispersions. M. : Chemistry, 1990. 226 p.
6. Fisherman B.M. Analysis of oil and oil products. M. : State scientific and technical publishing house of the oil and mining and fuel literature, 1962. 888 p.
7. Kamenschikov F.A. Removing ARP deposits with solvents. M. : Izhevsk, 2008.
8. Evstratov V.F., Schwarz A.G. Experimental design and application of computer technology in the synthesis of rubber. M. : "Chemistry" Publishing House, 1970. 257 p.

**ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



А.Б. Жамсаранова, В.В. Малыгина

Научные руководители – доцент *Т.А. Гайдукова*, профессор *К.В. Попов*
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ

Несмотря на то, что в недрах Республики Бурятия находятся многочисленные месторождения рудных полезных ископаемых (почти вся таблица Менделеева), ещё в начале XX в. такие геологи, как М.А. Усов, В.А. Обручев, В.Д. Рязанов уделяли особое внимание изучению залежей углеводородов (УВ). В настоящее время ресурсы УВ в недрах республики оцениваются учеными почти в 10 003,45 млн т [1, с. 246]. Эти выводы имеют серьезное научное обоснование: Байкальский грабен-рифт и обрамляющие его межгорные впадины с мощными комплексами осадочных пород считаются потенциально нефтегазоносными объектами. Перспективность северо-востока Бурятии на газ и нефть определяется многочисленными проявлениями газа, битумов и нефти почти во всех межгорных впадинах.

Первые проявления нефти были обнаружены в регионе еще двести лет назад в виде пятен на поверхности озера Байкал и периодических выбросов метана со дна, которые фиксируются и сейчас. Так, в 2012 году гигантское пятно нефти диаметром около километра, поднявшееся со дна Байкала, зафиксировано в Чивыркуйском заливе близ Усть-Баргузина. Кроме того, отмечались наскальные битумопроявления в зонах разломов.

Яркой особенностью рельефа и геологического строения территории Бурятии является обилие межгорных впадин. Их насчитывается около ста, не считая впадин озера Байкал.

Геологическими признаками перспектив нефтегазоносности впадин являются: наличие терригенных пород значительной мощности, молодой возраст осадков (кайнозой, мезозой), значительное содержание в них рассеянного органического вещества, повышенное тепловое поле, складчатое строение осадочного чехла. С тектонических позиций все впадины характеризуются высокой скоростью погружения кристаллического фундамента, приводящей к накоплению значительных толщ осадков за короткое время. Литолого-стратиграфические критерии весьма благоприятны. Осадочные разрезы впадин Бурятии характеризуются высоким содержанием в породах рассеянного органического вещества, чередованием глинистых и песчаных фаций. По данным глубокого бурения 1950–60-х гг. в глинистые породы серого и темно-серого цвета могут быть нефтегазоматеринскими, а песчаники повсюду обладают благоприятными коллекторскими свойствами [2, с. 15].

Земная кора в пределах байкальской рифтовой зоны обладает сложной разломно-блоковой структурой, развитие которой происходило на протяжении всей геологической истории рифта

(от раннего протерозоя до кайнозоя включительно). Процессы рифтогенеза привели к активизации всех существующих разломов и формированию новых (рис. 1) [2, с. 26].

Зоной разломов наиболее высокого порядка в регионе является литосферный шов между Сибирской и Амурской микроплитами Евразийской литосферной плиты, к которому и приурочена Байкальская котловина. Между цепью хребтов Хамар-Дабана, Улан-Бургасы и глыбовым поднятием Баргузинского хребта, протягивающихся вдоль восточного берега, и в самой Байкальской впадине располагаются системы разновысотных блоков тектонического рельефа. Это и ступенчатые глыбовые поднятия, и опущенные или поднятые ступени, и малые впадины. Они и составляют восточный борт Байкальского рифта со структурой гораздо более сложной, нежели у противоположного, западного, оформленного Обручевским сбросом.

Структуры находятся у берегов Байкала в зоне с повышенной сейсмоактивностью, что приводит к возникновению подвижек недр и мелких землетрясений, а значит, возможно расформирование пород-покрышек в осадочном бассейне. Ученые-геологи в Бурятии предлагают не бурить скважины во впадине, а на их борту, где покрышкой для залежей УВ могут служить горно-складчатые сооружения, так называемые надвиговые зоны, состоящие из меланитов, которые лучше глины могут служить покрышкой для нефти. Получается, что месторождение может быть не во впадине, а под зоной гранитного шва [2, с. 50].

Именно в поднадвиговой зоне открыты многие крупнейшие мировые месторождения нефти. Этот способ использовали и во Вьетнаме, и в Америке, где месторождение нефти обнаружили в Скалистых горах. Также примером надвиговой покрышки являются горы Загроса в Месопотамской впадине (Ирак).

В начале XX в. проводилось мелкое бурение на берегу Баргузинского залива под руководством Рязанова и Березовского. Были получены незначительные притоки нефти и выбросы газа. В Баргузинской впадине пробурено множество мелких скважин на воду и поисковых скважин на уголь.

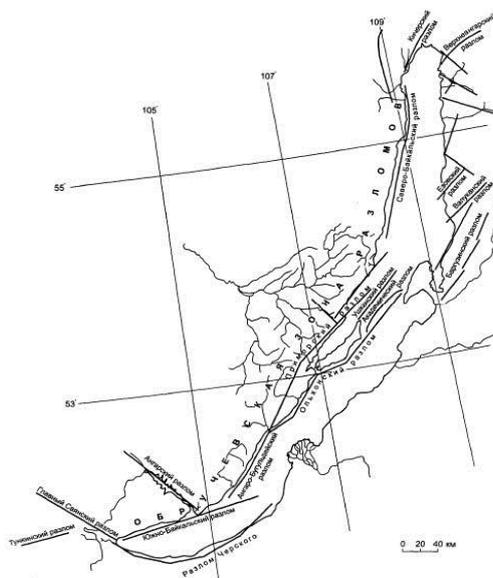


Рис. 1. Внутривпадинные разломы Байкала (сбросы, сбрососдвиги, сдвиги)

Сравнительно глубоких скважин две: скважина К-23 и опорная скважина «Баргузинская-1» (Курумкан). Последняя была ориентирована не только на изучение разреза, но и на поиски нефти и газа [3, с. 16]. В отчете о результатах бурения скважины указывается присутствие в разрезе углистых сланцев и глин с повышенным содержанием органического вещества, которое содержит неожиданно высокое количество легкого, восстановленного битума [1, с. 250]. Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что если в пределах Баргузинской впадины в неогеновых отложениях будут встречены надежно изолированные коллекторы при наличии хороших структур, есть все основания ожидать присутствия в них промышленных залежей легкой нефти.

Степень значимости влияния подземных вод на процессы формирования, разрушения нефтегазовых месторождений велика и является, пожалуй, главной среди других геологических факторов. Вода не только неотъемлемый компонент среды, в которой происходят процессы, но она также интегрирует тектоническую активность, геологическое строение, литологические особенности, термодинамические условия и их изменение во времени. Роли воды в образовании, накоплении, сохранении и разрушении нефтегазовых месторождений посвящены многие работы геологов-нефтяников и гидрогеологов [4, с. 128].

Использование гидрогеологических показателей (критериев) при оценке перспектив нефтеносности и газоносности районов и горизонтов при поисках нефтяных и газовых месторождений и залежей основано на большой роли подземных вод в процессах нефтегазообразования, нефтегазонакопления и на взаимодействии нефти, газов и вод в недрах.

К числу гидрогеологических показателей наличия нефти и газа (нефтегазоносности) относятся геохимические особенности вод, обусловленные воздействием на воды нефти и газа, а именно: присутствие в водах компонентов, генетически связанных с нефтяными и углеродными газами, а также отсутствие некоторых компонентов [5, с. 89].

Район исследования находится в пределах Баргузинского артезианского бассейна, относящегося к Байкальской гидрогеологической складчатой области. Бассейн приурочен к Баргузинской впадине, представляющей собой слегка всхолмленную равнину с обилием озер и болот, расположенную к северо-востоку от озера Байкал между Баргузинским и Икатским хребтами. В тектоническом отношении Баргузинский артезианский бассейн приурочен к складчатой системе, разбитой на многочисленные блоки. Эти блоки формируют впадины и выступы фундамента. Впадины фундамента заполнены мощной толщей осадочных пород и представляют собой артезианские бассейны второго и третьего порядков. В пределах бассейна выделяют следующие комплексы [6, с. 155]:

1) водоносный комплекс современных отложений (Q_4). Воды безнапорные, умеренно-пресные (0,1–0,3 г/л), в основном гидрокарбонатно-кальциевые;

2) водоносный комплекс отложений среднего и верхнего отделов четвертичной системы (Q_{II-III}). Воды напорные, умеренно-пресные (0,2 г/л), гидрокарбонатно-кальциевые;

3) водоносный комплекс отложений верхнего плиоцена-постплиоцена (N_2-Q_1). Является подмерзлотным, умеренно-пресным (0,2 г/л), по составу гидрокарбонатные кальциево-магниевые и гидрокарбонатные натриево-кальциевые.

Совершенно особое место в комплексе нефтегазопоисковых показателей занимают показатели наличия ловушек нефти и газа. Они бывают связаны с очагами разгрузки водонапорных

нефтегазоносных комплексов. Многие исследования показали, что часто нефтяные и газовые месторождения приурочены к районам разгрузки подземных вод, где имеются восходящие родники (например, Западная Туркмения) [5, с. 133].

Отличительной особенностью Баргузинской впадины является наличие многочисленных термальных источников и большого количества соленых карбонатных и сульфатных натриевых озер, составляющих половину всех минеральных озер Бурятии [6, с. 200].

Воды гидротерм впадины являются типичным примером азотных термальных вод. К щелочным азотным термальным водам относятся азотные термальные воды массивов гранитоидных и вообще кристаллических пород. Они, как правило, газифицированы азотом, некоторые содержат сероводород, который находится в связанном состоянии [7, с. 47].

В таблице приведен состав некоторых источников Баргузинской котловины.

Термы также обогащены микрокомпонентами (Li, Rb, Cs, Sr, Ba). Наиболее важный для перспектив нефтегазоносности Sr обнаруживается в гидротермах, которые формируются в пределах Икатского хребта [7, с. 113]. Гидротермы, обогащенные Sr, свидетельствуют об активности зон глубинных рельефообразующих бортовых разломов и являются прямыми предпосылками нефтегазоносности данного района.

В Баргузинской впадине насчитывается более 1 100 малых озер, точное количество которых, как и их размеры и конфигурация, может изменяться с каждым годом. По минерализации выделяется три группы озер (рис. 2) [8, с. 67]:

- озера Гаргинско-Аргадинской группы. Термокарстовые озера пресные гидрокарбонатно-магниево-солоноватые – гидрокарбонатные натриевые, pH = 8,7–9,7, минерализация – от 0,1 до 2 г/л;
- Усть-Аргадинская группа состоит из четырех озер. Вода характеризуется высокой щелочностью pH = 9,7–10,6, высокой минерализацией (14–16 г/л) и имеет содовую геохимическую специфику;
- Алгинская группа – единственная в Баргузинской впадине, имеющая сульфатную специфику. На этой площади широко проявлены выцветы белых солей, отчетливо указывающие на повышенную минерализацию вод.

Таблица

Химический состав некоторых источников Баргузинской котловины (мг/дм³)

Источники	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	S ²⁻
Сеоя	4,0–10,0	7,3	62,6–83,3	8,6–15,5	46,5–66,5	36,6–43,9	43,2	2,7–11,9
Алла	4,0–32,1	2,4–9,7	68,5–144,9	12,0–18,9	44,3–86,4	72,0–378,2	24,0–42,0	14,2–41,5
Кучигер	6,0–8,0	2,4–19,5	46,5–117,1	7,1–14,2	75,3–126,3	24,4–53,7	38,4–60,0	2,0–32,0
Умхей	8,0–15,0	–	86,4–155,0	14,2–16,0	67,0–84,8	64,6–130,5	36,0	30,0–31,0
Буксехен	13,6	2,6	10,6	5,0	10,0	61,0	0	–

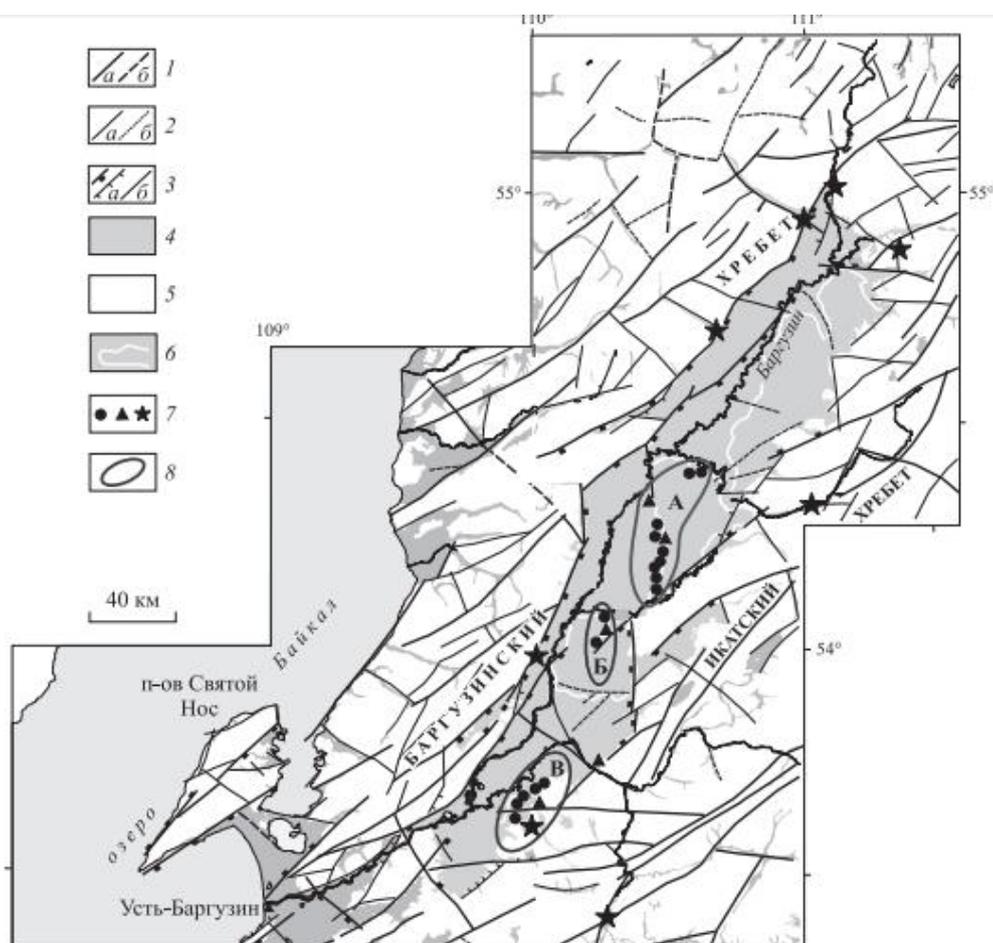


Рис. 2. Схема распространения озер и источников Баргузинской системы малых озер составлена на основе карты разломно-блокового строения земной коры Баргузинской рифтовой впадины и сопредельной территории: 1 – достоверные (а) и предполагаемые (б) региональные разломы; 2 – достоверные (а) и предполагаемые (б) локальные разломы; 3 – сбросы (а) и сдвиги (б); 4 – впадины, заполненные кайнозойскими осадками; 5 – выходы кристаллического фундамента; 6 – границы куйтунов; 7 – опробованные озера (кружки), холодные источники и скважины (треугольники) и термальные источники (звездочки); 8 – группы озер: Гаргинско-Аргадинская (А), Усть-Аргадинская (Б) и Алгинская (В)

Питание озер происходит главным образом за счет подземных вод, реже – поверхностных. Таким образом, химический состав озер также является предпосылкой нефтегазоносности района.

Описанные особенности гидрогеологических условий предполагают наличие залежей нефти и газа на глубине свыше одного километра.

Список литературы

1. Прогноз нефтегазоносности Баргузинской впадины (Бурятия) по комплексу геофизических и геохимических исследований / В.П. Исаев, В.Д. Клыкова, В.В. Лыкова [и др.] // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России : сб. материалов науч.-практ. конф. СПб. : ВНИГРИ, 2010. С. 246–251.
2. Беркин Н.С., Макаров А.А., Русинек О.Т. Байкаловедение : учебник. Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2009. С. 8–77.

3. Арсентьев А.В. Материалы по геологии и полезным ископаемым Дальнего Востока // К вопросу о Байкальской нефти: Отчет геологическому комитету Дальнего Востока. Владивосток : Типография гос. Дальневост. ун-та, 1924. С. 1–31.
4. Основы гидрогеологии. Гидрогеологическая деятельность и история воды в земных недрах / Е.В. Пиннекер, Б.И. Писарский, С.Л. Шварцев [и др.]. Новосибирск : Наука, 1982.
5. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Недра, 1972.
6. Гидрогеология СССР. Т. XXII. Бурятская АССР. М. : Недра, 1970.
7. Водные системы Баргузинской котловины / Б.Б. Намсараев, В.В. Хахинов, Е.Ж. Гармаев [и др.]. Улан-Удэ : Изд-во Бурят. гос. ун-та, 2007.
8. Минерализованные озера Забайкалья и северо-восточной Монголии: особенности распространения и рудогенерирующий потенциал / Е.В. Скляр, О.А. Склярова, Ю.В. Меньшагин [и др.].

УДК 552.086

Е.К. Идрисова

Научные руководители – доктор геолого-минералогических наук **А.В. Постников**, старший научный сотрудник **Л.П. Попова**, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН ОБРАЗОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Как известно, на Западно-Сибирской плите выделяются три структурных этажа: складчатый фундамент, сложенный формациями палеозойского возраста; промежуточный структурный этаж, представленный вулканогенными-осадочными породами перми и триаса; ортоплатформенный чехол, сложенный юрскими и более молодыми, практически недислоцированными осадочными толщами. Первые два этажа обычно называют доюрским комплексом (ДЮК) Западно-Сибирской плиты.

Интерес к залежам углеводородов, связанных с резервуарами доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты, возник сразу же после открытия промышленных залежей нефти и газа в 1960-х гг. в Березовском и Шаимском районах, где уже первыми скважинами была установлена продуктивность верхней части палеозойского комплекса [1].

В настоящее время большое количество месторождений находятся на поздней стадии разработки, характеризуются высокой степенью выработки запасов и обводненности. В связи с

этим остро стоит вопрос прироста запасов углеводородов и возникает необходимость их поиска в нетрадиционных ловушках пород ДЮК.

Целью работы является исследование пород фундамента и выявление перспективных зон образования коллекторов нефти и газа в ДЮК. В качестве фактического материала для исследования использовался шлам. Шлам представляет собой небольшие (до 5 см) обломки пород, полученные в результате промывки скважины. Он был отобран с интервалом 5–20 м с глубин 1 060–1 350 м в процессе бурения пяти скважин. Основной объем фактического материала охватывает породы основания осадочного чехла и кровли доюрского основания. Горные породы изучались при помощи оптической микроскопии в петрографических шлифах из прокрашенных образцов, а также методом оптической стереоскопии.

Изучаемая область расположена в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) в Шаимском районе. На исследуемой территории характерно наличие залежей в коре выветривания пород ДЮК, имеется ряд месторождений с высокими дебитами нефти. Покрышкой для коллекторов служат аргиллиты осадочного чехла Тюменской свиты.

В результате исследований выделены и охарактеризованы литотипы пород осадочного чехла и петротипы доюрского основания. Основное внимание уделялось вещественному составу пород фундамента, в составе которого выделены долериты и лейкодолериты (скв. 3П, 4, 6), габброиды (габбро, конга-диабазы, лейкоконга-диабазы) (скв. 1, 4, 6) и гранодиориты (скв. 3). Анализ вещественного состава пород фундамента показал, что определенные типы пород достаточно хорошо согласуются с формациями, выделенными на данной территории ранее В.С. Князевым [2, с. 144]. Исключение составляют только гранодиориты из скважины 3, которые весьма вероятно могут слагать интрузивный массив.

Вулканические породы (долериты и лейкодолериты) относятся к базальт-долеритовой и липарит-лейкобазальтовой формациям перми-триаса, габброиды и гранодиориты слагают небольшие гипабиссальные интрузии более позднего возраста.

В породах присутствует большое количество трещин. Они либо открытые, либо заполнены вторичными минералами: альбитом, эпидотом, кальцитом. Это говорит о сильных тектонических напряжениях и дислокациях, а также о гидротермальных процессах, последняя активизация которых, вероятно, происходила после формирования осадочного чехла. В целом отмечается невысокая интенсивность развития процессов выветривания и, по-видимому, районы изучаемых скважин кор выветривания, в которых можно ожидать формирование поровых коллекторов, характеризуются небольшими толщинами. Судя по изученным образцам с учетом вещественного состава и строения верхней части ДЮК в Шаимском НГР, развитие вторичного пустотного пространства наиболее вероятно в гранитоидах (скв. 3) и в конга-диабазе (скв. 1).

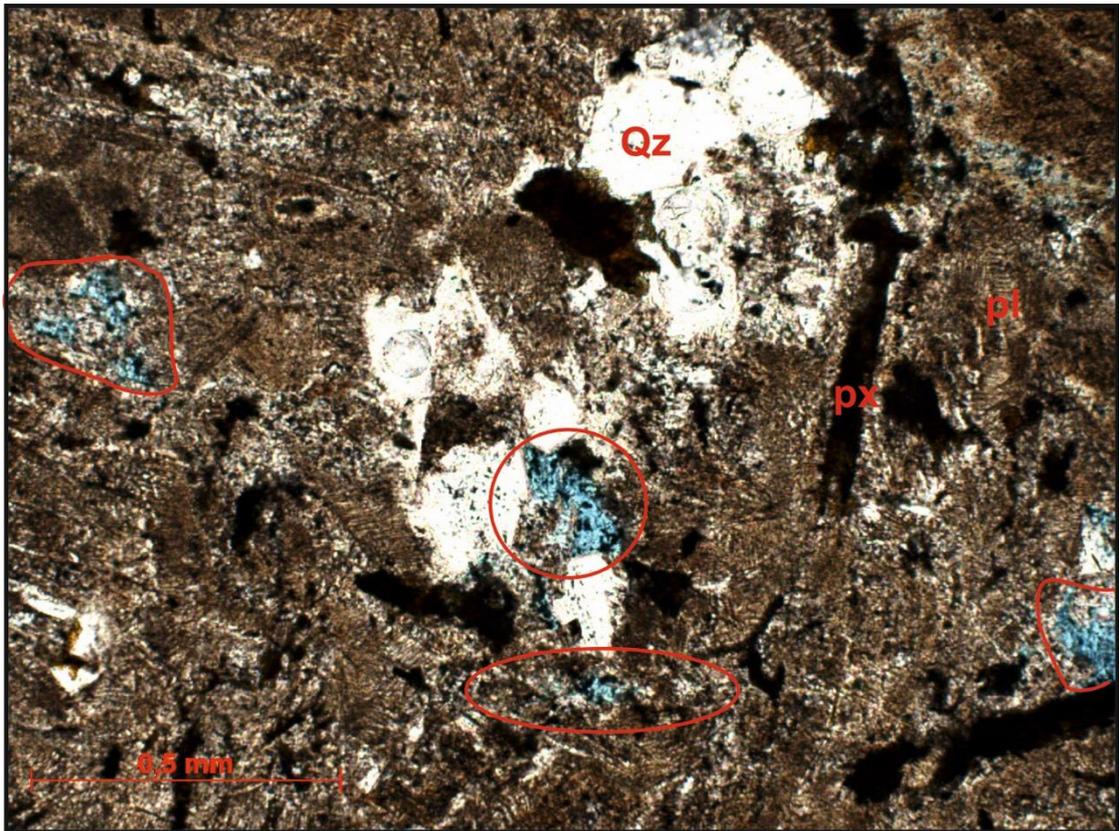


Рис. 1. Выщелачивание плагиоклазов в конга-диабазе, фото без анализатора

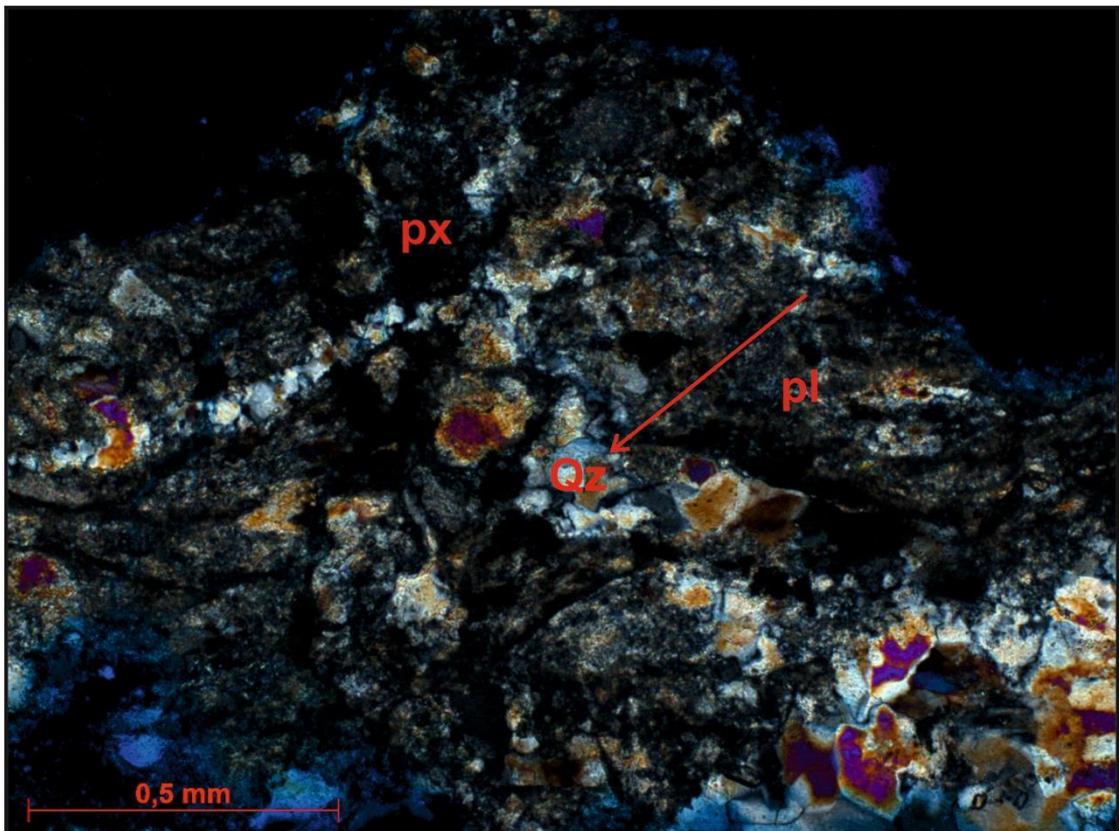


Рис. 2. Трещина, выполненная гидротермальным кварцем в габбро, фото с анализатором

Выводы

1. Установлено, что породы ДЮК в области исследований неоднородны по составу и структуре. Породы фундамента представлены конга-диабазами, лейкоконга-диабазами, долеритами, лейкодолеритами, гранодиоритами и габбро.

2. Во всех породах присутствуют тонкие трещины. Большинство из них заполнены вторичными минералами (кварцем, кальцитом, эпидотом), но присутствуют и слабораскрытые трещины в конга-диабазе (скв. 1). Максимальная раскрытость трещин достигает 0,006 мм.

3. Все породы подверглись сильным вторичным изменениям, но вместе с тем глубоко переработанных кор выветривания не было обнаружено.

4. В конга-диабазе (скв. 1) отмечаются отдельные единичные поры выщелачивания.

5. Перспективные зоны развития коллекторов могут быть связаны с выходами гранодиоритов и конга-диабазов, в которых обнаружены вторичные пустоты, связанные с выветриванием породообразующих минералов.

Список литературы

1. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты / Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Писецкий В.Б. [и др.] // ЛИТОСФЕРА. 2012. № 4. С. 91–106.
2. Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР / Васильева М.Ю., Журавлев Е.Г., Князев В.С. [и др.] // под ред. В.С. Князева, Т.А. Лапинской. М. : Недра, 1992. 305 с.

УДК 551.24

К.С. Ильясов

Научный руководитель – *доцент, кандидат геолого-минералогических наук Е.В. Прокатьев*,
Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАРЫНСКОГО БАССЕЙНА И КЕЛЬПИНСКОГО ОКРАИННОГО ПРОГИБА

Приуроченность Нарынского бассейна к Таримской площади широкого развития потенциально нефтематеринских пород и коллекторов послужила основанием для выявления сравнительной характеристики конкретных исследуемых районов.

При изучении геологической карты Таримского бассейна и поиске данных по нефтегазоносным палеозойским отложениям Таримской платформы наиболее близким аналогом к Нарынской впадине Срединного Тянь-Шаня автором был выбран Кельпинский окраинный прогиб западного склона Таримского срединного массива. В рассмотренных источниках литературы, в частности в [1, с. 291], говорится о том, что в пределах исследуемой

территории интерес для поисков нефти и газа могут представлять лишь палеозойские отложения. Что касается изученности, Таримская платформа была рассмотрена с точки зрения тектоники еще в конце 40-х гг. XX в.

По характеристике погружения Таримский бассейн в целом относится к смешанному разломно-опущенному прогибному погруженному типу бассейнов. Таримская платформа претерпевала различные геотектонические изменения [2, с. 15].

Что касается Нарынского бассейна, то его можно охарактеризовать как край Южно-Тяньшанской геосинклинали, которая также отличается прогибным погружением в средне-верхнем палеозойском этапе. Разломно-погруженный тип развития бассейна наступает после ранее случившегося прогибного типа осадконакопления. Подобные аналогии осуществимо провести при базовых знаниях истории осадкообразования наших изучаемых районов. У нас есть возможность ознакомиться с картой Таримского бассейна.

К карте Таримского бассейна приложен схематический профильный разрез, который поможет лучше ориентироваться в структуре составляющих его элементов. Нам интересен Таримский срединный массив и его западный склон с осадочным покровом платформенного типа.

В составе Таримского срединного массива выделяются следующие основные структурные элементы. Его центральную часть занимает Ойхартское поднятие с неглубоко залегающим докембрийским фундаментом. На северо-западе поднятие сменяется Кельпинским окраинным прогибом, сопряженным по Чонмуздукскому глубинному разлому с Муздукской структурно-фациальной зоной Южного Тянь-Шаня [3, с. 123].

Кельпинские деформации ограничены с северной стороны узким поясом Чонмуздукского глубинного разлома. Он разграничивает верхнепалеозойскую геосинклиналь Тянь-Шаня и Таримский срединный массив [4, с. 34].

Краевые части западного и восточного склонов – Кельпинтаг и Куруктаг – нарушены системой крутых приразрывных моноклинальных и блоковых структур, имеющих в Кельпинтаге четко выраженный линейный характер [1, с. 287].

Кельпинские деформации (Кельпинские кряжи) представляют собой дугообразную систему крутых надвигов, взбросов и сопровождающих их моноклиналей, которые формируют односторонние горст-антиклинали. По разломам подняты северо-западные крылья. В Кельпинском районе, благодаря относительно малой мощности мезозойско-кайнозойского чехла, в предгорные деформации вовлечены породы палеозойского фундамента платформы, то есть они являются потенциальными природными резервуарами нефти и газа тектонически ограниченного типа [4, с. 34].

Отличительной особенностью Нарынской впадины является чрезвычайно широкое развитие разрывных нарушений, расчленяющих впадину на ряд крупных грабенов, разделяемых поднятыми блоками [1, с. 269].

В тектоническом плане Нарынская впадина представляет собой сложно построенный синклинорий, в пределах которого выделяют собственно Нарынскую, Атбашинскую и Тогузтораускую впадины, осложненные многочисленными разломами, ориентированными в широтном направлении вдоль бортов впадины [5, с. 8].

Структурно-фациальная зона	Складчатая структура	Стратиграфическая система	Слагающие породы (литотипы)
Нарынская зона	Позднегерцинская	Нижняя пермь	Вулканогенно-терригенная формация
		Нижний-средний карбон	Карбонатная формация
		Средний-верхний девон	Континентальная красноцветная моласса
Джамандаванский прогиб		Верхнекаменно-угольно-пермская	Прибрежно-морская вулканогенно-терригенная формация

Для удобства восприятия мы решили представить тектонические особенности Нарынского бассейна в виде таблицы.

К первым на площади работ относится Нарынская зона с Кавакской и Байбичетауской подзонами, в которых в среднем палеозое накапливались мощные карбонатные формации. К геоантиклинальным – Акшыйракская с Джетымской подзоной, характеризующаяся ограниченным развитием отложений герцинского структурного этажа.

К югу от Нарынской зоны, вдоль границы со складчатой системой Южного Тянь-Шаня, расположен Джамандаванский позднегерцинский наложенный прогиб, заполненный молассой верхнего палеозоя.

Наибольший интерес при изучении перспектив нефтегазоносности представляют средне- и позднегерцинские структуры Нарынской зоны и Джамандаванского прогиба, в пределах которых расположены Нарынская и Атбашинская впадины мезозойско-кайнозойского заложения. Осадочная основа складчатых структур сложена континентальной красноцветной молассой среднего-верхнего девона, фамен-нижнекаменноугольной карбонатной, средне-верхнекаменноугольной и пермской вулканогенно-терригенной формациями. В Джамандаванском прогибе выделяется верхнекаменноугольная-пермская прибрежно-морская формация.

В герцинской складчатой системе Южного Тянь-Шаня в пределах площади работ выделяется раннегерцинская Атбаши-Иныльчекская зона, которая по характеру формаций может считаться эвгеосинклинальной. В ней выделяется несколько подзон, в четырех из них (Атбашинская, Ташрабатская, Шириктинская и Чирмашская) проводились геологические маршруты.

Позднегерцинская Кокшальская складчатая зона характеризуется миогеосинклинальным режимом развития с преобладанием терригенных флишоидных формаций и позднекаменноугольной-раннепермской складчатостью. В ней работы проведены в Майдантагской и Бедельской подзонах [6, с. 68].

Один из выдающихся исследователей структурно-фациальных зон Тянь-Шаня В.М. Сеницын в 1948 г. привел полный разрез палеозойской группы Кельпинского окра-

инного прогиба. На карте Таримского бассейна он обозначен как склон срединного массива, лишенный мощного мезозойско-кайнозойского покрова. Он сложен типичными платформенными терригенными, красноцветными (в том числе соленосными) и известняковыми формациями.

Его суммарная мощность, по оценке В.М. Сеницына (1948), не превышает 2,5–3,5 км, то есть более чем в пять раз меньше мощности одновозрастных толщ в смежных геосинклинальных прогибах Южного Тянь-Шаня.

На основе анализа была построена сравнительная литолого-стратиграфическая колонка Нарынского бассейна и Кельпинского окраинного прогиба с целью объяснения схожести условий осадкообразования и выявления перспективного нефтегазоносного литолого-стратиграфического комплекса на региональном уровне.

В ядре и на склонах срединного массива, там, где фундаментом служат древние раннепротерозойские гранито-гнейсы и кристаллические сланцы, осадочный покров (платформенный чехол) начинается с кварцитов и граувакковых песчаников, переслаивающихся с конгломератами и покровами основных лав, то есть получается верхнепротерозойский эффузивно-осадочный комплекс. Мощность синийского осадочного покрова не превышает нескольких сотен метров.

Породы докембрийского фундамента и платформенного верхнепротерозойского эффузивно-осадочного комплекса покрываются мощными сериями среднего и верхнего палеозоя пестрого литологического состава (снизу вверх):

- вулканогенно-осадочная толща верхнего карбона – нижней перми мощностью до 1,5 км, сложенная средними и кислыми лавами, туфами и песчано-сланцевыми породами с прослоями известняков;
- песчано-сланцевая толща верхней части среднего – низов верхнего карбона, местами содержащая мощные горизонты известняков;
- песчано-конгломератовая толща визе – низов среднего карбона, содержащая пачки кремнисто-глинистых сланцев, известняков и вулканогенных пород, варьирующих от кислых до основных разностей, мощностью 1–2 км;
- эффузивно-вулканогенная толща верхнего девона-турне, сложенная кварцевыми и андезитовыми порфирами, туфами, кремнистыми и известняково-глинистыми сланцами с прослоями известняков, мощностью от 700 м.

Накопление платформенного чехла продолжается до начала верхней перми. Позднее, начиная с конца пермского и начала триасового периодов, осадконакопление локализуется в Кучарском и Яркендском предгорных прогибах, остальная же территория Таримского массива (в частности его Ойхартская зона) остается областью поднятия [3, с. 119]. По данным китайских геологов, в кайнозое накопилось около 1 000 м, что в шесть раз меньше мощности синхронных отложений в соседних Кашийской и Кучарской впадинах. Это объясняется тем, что платформенный чехол продолжается на относительно небольшой глубине на западном и восточном склонах срединного массива [3, с. 119].

Итак, в результате проработки материала по стратиграфии и тектонике Кельпинских краев и Кельпинского окраинного прогиба складывается представление об их сходности

с Нарынской и Атбашинской впадинами. По геологическому строению оба региона обнаруживают практически однородную идентичность лишь с той разницей, что северо-западная часть склона Таримской платформы лишена мощного мезозойско-кайнозойского покрова, и следовательно, этот фактор доступности палеозойских отложений облегчает проведение нефтегазопоисковых работ в Кельпинских кряжах и окраинном прогибе.

В то же время нужно отметить, что в Срединно-Тян-Шанском регионе несколько иная структурно-тектоническая обстановка. В Нарынском бассейне палеозойский фундамент по данным прошлых геофизических работ установлен на глубине от 3 000 м. Далее на фундамент последовательно накладываются платформенный юра-палеогеновый и орогенный неоген-четвертичный структурно-формационный этажи. Эти сведения вызывают ряд вопросов, касающихся непосредственного проведения буровых работ. Если учитывать вертикальную миграцию УВ до палеоген-неогенового экрана формации континентального генезиса, то стоит рассматривать обширную площадь Нарынской и Атбашинской впадин для проведения геолого-разведочных работ на региональном этапе.

Но если из палеозойских нефтематеринских пород таковой миграции не наблюдается, то нефтегазопоисковые задачи следует намечать ближе к периферии впадин, что соответствует логическому положению регионального нефтегазоносного комплекса Нарынского бассейна.

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что геологический разрез Кельпинского окраинного прогиба и примыкающих к нему Кельпинских кряжей имеет весьма сходные черты с таковым Нарынской, Атбашинской и Аксайской впадин.

И данное сходство инициирует продолжить дальнейшие исследования и уточнение геологического строения двух крупных геотектонических структур районов с целью выявления зональных и локальных нефтегазоносных комплексов.

Список литературы

1. Брод И.О. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М. : Недра, 1965.
2. Юй Ли Го. Геология нефти и газа Китая. Новосибирск : ОИГГМ СО РАН, 1993.
3. Боголепов К.В. Тектоника мезозойского орогенного пояса Средней Азии. Новосибирск : Наука, СО РАН, 1973.
4. Буртман В.С. Геодинамика Тибета, Тарима и Тянь-Шаня в позднем кайнозое. М. : Геолог. ин-т РАН, 2011.
5. Кучеря М.С. Сравнительная оценка возможных направлений поисков нефти и газа в межгорных впадинах Тянь-Шаня. М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010.
6. Макеев В.П. Нефтегазоносность палеозоя и мезозоя-кайнозоя Кокшаала, Приисыккулья, Чуйской, Таласской впадин. Отчет Партии прогноза нефтегазоносности по работам, проведенным в 1992–2000 гг. Б. : Госгеолагентство мин. ресурсов, 2000.

Д.В. Козиков, А.Б. Сапкина

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ РЕЗЕРВУАРА В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Основные риски и неопределенности при планировании и проведении геологоразведочных работ связаны с литологической изменчивостью коллекторов, а также с неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств в интервалах продуктивных и перспективных пластов в межскважинном пространстве.

С целью снижения геологических рисков при проведении геологоразведочных работ, подсчета запасов и ресурсов углеводородов, а также оптимального заложения и проектирования скважин на одном из месторождений Красноярского края проведена оценка фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве с применением методики генетической инверсии 3D-данных волнового поля среды в значения пористости.

Изучаемое месторождение характеризуется сложным геологическим строением. В пределах месторождения пробурены две поисково-оценочные и две разведочные скважины, а также проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D.

Алгоритм генетической инверсии основан на преобразовании временного куба в куб акустического импеданса посредством нейросетевого обучения, в процессе которого происходит подбор наилучшей связи между несколькими сейсмическими трассами в области скважины и непосредственно скважинными данными. В качестве входных данных может быть использована не только кривая значений акустического импеданса, но и любой каротаж, имеющий связь с волновым полем. В данной работе в качестве эксперимента проведено преобразование временного куба в куб пористости с использованием в качестве входных данных значений пористости, рассчитанных по данным геоинформационной системы (ГИС).

На начальном этапе для корректного нейросетевого обучения среды проведена нормализация кривых акустического (АК) и гамма-гамма плотностного каротажей (ГГКП) в интервалах размывов и каверн. Затем проведена увязка сейсмических и скважинных данных, коэффициент корреляции между скважинной синтетической сейсмограммой и сейсмическим разрезом составил 0,6–0,7, что является хорошим результатом и позволяет нейронной сети с высокой степенью достоверности найти зависимость между скважинными данными и данными волнового поля среды.

Следующий шаг – генетическая инверсия временного куба в куб пористости. Инверсия проводилась в пределах продуктивного интервала с обучением нейронной сети по трем скважинам (Well-2, Well-3, Well-4). Четвертая скважина (Well-1) в расчетах не участвовала и служила для контроля качества выполненной инверсии. Набор скважин для

обучения и контроля качества подбирался итерационно, главным критерием являлось наибольшее сходство скважинных и сейсмических данных. Сопоставление кривой пористости, рассчитанной по данным ГИС, и результат расчетов иллюстрирует хорошую связь (рис. 1) – коэффициент корреляции составляет 0.75. Как видно из рисунка, скважина Well-1 вполне корректно вписывается в полученную модель, следовательно, рассчитанный куб с достаточно высокой точностью описывает распределение пористости в среде, что позволяет сделать выводы о возможности использования кривой значений пористости по ГИС в качестве входных данных в целом и о правильности расчетов в частности.

Завершающий этап – использование полученного куба пористости в качестве объемного тренда при трехмерном моделировании. Для примера был взят один из продуктивных пластов со средней толщиной 12 м. По данным литолого-фациального анализа керна, формирование отложений пласта происходило преимущественно в условиях берегового склона и прибрежной зоны.

В целом стохастические алгоритмы более гибки к использованию трендов, поэтому построение куба пористости осуществлялось с помощью последовательного Гауссова моделирования (SGS). Исходный объемный трендовый куб был соответствующим образом подготовлен для использования в моделировании: переведен из времени в глубину и ремасштабирован на ячейки модели.

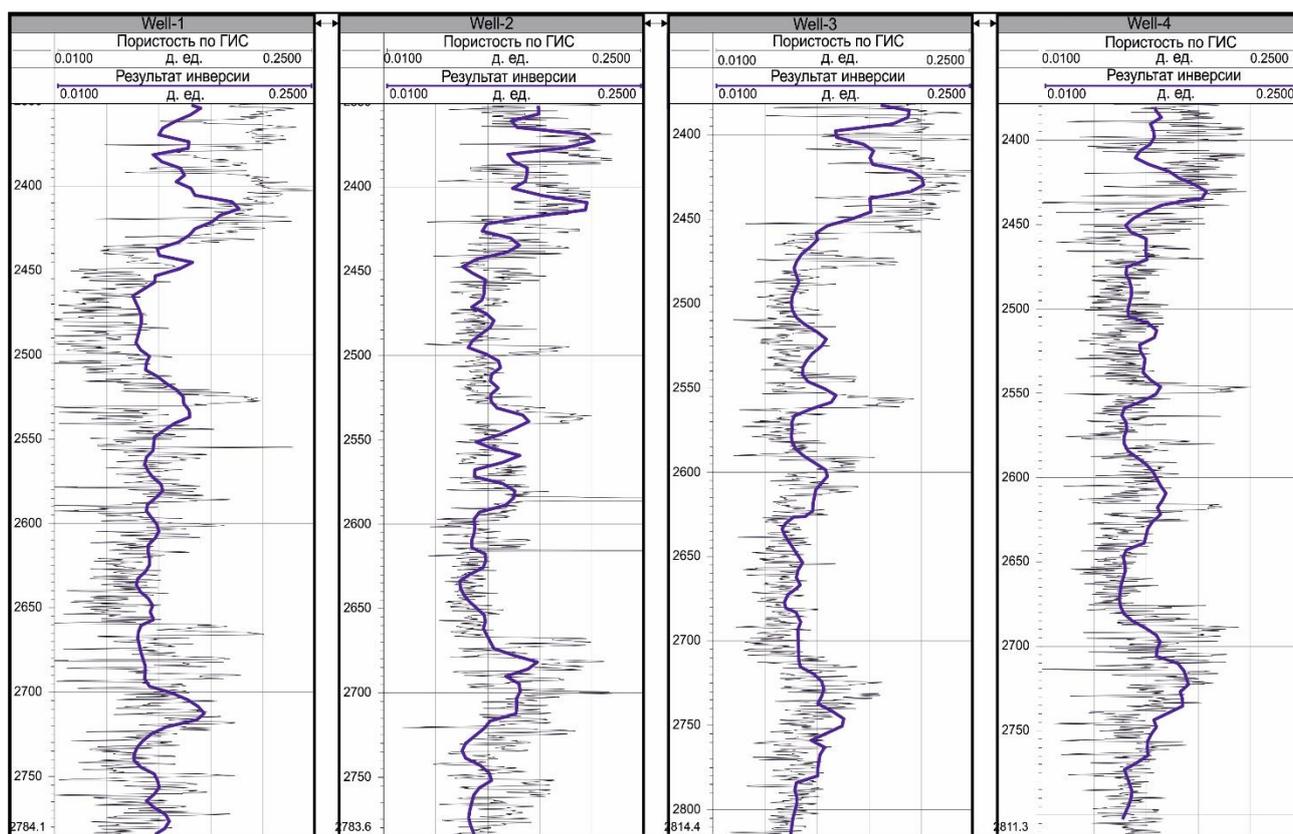
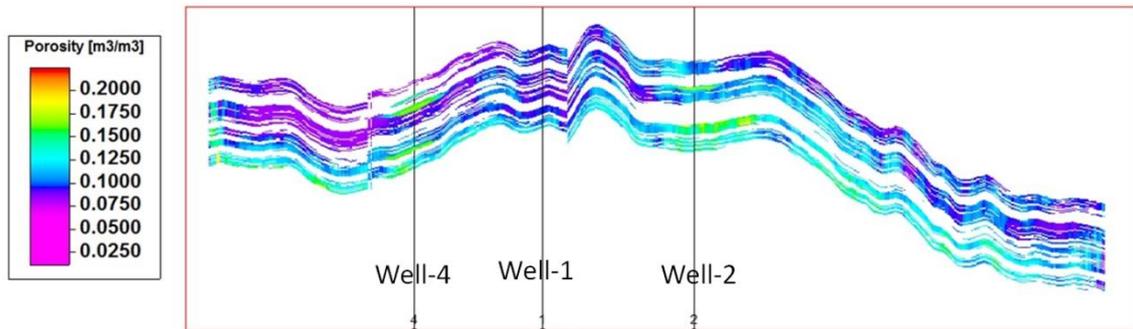
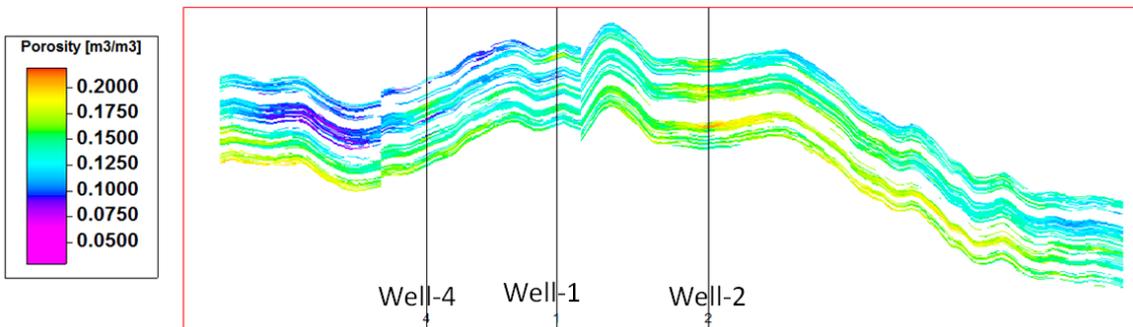


Рис. 1. Сопоставление исходной кривой пористости по ГИС (черный цвет) с кривой, полученной в результате инверсии (фиолетовый цвет)

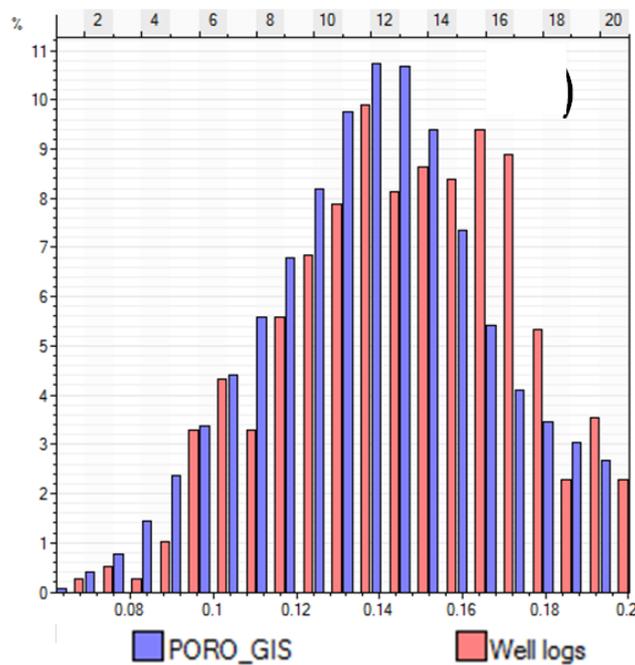
На рис. 2 представлен разрез трендового куба и куба пористости, а также гистограмма распределения пористости. Гистограмма демонстрирует хорошее статистическое соотношение между исходными данными и результирующим кубом. Распределение пористости в модели близко к нормальному, что позволяет сделать выводы о корректности построений.



a



б



в

Рис. 2. Итоговые результаты: *a* – разрез тренда пористости; *б* – разрез куба пористости; *в* – гистограмма распределения пористости (синим – по модели, красным – по ГИС)

На основе скважинных данных и данных результатов обработки материалов МОГТ-3D проведена оценка пористости в межскважинном пространстве с использованием методики генетической инверсии, основанной на принципе нейросетевого обучения. В качестве контроля качества сопоставлялись полученные значения куба пористости с данными независимой скважины. Таким образом, результаты работы можно использовать для прогноза пористости продуктивных и перспективных пластов в межскважинном пространстве и, следовательно, снижения рисков при планировании дальнейших геологоразведочных работ на месторождении.

В дальнейшем планируется проанализировать и сопоставить полученный куб пористости с данными литолого-фациального анализа для получения фациальной модели 3D.

УДК 550.8.05

Д.В. Назаров, В.А. Колесов, А.А. Головин, Д.А. Локшин

*Научный руководитель – доктор физико-математических наук, профессор В.М. Киселев
Сибирский федеральный университет*

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ДАННЫХ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА И ПЛАСТОВЫХ МИКРОСКАНЕРОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Объектом исследования являются сложнопостроенные венд-кембрийские карбонатные горизонты: Осинский (Б1, Б2), Усть-Кутский (Б3-4, Б5), Преображенский (Б12) и Ербогаченский (Б13), расположенные в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Непско-Ботуобинская НГО признана первоочередным районом концентрации региональных и поисковых работ в южных районах Лено-Тунгусской НГП [1]. Рассматриваемые горизонты характеризуются сложным строением резервуаров и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов как вследствие локального засоления их пустотного пространства, так и вторичными процессами выщелачивания. Основная доля пор и каверн в породах рассматриваемых комплексов образовалась в результате доломитизации известняков и последующего выщелачивания карбонатных пород. Определение емкости трещин на кубических образцах путем пропитки их в люминофоре показало, что их общий вклад в пустотное пространство пород незначителен и составляет десятые доли

процента. Анализ минералогического состава пород по данным рентгенофазового анализа (РФА) показал, что рассматриваемые породы сложены преимущественно доломитом, кальцитом, галитом, кварцем, ангидритом и глинистыми минералами.

В 2012–2013 гг. для обеспечения петрофизической поддержки с количественной выдачей подсчетных параметров, таких как пустотность пород (Кп), нефтегазонасыщенность (Кнг), эффективные толщины (Нэфф), согласно принятым методическим рекомендациям по подсчету запасов [2], созданы алгоритмы интерпретации стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС). Под стандартным комплексом ГИС в рамках данной работы будем подразумевать комплекс, включающий гамма-каротаж, нейтронный, акустический, плотностной, боковой и микробоковой каротажи (МБК), а также каверномер. Для определения подсчетных параметров Кп и Кнг по разработанной модели использовались решение системы алгебраических уравнений (СЛАУ) с заранее заданными минералогическими константами и модель Дахнова-Арчи с параметрами, установленными по связям керн-ГИС и ГИС-ГИС. Более подробно данные подходы описаны в работе [3]. Достоверное определение этих подсчетных параметров по ГИС подтверждается сопоставлением с керновыми данными. Однако существуют неопределенности в выделении по заданным критериям интервалов коллекторов. Так выделяемые интервалы не всегда соответствовали результатам испытаний как по наличию притока из объекта, так и по типу получаемого флюида. В связи с этим актуальной петрофизической задачей является создание и применение новых подходов в выделении интервалов коллекторов и определения их характера насыщения. Для решения задачи предлагается использовать данные современных высокотехнологичных методов ГИС, таких как ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) и электрические пластовые микросканеры.

Выделение коллекторов по данным ЯМК. Классические подходы, используемые специалистами во всем мире, к интерпретации данных ЯМК основываются в основном на разделении объемов связанных и подвижных флюидов с использованием граничных значений (отсечек) времени поперечной релаксации (T_2), которое для карбонатных пород принято на уровне 90 мс. Метод граничного значения основан на предположении о четком разграничении размеров пор, содержащих свободную или связанную воду, и заключается в разделении распределения времен поперечной релаксации (T_2) на несколько интервалов, соответствующих релаксации воды глин, капиллярно-связанной, свободной и каверновой воды [4].

Для оценки возможностей ЯМК в изучаемом разрезе выполнен ряд комплексных лабораторных исследований керна, подробно описанных в работах [5, 6, 7]. На основе полученных результатов установлено, что пластовая вода содержит магнитные примеси, а спектр такой воды, независимо от доли воды в пустотном пространстве, всегда расположен в определенном месте, что не позволяет использовать метод общепринятых граничных отсечек. Спектр ЯМР нефти одномодален и не пересекается со спектром от пластовой воды, что позволяет разделять эти флюиды на количественном уровне. При вытеснении нефти высокоминерализованным фильтратом бурового раствора (ФБР) на водной основе в интервале изучаемых смешаносмачиваемых и преимущественно гидрофобных пород ФБР релаксирует на временах близких к релаксации в свободном объеме, что, в свою очередь, позволяет разделять сигнал от нефти и

ФБР на количественном уровне и прогнозировать продуктивные интервалы. Пример выделения продуктивного интервала по данным ЯМК приведен на рис. 1. Более подробно алгоритм выделения продуктивных интервалов по данным ЯМК описан в работе [8].

Следует отметить, что выделяемые интервалы с наличием подвижного флюида по данным ЯМК совпадают с работающими интервалами по результатам интерпретации данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Успешность выделения продуктивных, нефтенасыщенных интегралов и определение их характера насыщения по рассматриваемому подходу при сопоставлении с результатами испытания составляет практически 96 % [8]. Однако в случае наличия большого объема пластовой воды в коллекторе сигнал от смещения пластовой воды с ФБР может быть смещен на те же времена релаксации (T_2), что и сигнал от нефти. В таких случаях выделение продуктивных интервалов только лишь по данным ЯМК становится невозможным.

Анализ данных пластовых микросканеров. Пластовые микросканеры позволяют получить изображение ствола скважины по данным электрического сопротивления и затуханию акустической волны. При этом шаг квантования данных для таких приборов составляет первые миллиметры, а размеры регистрируемых геологических объектов, как правило, от 100 мкм. Именно высокое разрешение данных является ключевым превосходством пластовых микросканеров относительно остальных методов ГИС.

Мелкие детали данных сканера могут быть использованы для выделения различных видов трещин, кавернозных участков и текстурных особенностей. Следует отметить, что пластовые микросканеры являются скорее геологическими методами, чем геофизическими, так как не позволяют напрямую определять петрофизические свойств горных пород.

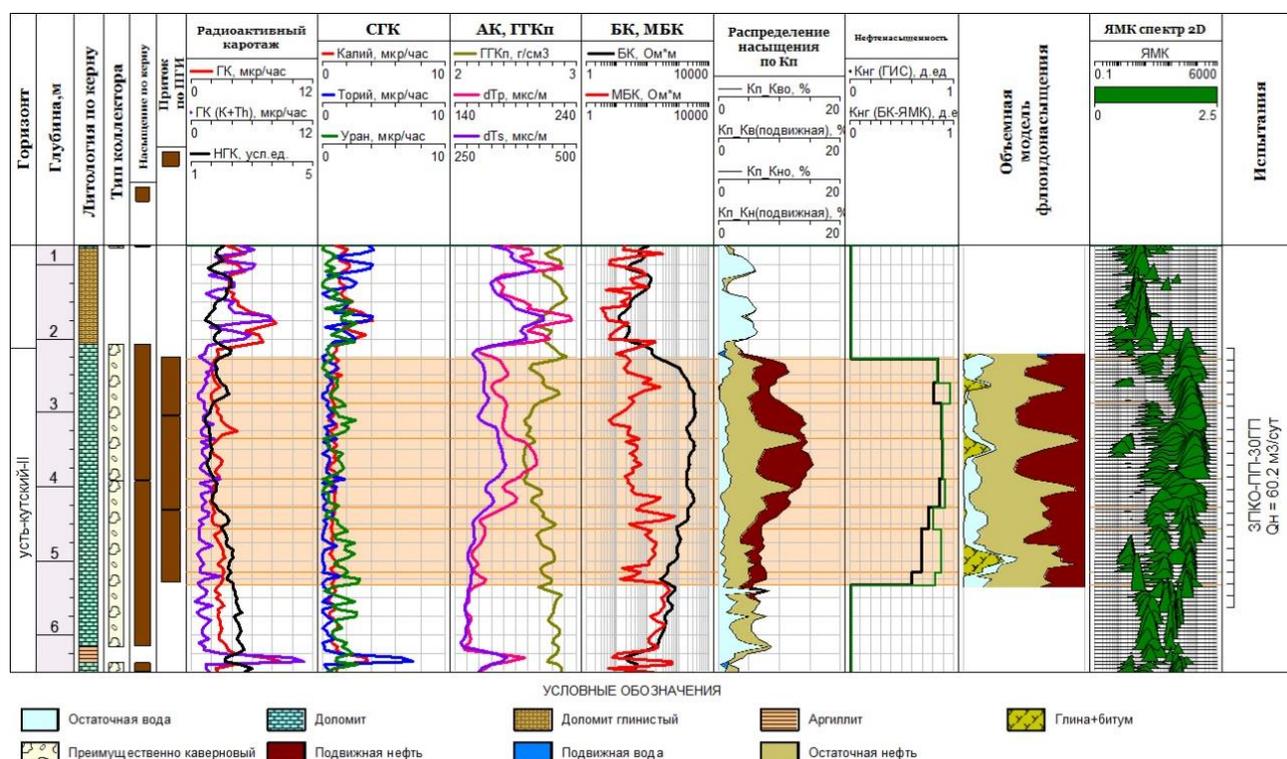


Рис. 1. Пример использования данных ЯМК для выделения продуктивных интервалов

В пределах рассматриваемой территории запись пластовых микросканеров велась в скважинах, пробуренных в 2010–2011 гг. с целью поиска типичного для карбонатных пород трещинного резервуара. По результатам интерпретации данных наличие интенсивной трещиноватости в изучаемых отложениях не было подтверждено и от записи данных методов в дальнейшем решили отказаться. Однако в результате неуверенного выделения коллекторов по стандартному комплексу ГИС и наличием необходимости в выделении интервалов интенсивного выщелачивания с количественным разделением пустотного пространства на каверновую и поровую составляющие встал вопрос о переобработке данных этого высокотехнологического метода.

Одним из используемых параметров при припроцессинге данных пластового микросканера является кривая среднего сопротивления массива для каждой точки глубины. После получения такой кривой проводится ее нормализация на данные МБК (или другого электрического метода с наименьшей радиальной разрешающей способностью). Обозначим нормализованную кривую сопротивления по микросканеру на кривую сопротивления по МБК как R_{Norm} .

Как показала практика, при сопоставлении R_{Norm} с сопротивлением по МБК ($R_{МБК}$) в продуктивных интервалах наблюдается значительное превышение R_{Norm} над $R_{МБК}$. Следует отметить, что разбежка рассматриваемых сопротивлений является «аномалией» и характерна только для продуктивных интервалов. Так, во многих целевых интервалах изучаемой территории имеется расхождение сопротивлений по боковому и микробокковому каротажам, однако это не является прямым признаком наличия коллектора. В таких интервалах, не обладающих притоком, по результатам опробования, R_{Norm} не имеет разбежек с сопротивлением по МБК. Такое поведение может быть объяснено тем, что на стенке скважины образуется корка из твердых взвесей бурового раствора, которые в совокупности с высокой гидрофобностью пород приводят к высокому сопротивлению стенок скважины, что особенно критично для электрических пластовых микросканеров, глубинность исследований которых составляет первые миллиметры.

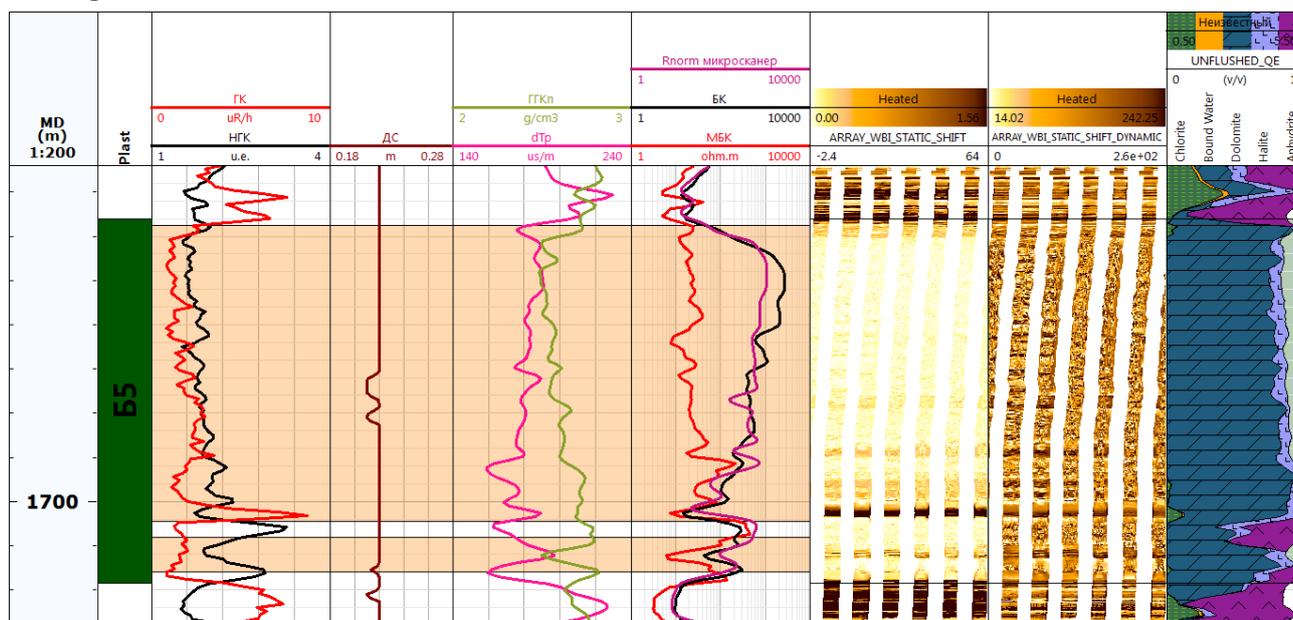


Рис. 2. Пример использования данных электрического пластового микросканера для выделения продуктивных интервалов

По данным кавернометрии, сужение ствола скважин не наблюдается, поэтому есть основания полагать, что корка образуется на стенке скважины со стороны пласта. В пользу данного предположения также говорит и то, что кавернозность таких интервалов на статическом изображении практически не фиксируется (хотя используется буровой раствор на водной основе), на динамическом изображении отдаленно прослеживаются лишь наметки на кавернозность. При этом на колонке керна прослеживается явно выраженная кавернозность (рис. 2).

Рисунок 2 содержит пример выделения продуктивного интервала на основе разбежки нормализованного на МБК сопротивления пластового микросканера и сопротивления по МБК. Как видно, разбег сопротивлений расположен в интервале целевого пласта и находится в интервале коллектора, выделяемого по принятой петрофизической модели для рассматриваемой территории. По результатам испытаний в рассматриваемой скважине получен безводный приток нефти.

Выводы. В условиях рассматриваемых сложнопостроенных карбонатных отложений выделение интервалов коллекторов и определение их характера насыщения по стандартному комплексу ГИС осложнено наличием полиминерального скелета, засолением, ангидритизацией пустотного пространства, вторичными процессами выщелачивания.

Проведенный в работе анализ показал, что в рассматриваемых условиях эффективным инструментом при выделении продуктивных интервалов является комплексирование стандартного комплекса ГИС с такими высокотехнологичными методами ГИС как ЯМК и электрические пластовые микросканеры.

В связи с достаточно необычным поведением пластовой воды на спектре поперечной релаксации ЯМК, легкими нефтями, преимущественной гидрофобностью изучаемых пород, а также использования бурового раствора на водной основе при бурении скважин по данным ЯМК представляется возможным идентифицировать интервалы с проникновением фильтрата бурового раствора, что позволяет относить их к продуктивным.

Описан подход выделения продуктивных интервалов в изучаемых отложениях путем расчета среднего сопротивления из массива данных электрических пластовых микросканеров и последующей нормализации полученных значений на показания микробокового каротажа. Установлено, что нормализованное сопротивление пластового микросканера имеет превышение над сопротивлением, определяемым с использованием МБК, в продуктивных интервалах, что, по всей видимости, связано с наличием закольматированной буровым раствором зоны пласта.

Список литературы

1. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев [и др.]. Новосибирск : Наука, 1986. 244 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М. – Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 259 с.

3. Особенности петрофизической модели карбонатных коллекторов Иркутских лицензионных участков / Д.А. Филатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 42–45.
4. Methods for computing Swi and BVI from NMR logs / S. Chen [et al.] // 39th Annual SPWLA Logging Symposium. 1998. 10 p.
5. Киселев В.М., Колесов В.А., Чашков А.В. Комплексные исследования керн карбонатных отложений Усть-Кутского горизонта методом ядерно-магнитного резонанса // Каротажник. 2014. Вып. 7 (241). С. 42–51.
6. Колесов В.А., Хохолков А.Г., Чашков А.В. Изучение влияния смешивания пластовой воды и фильтрата бурового раствора на спектр ядерно-магнитного каротажа // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 34–37.
7. Расчет коэффициента остаточного водонасыщения коллекторов Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа / В.А. Колесов [и др.] // Каротажник. 2014. Вып. 8 (242). С. 50–58.
8. Колесов В.А., Назаров Д.В., Романцов А.С. Ядерно-магнитный каротаж в карбонатных отложениях Восточной Сибири – эффективный инструмент решения основных петрофизических задач // Каротажник. 2015. Вып. 5 (251). С. 50–58.

УДК 550.8.01

О.А. Петрусь, К.А. Тихонова

Научный руководитель – *Е.В. Харитонов*

Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГЛИНИСТОСТИ ПРИ НАЛИЧИИ В РАЗРЕЗЕ ДИСПЕРСНОЙ И СЛОИСТОЙ ГЛИНИСТОСТИ, А ТАКЖЕ УЧЁТ ВЛИЯНИЯ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

В терригенных коллекторах фильтрационно-емкостные свойства и другие петрофизические характеристики зависят от содержания глинистых минералов, их состава и морфологии.

Содержание в породе глинистого материала существенно влияет на точность построения петрофизических связей, лежащих в основе интерпретации данных ГИС. Усложняет интерпретацию данных электрического каротажа для насыщенных пластов.

Наибольшее влияние на искажение значений сопротивления оказывает рассеянная (дисперсная) глинистость, которая локализуется в поровом пространстве, уменьшая эффективную пори-

стость и сопротивление. Она значительно снижает проницаемость породы и увеличивает ее водонасыщенность (S_w). Это объясняется свойством глинистых минералов адсорбировать больше воды, чем зерна кварца. Рассеянная глина содержит больше связанной воды, поскольку на нее воздействует только гидростатическое поровое давление. Как следствие, в песчаном пласте такая глинистость снижает истинное удельное сопротивление пласта R_t , и если не вводить поправку за глинистость, значения водонасыщенности окажутся завышенными, то есть зоны, являющиеся на самом деле нефтенасыщенными, будут проинтерпретированы как водонасыщенные.

Учет рассеянной глинистости является до конца не изученным и не имеет определенной разработанной методики определения. Создание методики учета рассеянной глинистости при определении удельного электрического сопротивления, значительно повысит достоверность интерпретации данных электрических характеристик породы и оценки нефтегазонасыщенности коллекторов.

Цель работы: анализ имеющегося опыта в области определения глинистости, разработка методики учета рассеянной глинистости при корректном определении удельного электрического сопротивления на основе известных методов и моделей электропроводности горных пород.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1) изучение понятия «глинистость», влияние на физические свойства терригенных коллекторов, на показания данных электрического каротажа;

2) анализ исследований имеющих научные и методические работы в области изучения проблемы учета глинистости;

3) разработка методики учета рассеянной глинистости при интерпретации данных ГИС.

Объектом научного исследования являются тонкослоистые терригенные продуктивные пласты-коллекторы с присутствием рассеянной и слоистой глинистости.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней рассмотрена проблема учета рассеянной глинистости при определении УЭС пластов-коллекторов. Благодаря разрабатываемой методике в будущем будут решаться такие задачи, как повышение качества и точности определения подсчетных параметров заключений геофизических исследований скважин.

Глинистость коллекторов. Глинистость межзернового терригенного коллектора характеризуется долей минерального скелета породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зерен меньше 0,01 мм.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием $C_{гг}$ (*массовая глинистость*) в твердой фазе породы, выражаемым в процентах или долях единицы: $C_{гг} = m_{<0,01} / m_{ТВ}$, где $m_{<0,01}$ – масса фракции $d_3 < 0,01$ мм; $m_{ТВ}$ – масса твердой фазы породы, включая и фракцию $d_3 < 0,01$ мм.

Для характеристики объемного содержания глинистого материала в породе используют *коэффициент объемной глинистости* $k_{гг}$, который при равенстве минеральных плотностей $\delta_{ск} = \delta_{гг}$ частиц скелетной и глинистой фракции будет равен $k_{гг} = C_{гг} (1 - k_{п})$.

В петрофизике используют также *параметр относительной глинистости* $\eta_{гг} = k_{гг} / (k_{гг} + k_{п})$, характеризующий степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами и выражаемый в долях единицы [1, с. 12].

Параметры $C_{гг}$, k_n , $\eta_{гг}$ характеризуют рассеянную глинистость в межзерновых коллекторах.

В слоистом глинистом коллекторе, представленном чередованием чистых прослоев коллектора и глины, относительное содержание по мощности глинистых прослоев в пачке характеризуют параметром $\chi_{гг}$, выражающем долю толщины слоистой породы, приходящуюся на прослой глины.

В общем случае, если коэффициенты пористости песчано-алевритовых и глинистых прослоев неодинаковы ($k_n \neq k_{п-гг}$), параметры $\eta_{гг}$ и $\chi_{гг}$ для пачки связаны соотношением

$$\eta_{гг} = \chi_{гг} (1 - k_{п-гг}) / [\chi_{гг} + k_{пг} (1 - \chi_{гг})].$$

Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и обменные катионы. С ростом содержания глинистого материала закономерно уменьшаются эффективная пористость, проницаемость и способность породы быть коллектором [1, с. 15].

Таким образом, содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором. Кроме того, глинистость коллектора оказывает существенное влияние на физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС.

Существуют определенные недостатки определения понятия «глинистость», широко применяемого в нефтегазовой геологии и геофизике. Эти недостатки обусловлены особенностями методики определения глинистости в лабораториях производственных и исследовательских организаций и заключаются в следующем. Перед гранулометрическим анализом проба обрабатывается 5%-ным раствором соляной кислоты; при этом растворяются не только карбонатные соединения, но и высокодисперсные компоненты – некоторые глинистые минералы, гидроокислы железа и алюминия, которые по ряду признаков следовало бы включить в глинистую фракцию. Иногда содержание таких растворимых высокодисперсных компонентов соизмеримо с содержанием фракции $d_3 < 0,01$ мм или выше.

В полимиктовых и вулканогенных песчаниках и алевролитах часть глинистых минералов входит в состав скелетных зерен и не учитывается при стандартном гранулометрическом анализе.

Выделение фракции $d_3 < 0,01$ мм позволяет лишь определить массовое содержание в породе этой компоненты, но не дает представления о ее дисперсности. В действительности для различных пород эта фракция может иметь различный минеральный состав (глинистые минералы группы монтмориллонитов, гидрослюды и каолинита с примесями неглинистых минералов) и дисперсность.

Таким образом, используемое понятие «глинистость» в общем случае не является объективной характеристикой содержания высокодисперсного материала в породе и выполняет эту роль лишь для кварцевых или преимущественно кварцевых песчаников и алевролитов с достаточно однородным минеральным составом пелитовой фракции при отсутствии или незначительном содержании растворимых высокодисперсных компонентов.

Более объективными характеристиками содержания в породе активных минеральных компонент, в первую очередь глинистых минералов, являются **емкость катионного обмена, гигроскопическая влажность породы**. Выражают обычно в мг·экв/см³. Вполне закономерно, что значения таких геофизических параметров, как относительная амплитуда $U_{СП}$ или индекс свободного флюида (ИСФ), устанавливаемый по диаграмме ядерно-магнитного каротажа, имеют более тесную корреляционную связь с величинами, чем с параметрами глинистости. Эти параметры не получили пока широкого применения на практике для характеристики глинистости пород, что обусловлено, вероятно, ограниченным масштабом экспериментальных определений этих величин в лабораториях. В то же время в ряде работ, опубликованных отечественными и зарубежными авторами, показана возможность и целесообразность использования этих параметров в качестве более эффективной характеристики содержания в породе дисперсного материала. Однако в настоящее время параметры глинистости $C_{г.л.}$, $k_{г.л.}$, $\eta_{г.л.}$ в практике изучения продуктивных коллекторов используют чаще.

Выделяют три типа распределения глинистого материала в породах-коллекторах: слоистая, структурная и рассеянная (дисперсная) глинистости.

Рассеянная (дисперсная) глина, которая образуется вследствие преобразования глин уже накопившегося осадка и осаждения различных глинистых минералов, может налипать на песчаные зерна и обволакивать их или же может заполнять часть порового пространства. Рассеянная глина значительно снижает проницаемость породы, в то же время увеличивая ее водонасыщенность [2, с. 230].

С точки зрения его электропроводности глинистый раствор, или водная суспензия глины, может при первом приближении рассматриваться как некий электролит с проводимостью, выражаемой через удельное сопротивление R_t следующим образом:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{f_{im}}{F_{im}} \left(\frac{f_{shd}}{R_{shd}} + \frac{f_{im} - f_{shd}}{R_w} \right), \quad (1)$$

где f_{im} – часть общей пористости φ_{im} , занимаемая смесью рассеянной глины с пластовой водой. В случае отсутствия углеводородов в пласте (водонасыщенность = 1) доля этой части порового пространства, занимаемая пластовой водой $(1 - f_{shd})/f_{im}$, и доля его, занимаемая рассеянной глиной f_{shd}/f_{im} , связаны следующим уравнением:

$$S_w = \left(\frac{1 - f_{shd}}{f_{im}} \right) + \left(\frac{f_{shd}}{f_{im}} \right) = 1, \quad (2)$$

где f_{shd} – доля общей пористости φ_{im} , занимаемая рассеянной глиной, которую можно определить по данным ГИС:

$$f_{shd} = 1 - \frac{\varphi_D}{\varphi_S},$$

где φ_D – пористость по плотностному каротажу; φ_S – пористость по акустическому каротажу; φ_{im} – общая пористость, или матричная пористость породы, занимаемая флюидами и рассеянной глиной; R_{shd} – удельное сопротивление рассеянной глины, $\approx 0,4R_{sh}$; F_{im} – параметр пористости, соответствующий общей пористости φ_{im} ; R_w – удельное сопротивление пластовой воды.

$$F_{im} = \frac{a}{\varphi_{im}^m} = \frac{f_{im}^2 R_t}{R_{im}}. \quad (3)$$

Принимая, что показатель насыщения n равен 2, и комбинируя уравнения (1)–(3), решая их относительно S_w , получаем

$$S_w = \frac{1}{1-f_{shd}} \left[\left\{ \frac{aR_w}{f_{im}^m R_t} + \left(\frac{f_{shd}(R_{shd}-R_w)}{2} R_{shd} \right)^2 \right\}^{0,5} - \frac{f_{shd}(R_{shd}+R_w)}{2} R_{shd} \right]. \quad (4)$$

Значение R_{shd} оценить трудно. Но поскольку в большинстве глинистых песчаников оно намного больше, чем R_w , его точное значение не так уж важно знать, и приняв $R_{shd} \gg R_w$, уравнение (4) можем упростить до следующего выражения:

$$S_w = \frac{1}{1-f_{shd}} \left[\left(\frac{aR_w}{\varphi_{im}^m R_t} + \frac{f_{shd}}{4} \right)^{0,5} - \left(\frac{f_{shd}}{2} \right) \right]. \quad (5)$$

Общую пористость φ_{im} определяем по данным акустического каротажа, а f_{shd} – по акустическому и плотностному каротажам, как показано выше. Если R_{shd} не так уж намного превышает R_w , уравнение (5) дает завышенные оценки S_w [2, с. 233].

Удельное электрическое сопротивление горных пород. Важнейшим параметром в комплексе петрофизических характеристик терригенных отложений, содержащих залежи углеводородов, является удельное электрическое сопротивление (УЭС) или обратная величина удельная электропроводность породы. Этот параметр используется в комплексе с другими физическими свойствами при выделении в геологическом разрезе интервалов продуктивных коллекторов и определении их коэффициента водонасыщенности и соответственно нефтегазонасыщенности.

Первой работой по электрическим свойствам пород можно считать статью Г.Е. Арчи, написанную в 1942 г. В это же время в России аналогичной проблемой занимался В.Н. Дахнов. Арчи вывел формулу: $P = \frac{\sigma_B}{\sigma_{вп}} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_B} = \frac{a}{K_{п}^m}$, формула Дахнова: $\rho_n = P_n \cdot P_B \cdot P_M \cdot P_n \cdot V_d \cdot P_t \cdot \rho_B$, где σ_B – удельная электропроводность поровой воды; $\sigma_{вп}$ – электропроводность насыщенной породы; $K_{п}$ – коэффициент пористости породы; a – структурный коэффициент; m – коэффициент извилистости пор. В формуле В.Н. Дахнова P_n – параметр пористости; P_B – параметр влажности; P_M – параметр, учитывающий наличие электропроводящих минералов; P_n – параметр, учитывающий поверхностную проводимость (глинистость); V_d – параметр зернистости; P_t – параметр температуры; ρ_B – УЭС поровой влаги. Формула Арчи по числу параметров относительно ограничена, а вот формула Дахнова существенно шире, охватывает все важные факторы. Но по формуле Арчи сразу можно считать, а формула Дахнова отражает важные идеи, но ее считающие возможности спрятаны. В итоге появилось уравнение для определения водонасыщенности чистых неглинистых коллекторов, называемое уравнением Дахнова-Арчи:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\varphi^m R_t} \right)^{1/n}.$$

Современные модели учитывают наличие различных типов глин в породах, уравнение Дахнова-Арчи корректируется, приобретая более сложную форму. Существует множество вариантов уравнений для определения водонасыщенности глинистых песчаников. Наиболее общий подход к проблеме определения водонасыщенности с учетом свойств глинистой фракции – это модели Ваксмана-Смитса и двойной связанной воды.

Выводы. На основе обобщения предыдущих исследований и выполнения собственных теоретических исследований было принято решение о разработке универсальной методики учета рассеянной глинистости при корректном определении удельного электрического сопротивления. При этом установлено, что с точки зрения его электропроводности глинистый раствор может при первом приближении рассматриваться как некий электролит с проводимостью, выражаемой через удельное сопротивление R_t .

Развита представление о модели терригенной породы в части объяснения понятия «глинистость породы». Обоснована целесообразность использования более объективных характеристик содержания в породе активных минеральных компонент, глинистых минералов.

Установлено, что современные модели определения электропроводности требуют измерения емкости катионного обмена глинистой фракции и знания типа (минералогический состав) глин и форм ее распределения (слоистая, структурная или рассеянная формы). Однако существует ряд недочетов в самых распространенных на Западе уравнениях:

- 1) входящая в них емкость обмена редко и трудно измеряется (особенно для сильно глинистых образцов);
- 2) способы пересчета емкости обмена в глинистость весьма не доопределены и сомнительны;
- 3) такие уравнения принципиально не описывают анизотропию сопротивления (ведь и пористость и емкость не зависят от направления);
- 4) уравнения тестировались и их константы подбирались только по молодым песчано-глинистым отложениям.

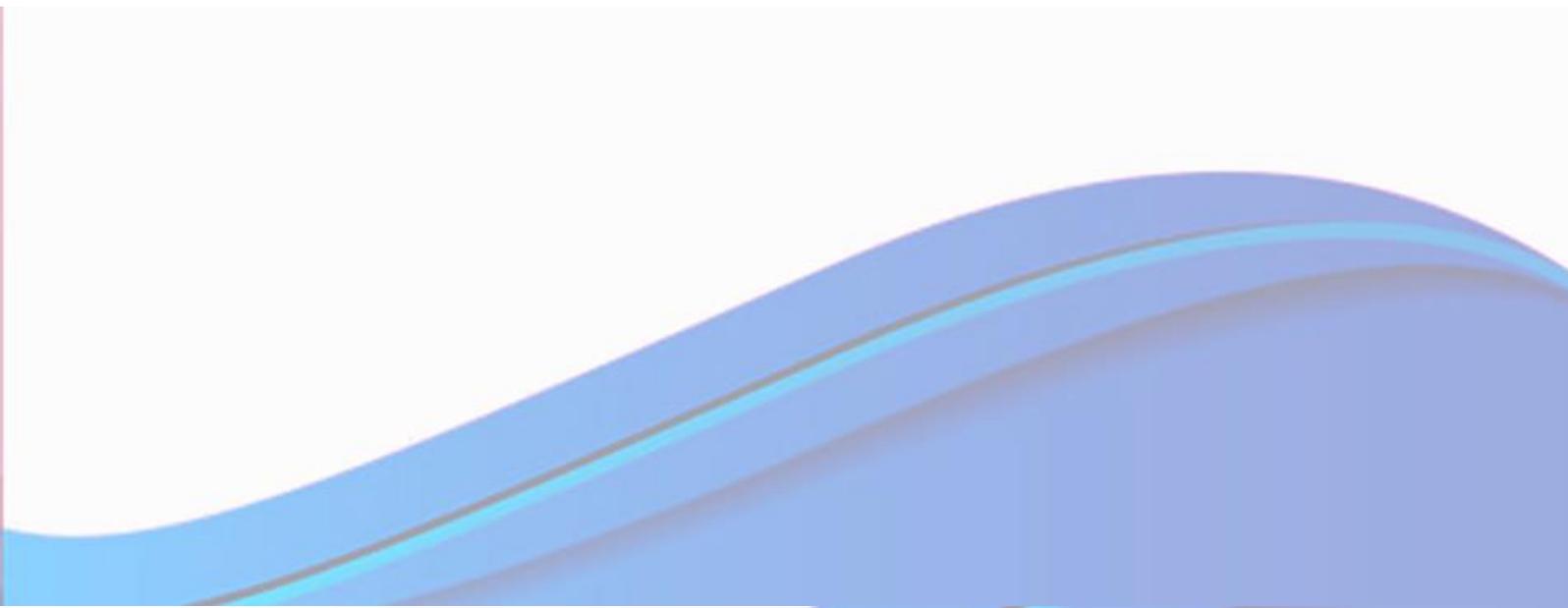
Все эти особенности располагают обратиться к другим уравнениям определения водонасыщенности песчано-глинистых пород с рассеянной глинистостью к поиску и созданию уравнений определения водонасыщенности песчано-глинистых пород с рассеянной глинистостью.

Создание методики учета рассеянной глинистости при определении удельного электрического сопротивления позволит создать более достоверный способ определения коэффициента нефтегазонасыщенности пород коллекторов и значительно повысит достоверность интерпретации данных об электрических характеристиках породы.

Список литературы

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород) : учебник / под ред. Д.А. Кожевникова. 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 368 с.
2. Тиаб Д., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов : науч. изд. / под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского ; пер. с англ. М.Д. Углов. 2-е изд. М. : ООО «Премиум инжиниринг», 2008. 837 с.

ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ



Д.В. Воронцов, Е.В. Уколова, И.Н. Шушпанов

Научный руководитель – кандидат технических наук **И.Н. Шушпанов**

Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАДВИЖЕК НЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов – трудоемкие процессы и требуют больших затрат [1]. В связи с увеличением срока эксплуатации магистральных нефтепроводов объем работ по их обслуживанию и ремонту возрастает. Поэтому важнейшей задачей становится совершенствование технологии и технического обслуживания и ремонтных работ. Технология замены поврежденного участка с остановкой перекачки широко применяется при ремонте отечественных нефтепроводов. По этой технологии после остановки перекачки обнаруженный аварийный участок перекрывают от остальной трассы двумя линейными задвижками. При авариях на нефтепроводах с системой телемеханизации происходит автоматическое отключение насосных агрегатов и локализация поврежденного участка линейными задвижками.

На магистральных нефтепроводах используются виды и типы арматуры различного функционального назначения в широком диапазоне давлений рабочей среды (до 12,5 МПа) и диаметров (до 1 200 мм). Это шиберные и клиновые задвижки, предназначенные для перекрытия участков линейной части магистральных нефтепроводов в случае их повреждения, а также для технологической обвязки систем насосных станций, чистки и диагностирования магистральных трубопроводов и др. [2].

Обратные затворы обеспечивают защиту систем при возникновении обратного тока рабочей среды. Клапаны предохранительные предназначены для защиты систем от аварийного превышения давления. От надежного, безотказного выполнения арматурой своих функций в решающей степени зависит промышленная безопасность магистральных нефтепроводов.

Шиберная задвижка является очень надежным видом запорной арматуры, который имеет характерные особенности исполнения запорного элемента. Затвор в данных задвижках чаще всего имеет название «нож», «шибер» или «диск». В шиберной задвижке применяется металлическая пластина или металлический клин, который способен разрезать различные включения в жидкости, протекающей внутри ее тела. Из этого и вытекает назначение этого вида запорной арматуры: перекрытие потока рабочей среды, имеющей повышенную вязкость, способность кристаллизоваться и характеризующаяся наличием твердых и абразивных частиц, которые в основном являются активными химическими веществами.

К клиновым задвижкам относят изделия, затвор которых изготовлен в виде плоского «клина». В этих изделиях седла с уплотнительными поверхностями расположены параллельно уплотнительным поверхностям затвора и под определенным углом к направлению его движения. Задвижки производятся с цельным и упругим клином. Конструкция затвора этого изделия способна обеспечить в закрытом положении отличное уплотнение прохода. Под действием прижимного усилия, передаваемого шпинделем, он в закрытом положении изгибается в пределах упругой деформации, тем самым обеспечивает плотное прилегание поверхностей клина к седлам. Как правило, клиновая задвижка используется в случаях необходимости создания весьма высокой степени герметичности затвора в ее закрытом положении [3].

Задвижку шиберную ножевую применяют на трубопроводах, которые предназначены для транспортировки не только сточных вод, но и шахтной пыли, текстильных измельчений, тяжелых нефтепродуктов, полимерной крошки, цемента и т. д.

Задвижку ножевую используют на предприятиях нефтепереработки, в целлюлозно-бумажной промышленности, водоочистки и, конечно же, в химической промышленности. Они находят свое применение даже на птицефабрике, различных рудниках и на горно-обогатительном комбинате.

Задвижка с запорным элементом, который выполнен в виде пластины из металла небольшой толщины, широко применяется в вакуумной технике. Это стало возможно благодаря тому, что изготовление шиберной задвижки может быть практически с любым сечением при ее минимальной длине. Кроме того, задвижка в открытом состоянии не содержит абсолютно никаких элементов, которые могут выступать внутрь трубы. Из-за этого сопротивление остаточного газа сводится к минимуму, что очень важно для эффективного формирования высокого вакуума.

Шиберную задвижку иногда используют для регулирования потока среды, но ее основное назначение – это полное открытие или закрытие движения среды.

Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах и трубопроводах сжиженного газа в местах перехода через реки или прохождения их на отметках выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии менее 700 м, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

Линейная запорная арматура газопроводов 1-го класса диаметром 1 000 мм и более, а также нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на переходах через водные преграды должна быть оснащена автоматикой аварийного закрытия на расстоянии не более 20 км. Средняя установленная электрическая мощность каждой задвижки составляет 9 кВт (3 кВт на электропривод задвижек, 1 кВт шкаф связи, 5,8 кВт на телеметрию, 3 кВт собственные нужды – обогрев, вентиляция, освещение). Круглый год требуется мощность на телеметрию. Электроэнергию на обогрев, которая используется только в холодное время года, и электроэнергию на электропривод, которая требуется только при срабатывании задвижек, можно получать от источника мощностью 3 кВт. Это допустимо из соображений, что время срабатывания задвижек 2–7 с, и за столь короткое время температура оборудования быстро не может измениться до критически низких температур.

В основном для электроснабжения устройств аварийной защиты используются дизельные генераторы мощностью 10 кВт со средним потреблением топлива 3 л/ч. Однако для обеспечения их работы необходимо постоянное наличие топлива, что в условиях Восточной Сибири и Дальнего

Востока весьма затруднительно и дорогостояще. В последнее время наблюдается падение цен на нефть, перед компаниями нефтегазовой отрасли встает вопрос об увеличении эффективности добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Затраты на электроэнергию – основная составляющая операционных затрат на добычу нефти и газа (30–35 % от общих затрат). Нефтяная промышленность потребляет 5,5 % электроэнергии, вырабатываемой на территории России (50 млрд кВт·ч/год), а в себестоимости подготовки и транспортировки нефти доля затрат на электроэнергию составляет 8–23 %. Транспортировка нефти обладает потенциалом для снижения затрат на электроэнергию. Завоз топлива осуществляется либо зимой, либо на специальном гусеничном транспорте. Все это приводит к увеличению стоимости топлива в 2–3 раза по сравнению с розничными ценами. Дизельные генераторы хорошо показывают себя в эксплуатации, однако обладают недостатками. Явными недостатками дизельных генераторов являются:

- 1) замерзание дизельного топлива при низких температурах;
- 2) высокие затраты на транспортировку топлива и техническое обслуживание;
- 3) сложность в ремонте топливной аппаратуры;
- 4) дизели весьма чувствительны к качеству топлива и требуют постоянного мониторинга состояния узлов агрегата и работы двигателя;
- 5) загрязнения очень быстро выводят топливную аппаратуру из строя;
- 6) достаточно шумная работа дизельных генераторов.

Затраты на капитальный ремонт, замена масла, замена фильтров (масляный, топливный, воздушный), замена ремня ГРМ (если есть), периодичность работ по обслуживанию генератора представлена в табл. 1.

Требуется новое инновационное решение данной проблемы.

Проведем апробацию данного метода на трубопроводе соединяющий месторождение Таас-Юрях в Республике Саха (Якутия) с магистральным нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан, длиной 160 км и объемом перекачки нефти до 5 тыс. т в год (см. рисунок).

На данный момент электроснабжение аварийных задвижек осуществляется дизель-генераторами марки АД-10С-Т400-1РМ18 ТСС PERKINS (10 кВт) с расходом топлива 3 л/ч.

Количество аварийных задвижек на данном трубопроводе [1]:

$$n = \frac{L_{\text{тр}}}{20} - 1 = \frac{160}{20} - 1 = 7,$$

где $L_{\text{тр}}$ – длина трубопровода.

Таблица 1

Периодичность работ по обслуживанию дизель-генератора

Операция	Перед каждым запуском	После первых 20 ч работы	Через каждые 100 ч работы
Проверка уровня масла	+		
Замена масла		+	+
Очистка масляного фильтра		+	+
Проверка воздушного фильтра	+		
Очистка воздушного фильтра		+	+
Замена фильтра топливного бака			+
Очистка топливопровода (при необходимости – замена)	Каждые два года		



Рисунок. Трубопровод месторождения Таас-Юрях – НПС № 12 (нефтепровод ВСТО)

Стоимость топлива за год при стоимости за дизеля 70 руб. за литр

$$C_t = n \cdot q \cdot t \cdot C = 7 \cdot 3 \cdot 8760 \cdot 70 = 12,88 \text{ млн руб./год,}$$

где q – удельный расход топлива, л/час; t – время работы дизель генератора; C – цена за 1 л топлива с учетом доставки.

Затраты на обслуживания дизель-генераторов данного участка: капитальный ремонт, замена масла, замена фильтров (масляный, топливный, воздушный), замена ремня ГРМ [4]:

$$C_o = 1,56 \text{ млн руб./год.}$$

Из произведенных расчетов видно, что обеспечение электроэнергией за счет дизель-генераторов имеет высокую стоимость. Таким образом, необходимо рассмотреть и проанализировать применение других средств электроснабжения.

Предлагается метод решения данной проблемы – использование солнечно-ветровых установок в качестве основного источника питания устройств аварийных задвижек [5, 6]. Эффективность предложенного метода определяется в разнице затрат на топливо с установкой и без нее [3].

Для выбора солнечных батарей и ветрогенераторов необходимо знать количество солнечного излучения вдоль трубопровода и среднюю скорость ветра соответственно. Входными данными для расчета служат координаты местности, где проложен нефтепровод. Таас-Юрях – НПС № 12 находится в координатах 61°47'14"N 113°1'2"E. Расчет произведем с помощью специализированного сайта [7]. Результаты представлены табл. 2.

С учетом табл. 2 к рассмотрению были выбраны солнечно-ветровая энергоустановка бытового электроснабжения NYWS–3К с установленной мощностью солнечных батарей 5кВт и ветрогенераторы общей мощностью 3кВт [4].

Таблица 2

Результаты расчета основных климатических показателей

Параметр	Среднегодовое значение	Размерность
Относительная влажность	66,1	%
Ежедневное солнечное излучение	2,88	$(\frac{\text{кВт}^2}{\text{м}^2}) \cdot \frac{1}{\text{сут}}$
Атмосферное давление	97,2	кПа
Скорость ветра	3,2	м/с

Комплектация установки

Деталь	Модель и спецификация	Количество, K_i шт.	Цена (C_i), руб.
Ветрогенератор	HY-600L110	7 шт.	32 000
Солнечные модули	100 Вт / 12 В	70 шт.	27 000
Аккумулятор	Свинцово-кислотный с регулируемым клапаном 1 000 А·ч / 2 В	55 шт.	3 500
Система управления со встроенным преобразователем	Инвертор 8 000 Вт	1 шт.	250 000
Башня из алюминия	3000 Вт / 9 м	7 комплектов	72 800
Портативный солнечный кронштейн	3 × 2	11 комплектов	7 000
Электрический кабель	На заказ	1 комплект	100 000
Техническое помещение	2 × 2	1 комплектов	70 000

Стоимость установки:

$$C_{уст} = r \cdot n \cdot \sum_{i=1}^8 K_i \cdot C_i = 1,5 \cdot 7 \cdot 3,31 = 34,79 \text{ млн руб.},$$

где n – количество аварийных задвижек по длине трубопровода; $r = 1,5$ – коэффициент, учитывающий транспортировку материалов до места установки.

В результате произведенных расчетов видно, что обеспечение электроэнергией за счет дизель-генераторов имеет высокую стоимость. Таким образом, необходимо рассмотреть и проанализировать применение других средств электроснабжения.

После установки солнечных батарей для резервирования электроснабжения аварийных задвижек нам понадобится 25 % от того количества топлива, которое требовалось до введения инициативы.

Экономия топлива в литрах:

$$\Delta V = n \cdot (V_1 - V_2) = 7 \cdot 0,75 \cdot V_1 = 7 \cdot 0,75 \cdot q \cdot t = 7 \cdot 0,75 \cdot 3 \cdot 8760 = 137970 \text{ л/год},$$

где V_1 – количество топлива, потребляемого дизель-генератором до введения солнечно-ветровой установки; V_2 – количество топлива, потребляемого дизель-генератором после введения солнечно-ветровой установки.

Стоимость топлива за год после введения инициативы:

$$C_T^* = 0,25 \cdot C_T = 0,25 \cdot 12,88 = 3,22 \text{ млн руб./год.}$$

Срок окупаемости определяется с учетом того, что затраты на амортизацию и обслуживание в обоих вариантах одинаковые:

$$k = \frac{C_{уст}}{C_T + C_0 - C_T^*} = \frac{34,79}{12,88 + 1,56 - 3,22} = 3,1 \text{ года.}$$

Экономия топлива составила 137 970 л дизельного топлива в год или, в денежном эквиваленте, 9,66 млн руб. Размеры площадки под территорию для солнечно-ветровых установок – 13 × 9 м. При затратах на возведение солнечных батарей окупаемость внедрения составляет 3,1 года, что является инвестиционно-привлекательным [8].

Замена дизель-генераторов на солнечно-ветровые установки для снабжения электроэнергией оборудования аварийных задвижек на нефтепроводах является перспективной инициативой [3]. Она

поможет экономить на закупках топлива и его транспортировке в тяжелопроходимые места. Она полностью окупаема, что тоже один из ключевых пунктов при реализации любых проектов. Немало важным аспектом является то, что солнечная и ветрогенерация генерация экологически чистые.

Список литературы

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
2. Ямуров Н.Р., Крюков Н.И., Кускильдин Р.А. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов. М. : РАЕН, 2001.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М. : Недра, 1990.
4. Солонина Н.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестн. Иркут. гос. техн. ун-та. 2012. № 10 (69). С. 240–245.
5. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Суслов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011.
6. Оборудование для добычи нефти : учеб. пособие / В.Г. Крец, Л.А. Саруев, В.Г. Лукьянов [и др.]. Томск : Изд-во Том. политех. ун-та, 2010.
7. НАСА : сайт. URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse>.
8. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии / К.В. Суслов, В.Ю. Конюхов, Т.И. Зими́на [и др.]. Иркутск : ИрГТУ, 2014.
9. Development of power supply to isolated territories in russia on the bases of microgrid concept / N.I. Voropai, K.V. Suslov, T.V. Sokolnikova [et al.] // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2012.

УДК 656.56

А.А. Кусаков

Научный руководитель – Р.Р. Фатхутдинов

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НИЗКОНАПОРНЫМИ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

В работе предлагается модель для анализа низконапорных режимов системы магистрального газопровода. В качестве рабочего алгоритма рекомендован программный комплекс, целью которого является оптимизация режимов работы систем компримирования газотранспортной системы.

Следует отметить, что функционал объектов единой системы газоснабжения (ЕСГ) меняется в период его эксплуатации, а именно: меняются условия эксплуатации и режимы, в которых эта система работает. Выйдя на проектную производительность, магистральный газопровод долгие годы работает в оптимальных режимах, а оборудование компрессорных станций – вблизи максимальных значений КПД, соответственно, проблема выбора схемы подключения решается сама собой.

Низконапорные режимы возникают в условиях недозагрузки газотранспортной системы, связанных со снижением поставок газа добывающими предприятиями либо при значительном снижении спроса на газ со стороны потребителей.

Из этого следует, что, когда газотранспортная система переходит в низконапорный режим, перед эксплуатирующими организациям ставятся новые проблемы, такие как пересмотр принципов управления самой системой. А необходимость смены режимов определяется изменением объемов перекачки, проведения плановых работ, аварийных работ по обслуживанию и ремонту труб и оборудования.

Падение загрузки влечет за собой задачу выбора рациональных режимов функционирования газотранспортной системы (ГТС), обеспечивающего экономию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), расходуемых на собственные технологические нужды транспорта газа. Режимы определяются технологической схемой, то есть комбинацией соединения объектов системы (какие компрессорные цеха и компрессорные станции отключены и какие включены, какие газоперекачивающие агрегаты загружены), а также управляющими воздействиями непрерывного типа, в первую очередь числом оборотов задействованного газоперекачивающего агрегата (ГПА).

Одним из типов комбинаций соединения объектов системы является метод «на проход», который позволяет производить транзитную подачу газа по магистральному газопроводу, минуя компрессорную станцию. Стоит отметить, что существуют разные вариации реализации метода «на проход», такие как отключение одного компрессорного цеха, отключение всей компрессорной станции, отключение цехов по линейной части газопровода в шахматном порядке и т. п.

Целью работы является разработка универсального программного комплекса, в рамках которого пользователь будет вводить необходимые параметры, такие как давление и температура газа на выходе, температура грунта, длина, диаметр газопровода и перепад высот между станциями, технические характеристики представленного на компрессорных станциях оборудования и т. д. Программа будет состоять из процедур: по расчету параметров газа по разным методам и формулам, которые сможет выбрать пользователь; по расчету коэффициента теплопередачи грунта; по определению мощности, требуемой для сжатия газа, КПД газоперекачивающих агрегатов и расход топливного газа, и другие необходимые расчетные процедуры.

Основная задача программы состоит в определении наиболее эффективной схемы подключения для определенных интервалов расходов. Соответственно, стоит выделить критерии оптимизации, то есть критерии по которым мы можем считать схему подключения эффективной. Первым и основным критерием является минимум суммарной работы по перекачке газа. Если все газоперекачивающие агрегаты будут на газотурбинном приводе, то критерием будет

минимумом объема топливного газа. Если цеха газотранспортной системы оборудованы газо-перекачивающими агрегатами с электроприводом, критерием оптимизации будет служить минимум суммарной стоимости энергетических затрат.

Применяя расчетные процедуры, программа осуществляет перебор схем подключения и сравнение по объемам топливного газа или по суммарной стоимости энергетических затрат. Но так как возможных вариантов реализации конфигураций огромное множество, то расчет параметров и критериев оптимизации каждой схемы подключения, а также сравнение их критериев займет очень много времени.

При поиске рациональной схемы подключения ГТС в конкретных условиях надо рассматривать всю систему в целом. Ведь поиск наиболее эффективной схемы подключения для отдельной компрессорной станции, а потом поиск эффективной схемы подключения для следующей КС с учетом схемы предыдущей и т. д. по всей линейной части ГТС не будет правильным алгоритмом, так как потеряется много эффективных схем подключения.

Целесообразно будет пользоваться интерактивными методами, эвристическими процедурами с элементами логико-комбинаторного анализа и т. д.

В свою очередь, сравнение критериев, выбор эффективных схем подключения можно осуществить на основе алгоритма Форда-Фалкерсона или метода роя пчел (МРП), в рамках которого агент (пчела) ищет лучшую схему подключения (позицию), оценивая ее по критериям оптимизации (пригодности). В соответствии с этим агент выделяет персональную наилучшую позицию (ПНП), сравнивает ее с глобальной наилучшей позицией (ГНП), пригодность которой известна агентам (пчелам), если пригодность ПНП больше пригодности признанной ГНП, то ГНП заменяется текущей позицией агента. Таким образом, на основе данных алгоритмов перебор комбинаций будет производиться за меньшее время и вся работа программного комплекса в целом будет упрощена.

Но более подходящим для программного комплекса будет генетический алгоритм, который будет решать задачу оптимизации путем комбинирования и вариации искомым параметров с использованием механизмов, аналогичных естественному отбору в природе, с использованием методов, таких как наследование, мутации, отбор и кроссинговер. Отличительной особенностью генетического алгоритма является акцент на использование оператора «скрещивания», который производит операцию рекомбинации решений-кандидатов, роль которой аналогична роли скрещивания в живой природе.

Итогом работы предлагаемой программы будет служить график зависимости расхода топливного газа от объема транспортируемого газа, на котором будут отражены кривые разных схем подключения. График можно разбить на определенные интервалы объемов перекачки газа.

Каждому интервалу объема перекачки газа соответствует кривая, обусловленная наименьшим потреблением топливного газа, то есть лежит ниже всех по оси расхода топливного газа. Причем крайние значения интервала соответствуют точкам пересечения соседних кривых. После разбивки на интервалы отсеиваются все вышележащие кривые схемы подключения. После обработки пользователь получит график, на котором ось объема транспортированного газа разбита на расходы, соответствующие самым эффективным схемам подключения. Руководствуясь данным графиком, задавшись определенным объемом транспортированного газа,

пользователь знает, какая схема подключения самая эффективная, и может применить эту схему. Следующим шагом следует оптимизация режима транспорта газа на уже выбранной схеме подключения.

В среднем при транспортировке газа тратится 10–12 % топливного газа на собственные нужды. Таким образом, выбор эффективной схемы подключения и режима транспорта газа приведет к сокращению доли топливного газа и экономии топливно-энергетических ресурсов – одной из основных задач повышения эффективности и энергосбережения нефтегазовой отрасли.

Стоит отметить актуальность этого вопроса, так как в настоящее время многие месторождения истощаются, в период санкций поставки газа в Европу падают, развитие технологий по сжижению газа создают предпосылки к тому, чтобы меньшие объемы газа перекачивались через газопроводы и приводили к возникновению низконапорных режимов.

Так как критерий минимума суммарной стоимости работ не определяет полностью эффективность работы всей газотранспортной системы, то стоит также учитывать и другие критерии, такие как товаротранспортная работа (ТТР), эквивалентная товаротранспортная работа (ЭТТР), удельный расход газа на единицу ТТР, удельный расход энергоресурсов на единицу ЭТТР и т. д. Но также в перспективе следует исследовать выбор комплексных критериев оптимизации режимов ГТС, которые могли бы учитывать как технологические, так и организационные и социальные аспекты работы систем газоснабжения. Таким образом, в рамках осуществления эвристических методов выбора схемы подключения получится учесть трудно формализуемые факторы, которые, в свою очередь, влияют на качество режимов транспорта газа, а также сократить трудоемкость численного решения расчетных задач оптимизации.

УДК 007.3

А.Г. Миронов

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *Е.Д. Агафонов*
Сибирский федеральный университет

РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ

В России значительная доля в общем грузообороте нефти и нефтепродуктов принадлежит трубопроводному транспорту. Магистральные трубопроводы нефти и нефтепродуктов – сложные технические объекты, состоящие из подземных, подводных, наземных

и надземных трубопроводов, насосных станций, хранилищ нефти и других систем, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта. Компания ОАО «АК «Транснефть» занимает лидирующие позиции в сфере нефтетрубопроводного транспорта России.

При эксплуатации магистрального трубопровода необходимо решать задачи управления технологическими процессами, включая задание режимов работы, обеспечение безопасности и энергоэффективности функционирования оборудования. С целью управления технологическими процессами в компании ОАО «АК "Транснефть"» и ее филиалах созданы специальные подразделения, такие как диспетчерская служба, технологические отделы. Функционируют технические средства контроля, управления, диспетчеризации, контрольно-измерительные комплексы, средства связи. Важное место в решении задачи управления занимает система диспетчерского контроля и управления (СДКУ).

Для мониторинга гидравлических параметров, прогноза и управления технологическими процессами необходимо использовать модели гидравлических и электрических процессов. По типу применяемых моделей выделяют две разновидности режимов работы магистрального нефтепровода: установившийся и переходный (процесс перехода с одного установившегося режима на другой) режимы.

При построении моделей технологических режимов перекачки нефти компания «АК "Транснефть – Западная Сибирь"» использует методологию, в рамках которой движение нефти и нефтепродуктов рассматривается как установившееся. Исходя из этого допущения, определяются расчетная пропускная способность, режимы работы насосов и другие параметры. Однако в ходе эксплуатации оборудования, как правило, не более двух раз в сутки происходит переход с одного режима на другой, что влечет за собой неустановившиеся процессы течения жидкости в течение нескольких часов. Кроме того, многие явления в трубопроводе могут быть описаны только в терминах динамических моделей: явление резонанса, распространение волн давления, гидроудар. Некорректный прогноз параметров магистрального трубопровода может привести к остановке и повреждению оборудования. Поэтому необходимо развивать и использовать на практике модели неустановившихся режимов течения жидкости.

На сегодняшний день существуют инструменты построения моделей переходных режимов магистральных трубопроводов, которые имеют следующие недостатки:

- не имеют достаточную гибкость настройки;
- не могут работать в режиме реального времени;
- высокая стоимость.

Таким образом актуальной задачей является создание эффективного инструмента – симулятора переходных режимов магистральных трубопроводов для использования в организациях системы «Транснефть».

В качестве основы для разработки симулятора был выбран пакет математических вычислений Matlab, так как он имеет возможность разработки независимых приложений/программ, а также содержит встроенный инструмент моделирования гидродинамических процессов SimHydraulics. В Matlab/SimHydraulics реализован принцип визуального программирования: мо-

дель выстраивается путем соединения виртуальных блоков из стандартных библиотек. Каждый блок представляет собой модель физического объекта (электрического, гидравлического, механического и т.д.) или явления и описывается соответствующими уравнениями, как алгебраическими, так и дифференциальными. Стандартные библиотеки содержат модели центробежных, струйных, поршневых насосов, модели направляющих клапанов, запорных клапанов, модели клапанов для управления потоком и давлением и общие конфигурации для двух, четырех и шести путевых гидрораспределителей. Блоки имеют настраиваемые рабочие параметры. Например, в блоке, имитирующем линейную часть трубопровода, необходимо задать длину трубопровода, диаметр, шероховатость. Помимо использования стандартных библиотек существует возможность создания пользовательских библиотек из разработанных пользователем блоков [1].

Анализ научных публикаций привел к выводу, что Matlab/SimHydraulics ранее не использовался для построения моделей магистральных трубопроводов. Изучение возможностей применения Matlab/SimHydraulics к построению таких моделей выявило следующие особенности:

1. В инструменте отсутствует возможность учета скорости распространения волн давления (возмущения) в трубопроводе. Этот параметр зависит от свойств жидкости и вида трубопровода, и часто принимается константой.
2. Средства Matlab/SimHydraulics не предоставляют возможность контролировать распределение основных гидравлических параметров вдоль профиля трубы.
3. При использовании стандартных моделей центробежных насосов отсутствует возможность отслеживания гидравлических и энергетических характеристик насосов.

Для слабо сжимаемых жидкостей, каковыми является нефть и нефтепродукты, неустановившиеся течения при полном заполнении трубопровода жидкостью описываются дифференциальными уравнениями в частных производных [2]:

$$\begin{cases} \frac{\partial p(x,t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} + \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 v(x,t)}{2} - \rho_0 g \cdot \sin \alpha(x) = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где $p(x,t)$ – давление; $\partial v(x,t)$ – скорость течения жидкости; ρ_0 – плотность жидкости; c – скорость распространения звука в трубопроводе; g – ускорение свободного падения; $\alpha(x)$ – угол наклона оси трубопровода к горизонту в сечении x .

В SimHydraulics дифференциальные уравнения вида (1) входят в модель, представленную блоком *segment_pipe*. Использование данного блока не позволяет контролировать распределенные гидравлических параметров, также отсутствует возможность задания скорости распространения волн давления, в связи с чем был создан пользовательский блок *PIPE*, позволяющий устранить данные недостатки [3].

Стандартные блоки, описывающие функционирование центробежных насосов, не позволяют учитывать энергетические характеристики насосов. Для осуществления контроля мощности и

расхода энергии был создан пользовательский блок центробежного насоса *tu_pump*. Расчет давления, КПД и мощности в блоке осуществляется в соответствии со следующими формулами:

$$p = (H + a \cdot q - b \cdot q^2) \cdot \rho \cdot g \cdot \frac{w}{w_{ном}}, \quad (2)$$

$$\eta = (c_0 + c_1 \cdot q + c_2 \cdot q^2) \cdot \frac{w}{w_{ном}}, \quad (3)$$

$$N = \frac{P \cdot q}{\eta}, \quad (4)$$

где H, a, b, c_0, c_1, c_2 – коэффициенты аппроксимации; ρ – плотность жидкости; $w_{ном}$ – номинальная частота вращения при которой производились испытания насоса; w – частота насоса в данный момент работы; η – КПД насоса; N – мощность насоса.

Используя стандартные и пользовательские блоки Matlab/SimHydraulics, была построена модель магистрального трубопровода Омск – Анжеро-Судженск (рис. 1).

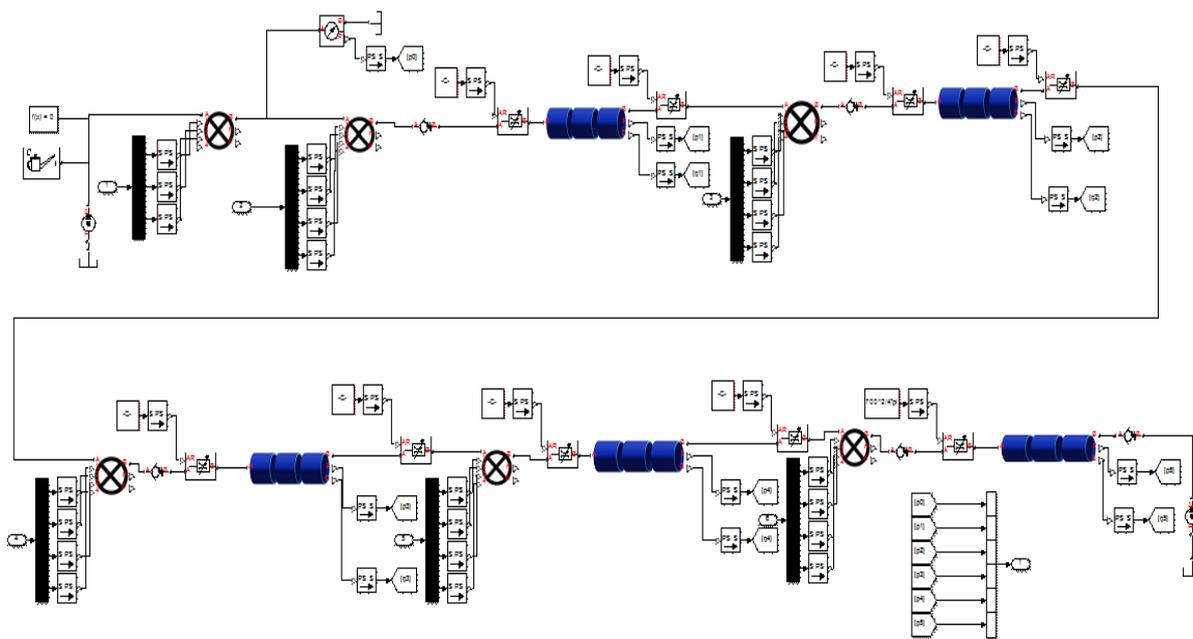


Рис. 1. Модель магистрального трубопровода Омск – Анжеро-Судженск

Модель учитывает различные режимы течения жидкости в зависимости от числа Рейнольдса, позволяет прогнозировать величину давления вдоль профиля трубопровода во время переходных режимов магистрального трубопровода, энергозатраты на работу насосов.

Построение модели тесно связано с ее оптимизацией по выбранному критерию качества. В качестве критерия качества была принята относительная погрешность отклика модели в виде

$$\varepsilon_p = \frac{1}{MN} \sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N \left| \frac{p_{pij}(E, c, K) - p_{uij}}{p_{\max}} \right| \cdot 100\% \rightarrow \min_{E, c, K}, \quad (5)$$

где p_{pij} – расчетное давление, соответствующее j -му участку в i -й момент времени; p_{uij} – измеренное давление, соответствующее j -му участку в i -й момент времени; p_{\max} – максимально измеренное давление; M – количество датчиков, установленных на линейных участках трубопровода; N – количество временных интервалов. В качестве оптимизируемых параметров были выбраны следующие; c – скорость движения звука в трубопроводе; K – модуль упругости жидкости; E – модуль Юнга труб.

В качестве метода оптимизации был выбран генетический алгоритм в стандартной реализации Matlab. В результате оптимизации была получена модель, позволяющая прогнозировать значения давлений с точностью, не превышающей 6 %.

Для управления процессом построения модели был разработан пользовательский графический интерфейс, в котором предусмотрена возможность выбора для каждого насоса магистрального трубопровода Омск – Анжеро-Судженск одного из четырех состояний: включен, выключен, включается или выключается – с указанием времени изменения состояния. Существует возможность указания длительности моделируемого процесса. Нажатие кнопки «Старт» инициирует процесс оптимизации и расчетов в соответствии с оптимальной моделью. После выполнения расчетов отображается график распределения по времени давления вдоль магистрального трубопровода (рис. 2).

После окончания расчетов можно сохранить данные расчетных значений давлений с указанием координат вдоль линейной части трубопровода. Данные сохраняются в файле в формате Microsoft Excel.

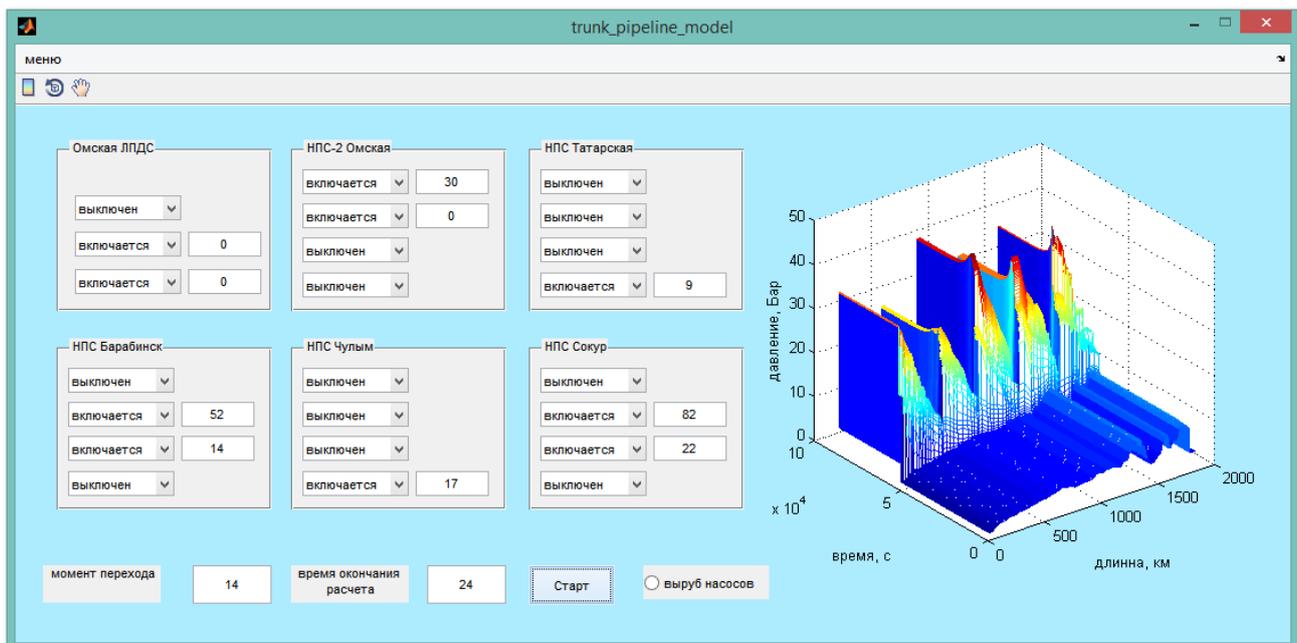


Рис. 2. Графический интерфейс программного модуля

В работе были получены следующие результаты:

- разработаны пользовательские блоки в Matlab/SimHydraulics, позволяющие моделировать переходные режимы течения жидкости, учитывающие энергозатраты магистральных насосов;
- разработан порядок действий для уточнения неизвестных параметров модели по экспериментальным данным;
- выполнен графический интерфейс для управления моделью.

Дальнейшая работа будет посвящена улучшению функционала симулятора, а также регистрации программного продукта в Федеральной службе по интеллектуальной собственности (Роспатент).

Список литературы

1. Mathworks. URL: <http://www.mathworks.com/>.
2. Трубопроводный транспорт нефти : учебник / Г.Г. Васильев [и др.] ; отв. ред. С.М. Вайншток. Т. 1. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2012. С. 326–334.
3. Миронов А.Г., Агафонов Е.Д., Безбородов Ю.Н. Об учете скорости распространения волн давления при моделировании неустановившихся процессов с помощью Matlab/SimHydraulics // Вест. ИрГТУ. 2015. № 3. С. 12–18.

УДК 622.692.4.07

Б.М. Николаев

Научный руководитель – доктор технических наук **Б.Н. Мастобаев**
Уфимский государственный нефтяной технический институт

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ЗАСЫПКЕ ТРАНШЕЙ И ФУНДАМЕНТОВ МЕРЗЛЫМИ ГРУНТАМИ

Физико-механические и физические свойства грунтов оказывают существенное влияние на конструкцию земляного полотна, способы производства и объемы работ, что, в свою очередь, обуславливает конечную стоимость всего трубопровода.

Мерзлый грунт – это грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения и (или) лед-цемент, в структуре которого присутствуют прочные криогенными связями [1].

В целях обеспечения необходимого качества и надежности сооружений в строительных нормах и правилах (СНиП) предусмотрены дополнительные технологические требования

к производству отдельных видов работ при устойчивых отрицательных среднесуточных температурах. Отказ от сезонности работ является важным фактором осуществления достаточно большой по объемам программы капитального строительства. Также необходимость строительства, независимо от сезона и погодных условий, обуславливается срочностью работ при внеочередных ремонтах, при авариях, так как любые неполадки на трубопроводах могут вызвать серьезные последствия [2].

Земляные работы занимают большой удельный вес в общем объеме строительных и ремонтных работ, они занимают значительную часть времени при сооружении, что также обуславливает необходимость производства их в зимних условиях. Один из наиболее экономичных методов подготовки грунтов к разработке в зимнее время – предохранение грунта от промерзания вспахиванием и боронованием верхнего слоя земли осенью и последующим удержанием снежного покрова. Без предварительного рыхления можно разрабатывать корку мерзлого грунта незначительной толщины (до 0,25 м) прямой лопатой экскаватора с ковшем емкостью до 0,4 м³, экскаватором с ковшем емкостью 1–2 м³. Однако не всегда удается предохранить грунты от промерзания, и могут возникнуть ситуации, когда необходимо производить засыпку фундаментов и траншей мерзлыми грунтами.

Подготовка мерзлых грунтов оттаиванием дорогах и энергоемка, рекомендуется при небольших объемах работ, в основном при разработке расположенных вблизи строения траншей, когда другие способы неприменимы.

Механическое рыхление с помощью тяжелых рыхлителей дизель-молотов и баров применяется при глубине промерзания грунта от 0,4 до 1,3 м. При глубине промерзания более 1 м и при значительных объемах работ применяется взрывание. Взрывание – один из основных способов рыхления. При этом производят бурение шпуров (скважин), в которые закладывают заряды взрывчатых веществ. Шпуры бурят перфораторами, электросверлами и вибропогрузателями. Другим эффективным способом рыхления при небольших объемах работ является скол мерзлого грунта толщиной до 1,3 м дизель-молотами с клиньями весом 600 или 1 200 кг, навешенными на экскаватор, трактор или тракторопогрузчик, а также виброклином на тракторе. Не рекомендуется применять для рыхления шар-молоты и клин-молоты, навешенные на стрелу экскаватора, так как последний быстро изнашивается, а рыхление обходится дорого. Работа машин в забоях с подготовленным к разработке грунтом должна производиться круглосуточно во избежание промерзания грунта во время перерывов. Для проходки траншей используют мерзлоторезные машины: экскаваторы ЭТУ-353, работающие по принципу комбинации резания и мелкого скола, роторный экскаватор ЭР-4 и др. Эффективна также нарезка мерзлых грунтов на блоки специальными машинами с дисками или врубными шахтными машинами КМП-2. После нарезки блоков и перемещения их в отвал забой разрабатывается экскаватором обычным способом.

Стоит отметить, что крупные ледяные включения могут образоваться повторно при изменении температуры грунта, подготовленного к засыпке, то есть может произойти его промерзание, поэтому необходимо производить обработку грунта непосредственно перед его засыпкой, для того чтобы избежать его образования крупных ледяных комьев.

Допустим, что засыпка траншеи необходима в зимнее время при отсутствии условий и необходимых ресурсов, чтобы произвести оттаивание грунта термическим или химическим

способом. Данные вынуждают нас производить засыпку мерзлыми грунтами, однако мы не можем допустить наличие крупных ледяных включений в нашем сооружении. Поэтому нужно произвести подготовку грунтов механическими способами.

Чтобы обосновать возможность засыпки траншей и фундаментов трубопроводов мерзлыми грунтами, был проведен расчет, в котором были приняты определенные допущения. Были рассмотрены напряженно-деформированные состояния трубопроводов при засыпке траншеи и фундаментов мерзлыми грунтами, а также при их протаивании.

При расчете напряженно-деформированного состояния было принято, что размеры ледяных включений в грунте не превышают 30 см и их доля во всем объеме не превышает 15 %, вся остальная вода в грунте находится либо в виде неразличимых глазом включений, либо в виде скоплений незначительных размеров. При засыпке мерзлыми грунтами необходимо обеспечить равномерное распределение всех ледяных включений, достигающих максимальных размеров.

Результаты расчетов устойчивости трубопроводов при подземной и наземной прокладках приведены на рис. 1 и 3 в виде графиков. Расчет был сделан для разных грунтов для того, чтобы выявить тенденцию изменяя устойчивости при протаивании в зависимости от свойств самих грунтов, а не от влаги, содержащейся в ней [3].

Результаты расчетов глубины протаивания грунта и просадки трубопровода отражены в виде графиков на рис. 2. Они показывают, что разница глубин протаивания для разных грунтов незначительна, в отличие от глубины просадки трубопровода, об этом можно судить по кривизне графиков.

Расчет показал, что протаивание грунтов, которыми произведена засыпка траншей и фундаментов трубопроводов, при условии, что они не содержат крупных ледяных включений и влаги сверх меры, не оказывает значительного влияния на устойчивость трубопровода. Это видно из графиков на рис. 1 и 3. Исходя из того, что линии практически совпадают друг с другом, можно сделать вывод, что при должной обработке и подготовке мерзлого грунта к засыпке, его протаивание несильно изменит напряженно-деформированное состояние и, соответственно, не повлияет на конструкцию трубопровода.

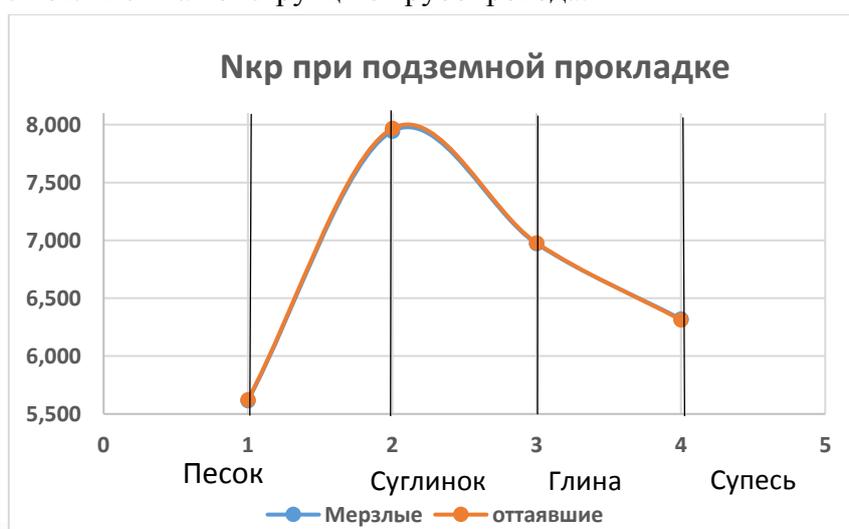


Рис. 1. Критическое усилие на трубопроводе для мерзлого и оттаявшего грунтов при засыпке траншеи трубопровода

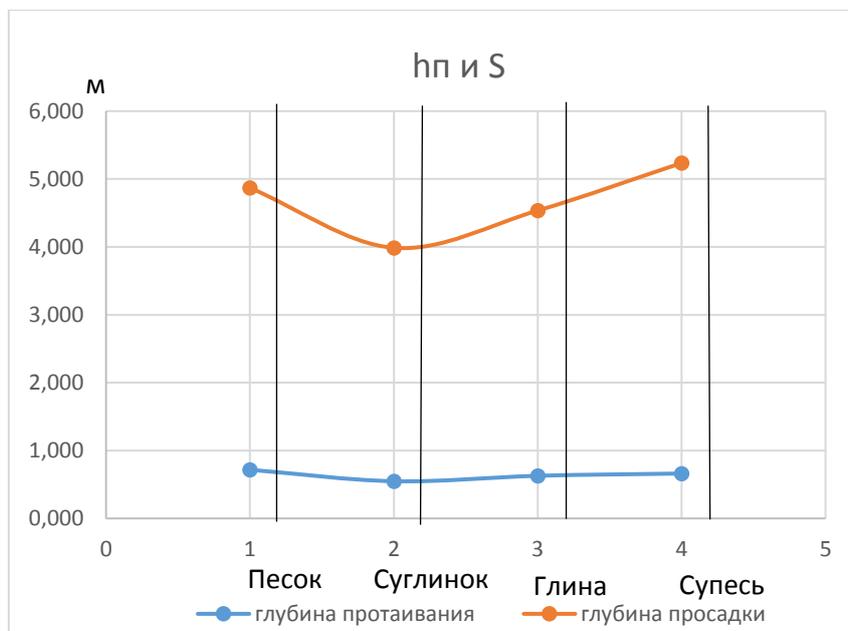


Рис. 2. Глубина протаивания грунта и просадка трубопровода



Рис. 3. Критическое усилие на трубопроводе для мерзлого и оттаявшего грунтов при засыпке фундаментов при наземной прокладке

Также был произведен расчет напряжений при изгибе трубопровода от проседания, при протаивании грунтов фундамента при наземной прокладке. Он показал, что напряжения, возникающие в трубопроводе на протаившем грунте, не превышают пределов текучести (рис. 4), сохраняя свое напряженно деформированное состояние.

Расчеты трубопроводов при наземной и подземной прокладках, при засыпке фундаментов и траншей мерзлыми грунтами показали, что указанные ранее мероприятия обеспечивают незначительное изменение напряженно-деформированного состояния труб от протаивания грунта.

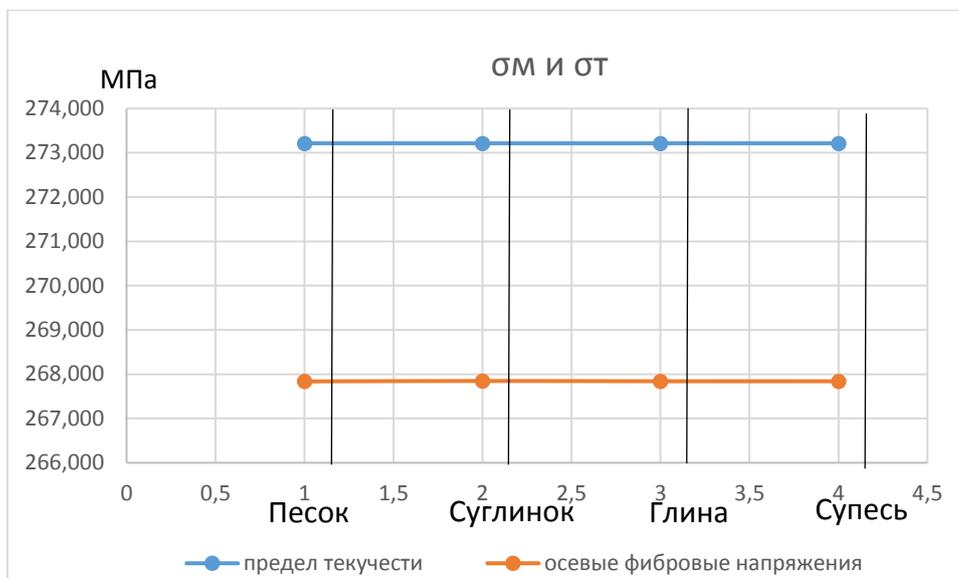


Рис. 4. Напряжение при просадке трубопровода

Поэтому можно сделать вывод: для того чтобы обеспечить устойчивое положение трубопровода в условиях отрицательных температур, достаточно механической обработки мерзлых грунтов, которая обеспечит их однородность и сведет к минимуму наличие крупных ледяных включений. Также стоит отметить, что обработка должна проводиться непосредственно перед засыпкой мерзлых грунтов, чтобы избежать их повторной обработки, что повлечет дополнительные капиталовложения.

Список литературы

1. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация.
2. Крамаренко В.В., Емельянова Т.Я. Практикум по мерзловедению : учеб. пособие. Томск : Изд-во Том. политех. ун-та, 2010.
3. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов : учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков [и др.]. СПб. : Недра, 2006. 824 с.

П.В. Походяев

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *А.Н. Сокольников*
Сибирский федеральный университет

УЛУЧШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПАР ТРЕНИЯ «СЕДЛО – ШИБЕР» В УЗЛЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕМ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ШИБЕРНОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ПО ЗАТВОРУ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Более 50 % отказов запорной арматуры связано с разрушением уплотнительных поверхностей вследствие интенсивного коррозионно-эрозионного изнашивания. При этом стоимость ремонта затвора составляет 30–50 % от общей стоимости ремонта задвижки. Еще более опасным является риск схватывания уплотнительных поверхностей и отказа запорной арматуры в ответственный момент.

В таких условиях наиболее важной целью становится создание пар уплотнительных поверхностей «шибер – седло», не склонных к схватыванию и эффективно противостоящих коррозионным и эрозионным факторам во всех условиях работы.

Решением этой задачи могут быть:

- 1) газотермическое напыление высокополимерных материалов на шибер и седло различной твердости – с тем, чтобы обеспечить прирабатываемость покрытий в процессе эксплуатации;
- 2) полная замена материала седла с углеродистой или легированной стали на стеклопластик, но с напылением композитных полимерных материалов на шибер.

Ожидаемый результат решения – увеличение срока эксплуатации шиберной запорной арматуры.

К преимуществам использования изделий на основе химически стойкого стеклопластика относятся:

- высокая стойкость к воздействию агрессивной среды и увеличение срока службы;
- существенное снижение массы высокая удельная прочность;
- высокая удельная ударная вязкость;
- огнестойкость;
- низкие эксплуатационные затраты и простота обслуживания;
- возможность осуществления ремонта на месте (без демонтажа);
- широкие возможности по конфигурации изделия.

Стеклопластик – один из наиболее широко применяемых видов композиционных материалов. Из стеклопластиков в частности изготавливают трубы, выдерживающие большое гидравлическое давление и не подвергающиеся коррозии, корпуса ракетных двигателей твердого топлива (РДТТ), радиопрозрачные купола и обтекатели различных антенн, лодки, корпуса маломерных судов и многое другое.



Рисунок. Пример шиберной задвижки в разрезе

Для производства стеклопластиков используются стеклянные волокна различного типа. Основу стекол составляет кремнезем SiO_2 . Температура плавления диоксида кремния очень высока, для ее снижения в стекло могут быть введены различные добавки, изменяющие при этом свойства конечного продукта. Стекло – это аморфный материал, не имеющий кристаллического строения.

Обычно форма сечения стеклянных волокон представляет собой круг. Однако в некоторых случаях выпускают полые и профилированные волокна с формой сечения в виде треугольника, квадрата, шестиугольника и прямоугольника.

Стеклянные волокна используются в виде как непрерывных нитей, так и резаного (штапельного) волокна.

Изделия из стеклопластика – достойная альтернатива металлу. Стеклопластик намного дешевле металла, не ржавеет, выдерживает любые температуры, не трескается на солнце и не изменяет форму. Некоторые сооружения, отвечающие особым техническим требованиям, могут быть сконструированы только из стеклопластика. Изделия из стеклопластика получили распространение в областях, связанных с экстремальными условиями эксплуатации: в авиаракетной и космической технике, в судостроении, нефтехимической промышленности и др.

Противозадирные антисхватывающие износостойкие карбидные покрытия для пары «шибер – седло» шиберной задвижки запорной арматуры – сверхзвуковое напыление, лазерная наплавка. Твердость более 70 HRC, пористость менее 0,5 %, адгезия более 80 МПа, выдающаяся стойкость к коррозии, хорошая обрабатываемость – все эти качества стали основой для применения напыленных сверхзвуковым потоком покрытий из карбидов вольфрама и хрома

на элементы шиберных задвижек. Пара покрытий, подбираемая на шибер и седло в зависимости от размера и назначения задвижек, обеспечивает наилучшую работу задвижки в ходе эксплуатации. Для наиболее сложных условий возможно применение наплавляемых лазером покрытий – при немного меньших твердости и износостойкости они обладают металлургической связью с основой.

Сравнение характеристик стеклопластика и стали (см. таблицу).

1. Коррозионная стойкость. Любое оборудование и конструкции, контактирующие с агрессивными средами, должно обладать устойчивостью к их воздействию – коррозии. Изделия из стеклопластика обладают устойчивостью к основным видам коррозии.

2. Стойкость к химической коррозии. Оборудование и конструкции из стеклопластика изготавливаются с требуемой химической стойкостью по отношению к воздействующей агрессивной среде, обеспечивая тем самым надежность и долговечность.

3. Отсутствие электрохимической коррозии. Стеклопластик не проводит электрический ток, поэтому вероятность развития электрохимической коррозии в изделиях из стеклопластика исключена.

4. Отсутствие биологической коррозии. Основные составляющие стеклопластика – это полимерные смолы, которые не являются питательной средой для микроорганизмов, бактерий и грибов.

5. Долговечность и надежность. Главными требованиями к оборудованию, эксплуатируемому в условиях воздействия агрессивных сред, являются долговечность и высокая надежность в процессе использования. Благодаря отличным эксплуатационным характеристикам изделия из стеклопластика имеют длительный срок службы (свыше 30 лет) и не требуют особого ухода.

6. Отсутствие сварных соединений. Сварные швы являются слабыми местами любой конструкции, они в наибольшей степени подвержены коррозии. Элементы оборудования и конструкций из стеклопластика не требуют сварки. Их стыковка производится с помощью фланцевого или раструбного соединений, а также путем склейки.

7. Низкая теплопроводность. Благодаря низкой теплопроводности стеклопластика снижается перепад температур между стенками оборудования и, как следствие, количество агрессивного конденсата на внутренней поверхности.

8. Морозостойкость. Оборудование и конструкции из стеклопластика устойчивы к любым погодным условиям. Они сохраняют свои свойства при температуре до -50°C и без проблем выдерживают многократное замораживание, чередующиеся с оттаиванием.

9. Высокая ремонтпригодность. Ремонт поврежденных участков производится без демонтажа конструкции в кратчайшие сроки. Для ремонта применяются полимерные материалы, использованные при первоначальном изготовлении конструкции.

10. Малый вес. Изделия из стеклопластика значительно легче объектов-аналогов из стали, алюминия, меди, титана или железобетона. При этом конструкции из стали и железобетона требуют обязательной противокоррозионной защиты, существенно увеличивающей общий вес технологического оборудования и трудоемкость его монтажа. Малый вес оборудования и конструкций из стеклопластика позволяет значительно снизить трудозатраты при монтаже, осуществить строительство (реконструкцию) в минимальные сроки, а также использовать более легкие опорные и поддерживающие конструкции.

Сравнительная характеристика свойств стеклопластика, стали и алюминиевых сплавов

Параметр	Сталь	Алюминиевые сплавы	Стеклопластик
Плотность (кг/м ³)	7 800	2 640–2 800	1 800–1 900
Модуль упругости, ГПа	210	70-71	55
Удельный модуль упругости	2 692	2 500–2 689	2 895–3 056
Предел прочности (для металлов предел текучести) при растяжении, МПа	240	50–440	1 700
Удельный предел прочности (для металлов предел текучести), м ² /с ²	3,1	1,8–16,7	89–94
Отношение усталостной прочности к статической	0,26	0,27	0,29
Теплопроводность при 20 °С, Вт/м	64	105–200	0,75
Удельное объёмное электрическое сопротивление, Ом·м	Проводник	Проводник	1,0×1010
Коэффициент линейного расширения, ·10 ⁶ град ⁻¹	11,9–14,2	19,6–26,9	0,45–8,3
Стойкость к воздействию химически агрессивных сред, солевых растворов	Не стоек. Требуются мероприятия по защите от коррозии	Подвержен электрохимической коррозии. Требуются специальные меры по защите	Стойк
Эксплуатационные затраты	Требуются регламентные работы не реже 1–2 раза в год	Требуются регламентные работы не реже 1 раза в год	Восстановление цветовой окраски по мере снижения ее интенсивности

УДК 004.94

В.С. Тимченко

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор **И.М. Кокурин**
 Институт проблем транспорта имени Н.С. Соломенко РАН

СТРУКТУРА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО ТЕРМИНАЛА

Транспортный комплекс РФ работает в условиях ежегодного роста объемов грузовых перевозок и дефицита пропускных и провозных способностей [1, 2], что вызывает необходимость больших объемов инвестиций в поэтапное развитие инфраструктуры.

Исследования показывают, что 85–95 % общей продолжительности логистической цепи производственного цикла товародвижения составляет ожидание обработки, транспортировки и других операций, включая нахождение в пунктах перевалки, поэтому столь важна надежная оценка соответствия перерабатывающей способности.

В Транспортной стратегии РФ на период до 2030 г. ставится задача интенсивного развития транспортной инфраструктуры. Одним из направлений ее научного обеспечения является создание имитационных систем, позволяющих моделировать системы различных видов транспорта.

Имитационная модель позволяет автоматически определять значения параметров рассматриваемой системы, меняя при этом условия протекания процесса и случайные события, учет которых при традиционных подходах вызывает существенные затруднения. Это позволяет оперативно учитывать все изменения в проекте, а также получить более точные значения оптимальных параметров функционирования системы, чем при традиционно применяемом расчете [3].

Целью исследования является демонстрация возможностей метода имитационного моделирования при комплексном рассмотрении процесса функционирования объектов транспортной инфраструктуры.

Имитационная модель была построена универсальным средством имитационного моделирования в среде AnyLogic, в рамках которой реализованы дискретно-событийный, агентный и системно-динамический подходы. В данном исследовании был использован дискретно-событийный подход [4, с. 22], который позволил рассмотреть процесс перевалки нефтепродуктов с железнодорожного транспорта на морской с помощью имитационной модели, структура которой представлена на рисунке.

Структура модели представляет собой два параллельных процесса:

- 1) выгрузка нефти из цистерн;
- 2) погрузка нефти на танкеры.

Первыми в обоих процессах идут блоки, отвечающие за интенсивность поступления заявок в модель. Его параметры заданы таким образом, чтобы исключить межоперационные простои, так как мы рассчитываем максимальную перерабатывающую способность склада. Если бы мы рассматривали задачу оптимизации работу имеющегося нефтяного терминала, то в этих блоках использовался бы закон распределения интенсивности поступления транспортных средств.

Далее идут блоки, имитирующие очереди поступления транспортных средств, после которых расположены блоки, ограничивающие количество одновременно выгружаемых транспортных средств.

Затем идет сеть развилок, которые позволяют «размножить» ту часть модели, которая отвечает за процесс выгрузки [5–10], позволяющие учесть разные вместимости составов из четырех- и восьмиосных цистерн и дедвейт танкеров. Завершают модель блоки, отвечающие за подсчет количества обслуженных транспортных средств разных категорий и удаление заявок из модели.

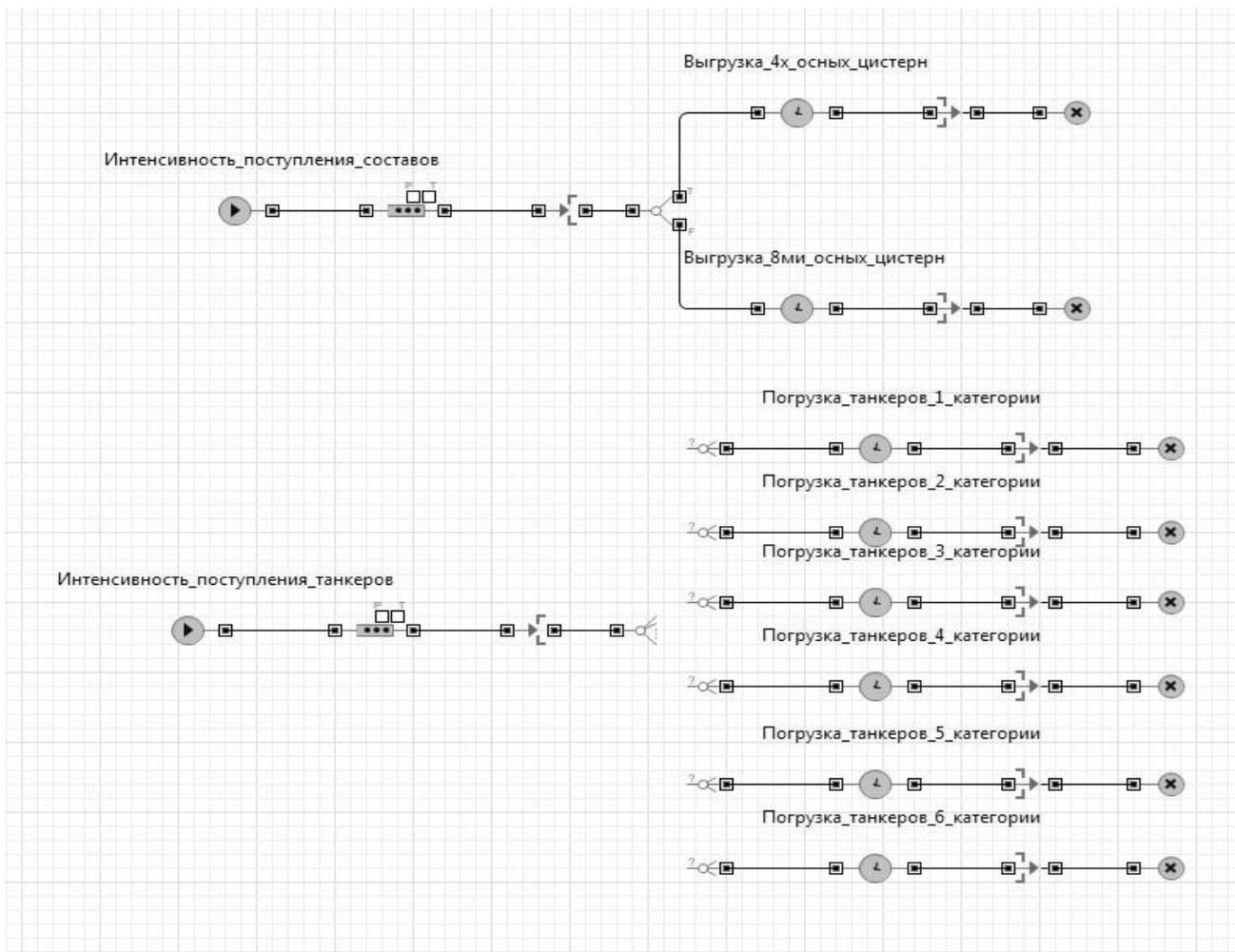


Рисунок. Структура имитационной модели нефтяного терминала

Если в процессе моделирования при заданных параметрах системы объем нефтяного терминала будет полностью заполнен, то моделирование завершается и делается вывод о невозможности освоения заданного грузопотока при заданных параметрах нефтяного терминала. Оператору имитационной модели при следующем эксперименте следует сделать одно из двух возможных действий:

- 1) увеличить максимальный объем нефтяного терминала;
- 2) сократить объем грузопотока.

По нашему мнению, наилучшим вариантом будет задание изначально завышенной емкости нефтяного терминала и выведение на временной график динамики его фактического заполнения, пиковое значение которого и будет характеризовать максимальное использование перерабатывающей способности склада.

Описанная модель позволяет проводить эксперименты и решать задачи различного уровня: оперативные, при интеграции с информационной системой нефтяного терминала (принятие на хранение дополнительного объема грузопотока), тактические (закупка дополнительного количества средств механизации) и стратегические (увеличение полезного объема нефтяного терминала).

Модель позволяет рассмотреть работу нефтяного терминала при разных процентных соотношениях рассматриваемых категорий транспортных средств, а также увеличить их количество при несложной ее модификации. При наличии законов распределения интенсивности поступления транспортных средств имитационная модель позволяет не только оценить максимальную перерабатывающую способность, но и достаточность инфраструктурных и технологических мероприятий по ее увеличению в случае необходимости увеличения перерабатывающей способности нефтяного терминала.

С помощью имитационной модели можно рассчитать следующие основные показатели эффективности работы нефтяного терминала:

- коэффициент загрузки каналов;
- средняя длина очереди;
- среднее время ожидания обслуживания;
- вероятность ожидания обслуживания.

В статье представлена имитационная модель работы нефтяного терминала, которая позволяет оценить достаточность его перерабатывающей способности в условиях обслуживания нескольких категорий транспортных средств, предназначенная для визуализации, анализа и поиска устойчивых параметров функционирования системы.

Список литературы

1. Белый О.В. Инновационные проблемы развития транспорта // Бюл. объединенного учен. совета ОАО РЖД. 2010. № 4. С. 97–100.
2. Кокурин И.М., Тимченко В.С. Методы определения «узких мест», ограничивающих пропускную способность железнодорожных направлений // Изв. Петербург.ун-та путей сообщения. 2013. Вып. 1 (34). С. 15–22.
3. Имитационное моделирование как инструмент оценки инженерных решений при разработке проектов развития судостроительных и судоремонтных предприятий России / М.А. Долматов, Р.С. Нисенбаум, А.М. Плотников [и др.] // Национальное общество имитационного моделирования. URL: <http://simulation.su/uploads/files/default/ikm-mtmts-64-69.pdf>.
4. Борщев А.В. Как строить простые, красивые и полезные модели сложных систем // Шестая Всерос. науч.-практ. конф. «Имитационное моделирование. Теория и практика» (ИММОД-2013). Т. 1 : сб. докл. Казань : Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2013. С. 21–34.
5. Социально-экономические процессы и экономическое развитие: проблемы и перспективы, прогнозирование и моделирование : монография / В.С. Тимченко и др. ; под ред. Л.Г. Матвеевой, О.А. Подкопаева. Самара : ООО «Офорт», 2016. 360 с.
6. Тимченко В.С. Оценка перерабатывающей способности грузового фронта методом имитационного моделирования // Молодой ученый. 2015. № 5. С. 189–192.
7. Тимченко В.С. К вопросу имитационной модели распределительного склада // Модернизация и научные исследования в транспортном комплексе. 2016. № 1. С. 114–116.
8. Тимченко В.С. Применение имитационного моделирования в учебном процессе на примере транспортного вуза // Электронное обучение в непрерывном образовании. 2016. С. 903–908.

9. Тимченко В.С. Расчет пропускной способности двухпутного железнодорожного участка с учетом категорий грузовых поездов методом имитационного моделирования процессов перевозок // Интернет-журнал «Науковедение». 2015. Т 7, № 5. URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/12TVN515.pdf>.
10. Тимченко В.С. Оценка возможности освоения прогнозируемых объемов перевозок грузов морского порта методом имитационного моделирования процессов железнодорожных перевозок // ИСУЖТ-2015. 2015. С. 98–102.

УДК 622.24:620.179

Д.А. Фомин, А.Е. Антипов

Научные руководители – доктор технических наук *Н.Г. Квеско*,
кандидат технических наук *М.Т. Нухаев*, *Институт нефти и газа*,
Сибирский федеральный университет

МОНИТОРИНГ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ

Защита нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от коррозии, вызываемой воздействием добываемых и транспортируемых сред, является в настоящее время одной из наиболее актуальных проблем, стоящих перед нефтяной отраслью.

На сегодняшний день наиболее приемлемый и экономически оправданный способ защиты – химический метод – ингибиторная защита. Достоинствами метода являются достаточно высокая эффективность, возможность применения без изменения технологии процессов добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, простое аппаратное обеспечение.

Для оценки эффективности противокоррозионных мероприятий широко применяются различные системы мониторинга коррозии: гравиметрические, электрохимические, электромагнитные и т. д.

Предметом исследования и усовершенствования в данной работе являются методы мониторинга коррозии на Ванкорском месторождении. Рассматривается возможность модернизации метода мониторинга эффективности ингибиторов коррозии на Ванкорском месторождении и его практическая значимость.

На Ванкорском месторождении применяется гравиметрический метод мониторинга коррозии. Для прогнозирования технического состояния насосно-компрессорной трубы (НКТ) на разных стадиях их эксплуатации и обеспечения оптимального управления

надежностью в скважины с высокой обводненностью и степенью минерализации скважинной продукции, её дебита, содержанием агрессивных компонентов, применяют опытные образцы и эталон (специально изготовленные пластины из материала аналогичного материалу трубы НКТ, спущенной в скважину). По истечении месячной или квартальной экспозиции в эксплуатируемой скважине испытуемый образец извлекают и сравнивают (визуальное, физическое) состояние опытного образца с эталоном. На основании результатов, полученных после процедур очистки и взвешивания испытуемого образца, судят о скорости коррозии и влиянии скважинных условий на подземное оборудование.

Перед установкой в трубопровод образцы закрепляют на металлическом держателе, изолируя друг от друга корпус держателя и образец – свидетель коррозии. Оператор цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) производит остановку установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и установку в скважине УКК. В течение запланированного времени УКК находится в скважине и контактирует с пластовой жидкостью. По истечении запланированного времени оператор ЦДНГ останавливает УЭЦН и производит работы по извлечению УКК из скважины. Извлеченные образцы помещаются в специальную бумагу и передаются в ЛКМ. В ЛКМ исследуются образцы. В результате полученных данных определяют скорость коррозии.

Недостаток метода – простой скважин во время остановок УЭЦН для установки и извлечения УКК. Предлагаемые усовершенствования метода позволят избежать остановок и экономических потерь.

Новизна заключается в применении специального зонда, адаптированного для установки на фонтанной арматуре. Использование зонда позволит устанавливать и извлекать УКК без остановки УЭЦН.

На рисунке изображена конструкция зонда ОСК.

Применяя данный зонд и избегая остановок УЭЦН для установки и извлечения УКК, достигается экономический эффект. Метод позволяет избежать потери нефти 300 т в год, что составляет экономическую выгоду 2 369,316 тыс. руб./год.

Проведенные исследования имеют практическую значимость. Применение зонда позволит улучшить метод мониторинга эффективности ингибиторов коррозии на Ванкорском месторождении. Мы выяснили, что, избегая остановок УЭЦН, получаем уменьшение потерь нефти, достигается экономический эффект. Перспективы дальнейшего исследования метода мы видим в более подробном экономическом подсчете и проведении опытно-промышленных испытаний.

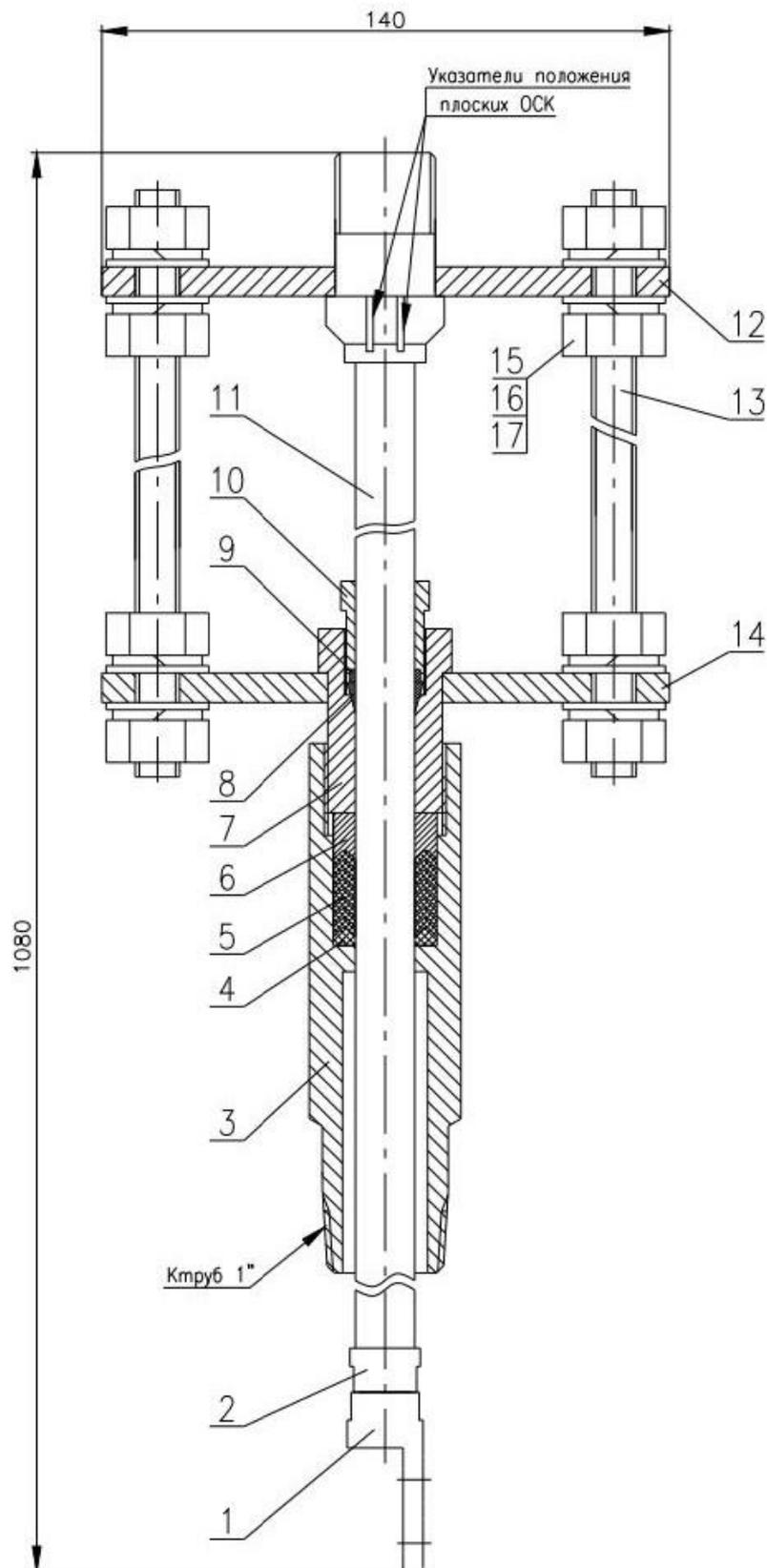


Рисунок. Конструкция зонда ОСК: 1 – держатель ОСК; 2 – гайка; 3 – гайка; 4 – кольцо опорное; 5 – манжета; 6 – кольцо нажимное; 7 – гайка; 8 – цанга; 9 – кольцо; 10 – гайка; 11 – корпус; 12 – пластина верхняя; 13 – шпилька; 14 – пластина нижняя; 15 – гайка М12; 16 – шайба; 17 – шайба пружинная

А.Н. Хабаров

Научный руководитель – ассистент *С.Н. Федосеев*
Юргинский технологический институт Томского политехнического университета

ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

Производя добычу углеводородов и учитывая важность и перспективность развития трубопроводного транспорта, Республика Казахстан при планировании маршрутов экспорта углеводородов опирается на политику многовекторности и максимальной эффективности использования трубопроводных систем. Большой объем добычи нефти и газа приводит к необходимости опережающего развития нефтегазотранспортной инфраструктуры. Именно поэтому на сегодняшний день ведется активная работа над проектами развития существующих транспортных систем и разрабатываются проекты новых маршрутов для экспорта казахстанского углеводородного сырья.

В данный момент нефтетранспортная система в Казахстане соответствует требованиям транспортировки как в плане пропускной способности, так и в плане направлений экспорта. В будущем же с учетом прорабатываемых на сегодня проектов пропускная способность системы будет расти в соответствии с увеличением объемов добычи. АО НК «КазМунайГаз» обеспечивает 65 % транспортировки нефти, 100 % транспортировки газа, 50 % танкерных перевозок, которые осуществляются в Республике Казахстан. Транспортировку нефти трубопроводами осуществляет АО «КазТрансОйл», транспортировку газа – АО «КазТрансГаз», танкерные перевозки – АО «Национальная морская судоходная компания "КазМорТрансФлот"».

В 2010 г. группа компаний АО НК «КазМунайГаз» перевыполнила производственный план, набрала позитивный тренд по всем основным производственным показателям. В частности, по сравнению с предыдущим годом добыча нефти по группе выросла почти на 16 %, а консолидированный объем добычи нефти и газоконденсата составил 22 млн т. Это 27,5 % от общереспубликанской добычи. По оценке авторитетного в нефтегазовой отрасли рейтингового агентства «Energy Intelligence», «КазМунайГаз» в 2010 г. занял 36-е место среди 100 крупнейших нефтегазовых компаний мира.

По уровню добычи Казахстан занимает 16-е место в мире, страна планирует к 2020 г. войти в первую десятку государств по этому показателю. Стратегическая цель компании - войти к 2020 г. в число 30 крупнейших нефтегазовых компаний мира по запасам и добыче нефти. При этом к указанному времени НК «КазМунайГаз» должна освоить инвестиции на сумму 20 млрд долл., что обусловлено участием в госпрограмме индустриально-инновационного развития. В 2020 г. НК «КазМунайГаз» планирует увеличить свои запасы почти на миллиард (на данный момент данные запасы составляют 780 млн т нефти), а также к 2020 г. планируется

прирастить запасы до отметки 1,6 млрд т нефти. Добыча нефти составит 34 млн т, переработка – вместе с нашими зарубежными активами – 19,8 млн тв год [1].

Таким образом, для Казахстана важное значение имеет создание экспортной трубопроводной системы. Одним из первых направлений реализации данной задачи явилось «Соглашение о трубопроводном Консорциуме между Правительством Республики Казахстан и Правительством Султаната Оман» от 17.06.1992. Для реализации Соглашения кабинет министров Республики Казахстан (РК) 13 июля 1994 г. принял постановление № 790 «О строительстве экспортного нефтепровода системы трубопроводного консорциума Тенгиз – Атырау – Астрахань – Новороссийск» [2], в котором обязал Министерство нефтяной и газовой промышленности РК обеспечить совместно с государственной холдинговой компанией «Мунайгаз» реализацию проекта трубопроводного консорциума и участие в нем казахстанских предприятий и организаций.

В целом Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) был создан Россией, Казахстаном и Султанатом Оман для транспортировки из Северного Прикаспия нефти, добываемой казахстано-американским СП «Тенгизшевройл». Для реализации проекта, по планам участников, 1 500-километровая труба должна была ежегодно пропускать порядка 65–75 млн т сырой нефти из Западного Казахстана (прежде всего с Тенгиза) в район морского порта Новороссийска. КТК создавался на паритетных началах: доля РФ и РК состояла из уже имеющихся трубопроводных активов, а Оман в лице «Оман Ойл Компани» (ООК) брал на себя общее финансирование проекта. Однако вмешательство западных нефтяных компаний и в первую очередь «Шеврона» осложнило судьбу проекта. В связи с этим в марте 1996 г. КТК был реструктурирован в КТК-2. Доля Омана упала до 7 %, Россия получила 24 %, Казахстан – 19 %. Восемь компаний получили право на приоритетное приобретение долей в консорциуме: «Шеврон» – 15 %, «ЛУКойл» – 12,5%, «Мобилл» и СП «Роснефть – Шелл» – по 7,5 «Аджип» и «Бритиш газ» – по 2 %, казахстанская холдинговая компания «Мунайгаз» и «Орикс» – по 1,75 %. Трасса маршрута изменению не подверглась. Как мы указывали выше, весомый вклад в отрасль недропользования вносит нефтепроводная компания АО «КазТрансОйл». Отметим некоторые проекты, которыми занимается данная компания.

Одним из важнейших проектов на текущий момент, на наш взгляд, является проект строительства нефтепровода Атасу – Алашанькоу, который является частью еще более значительного проекта строительства транснационального нефтепровода Казахстан – Китай. В целях проектирования, строительства и эксплуатации этого нефтепровода 6 июля 2004 г. было создано ТОО «Казахстанско-Китайский трубопровод». Участниками товарищества выступают на равнодолевой основе АО «КазТрансОйл» (50 %) и Китайская национальная корпорация по разведке и разработке нефти и газа (50 %). Казахстанско-китайский трубопровод с пропускной способностью не менее 20 млн т в год открывает новое экспортное направление на емкий и быстроразвивающийся рынок. Данный маршрут позволяет обеспечить энергетическую безопасность Казахстана, поскольку связывает западные нефтедобывающие регионы республики с крупнейшими нефтеперерабатывающими заводами Павлодара и Шымкента, а также решает проблему распределения нефти внутри страны.

Реализация проекта заключается в способствовании подъему экономики Казахстана путем привлечения инвестиций, развития инфраструктуры и создания дополнительных рабочих мест в регионах, прилегающих к маршруту следования трубопровода. Проект имеет поддержку со стороны правительства Казахстана и Китая. Однако существенным риском данного трубопроводного направления является экспорт, ориентированный на единственного покупателя. Вместе с тем низкий уровень политических, экономических и экологических рисков позволяет рассматривать этот проект как один из перспективных.

Другой нефтепровод «ЦППН Северные Бузачи-Каражанбас» нацелен на удовлетворение растущего спроса на транспортировку нефти с месторождения Северные Бузачи. Происходит реконструкция и модернизация ГНПС «Атасу». Батумский нефтяной терминал – одно из двух градообразующих предприятий автономной Республики Аджария в Грузии.

Второе – Батумский морской порт (БМП). Начиная с февраля 2008 г., полный пакет акций БНТ принадлежит казахстанской компании «КазТрансОйл», которая также владеет эксклюзивным правом управления БМП. Два этих предприятия обеспечивают работой и стабильным доходом порядка двух тысяч грузинских семей. Сотрудники терминала – в основном местные кадры, нет смысла привозить сюда казахстанских рабочих, это экономически не выгодно. Сегодня терминал демонстрирует позитивную динамику роста объемов перевалки нефти и нефтепродуктов через терминал.

Привлекательность терминала для грузоотправителей обусловлена рядом факторов. Во-первых, возможность раздельного хранения до 22 видов нефти и нефтепродуктов, что позволяет сохранить исходное качество груза. Во-вторых, предприятие является единственным на кавказском побережье Черного моря, которое способно переваливать сжиженный газ. Для этого компания в 2 раза увеличила объем резервуарного парка для хранения сжиженного газа – с 2 500 до 5 000 м³. В перспективе с началом добычи нефти на месторождении Кашаган планируется осуществлять перевалку этой нефти через терминал. Тогда объем перевалки грузов может увеличиться до 10–15 млн т в год (пока ежегодно переваливается около 6–7 млн т). Основные грузы – это казахстанская (тенгизская и кумкольская нефти), азербайджанская, туркменская нефть и нефтепродукты.

В 2015 г. развитие нефтяного терминала и морского порта было инвестировано 2,2 млрд т/г., что больше, чем в 2008 г., на 77 %. До приобретения терминала компанией «КазТрансОйл» в 2008 г. отечественная нефть экспортировалась через терминалы транзитных государств. С приобретением казахстанской компанией нефтетранспортных активов, имеющих прямой выход в мировой океан, удалось достичь реальной диверсификации маршрутов транспортировки углеводородного сырья. Сегодня терминал и морской порт активно развиваются, набирают производственную мощь для того, чтобы когда придет время большой казахстанской нефти, проявить свой потенциал и доказать преимущества в борьбе за право ее транспортировки [3].

В целом можно отметить, что рост объемов транспортировки нефти по собственной системе магистральных нефтепроводов в 2010 г. в сравнении с 2009 г. составил 3 %, а сам объем превысил 52,5 млн т. При этом грузооборот нефти увеличился на 2 % и составил 34,2 млрд т. Значительно – на 16 % – нарастил объемы транспортировки и грузооборота нефти по нефтепроводам и Восточный филиал. Фактический объем транспортировки углеводородного сырья в 2010 г. превысил 25,7 млн т, а грузооборот составил более 13 млрд т [4].

В то же время за указанными цифрами, на наш взгляд, нельзя забывать о системе национальной безопасности любого государства, которая самым непосредственным образом связана с транспортировкой углеводородов. Очевидно, что развитие минерально-сырьевой базы – краеугольный камень экономики государства и один из главных факторов безопасности государства, поэтому создание и реализация обоснованной и продуманной стратегии использования минерально-сырьевой базы – одна из главных его задач. Так как известно, что перечень стратегически значимого минерального сырья может меняться в зависимости от военно-политических и экономических приоритетов государств, в которые осуществляется их транспортировка, а также структуры материального производства и прогнозируемой обстановки, конъюнктуры мирового рынка, состояния внешнеэкономических связей и других обстоятельств.

Даже непосвященному ясно, что ресурсы, эксплуатируемые и находящиеся в пределах площадей освоенных месторождений, которые могут быть при экстремальной ситуации вовлечены в хозяйственный оборот, очень условно могут быть сегодня отнесены к стратегическим. По мнению экспертов, на преобладающем большинстве добывающих предприятий обеспеченность разведанными запасами достигла критически низкого уровня: стратегический резерв многих видов сырья на действующих месторождениях является малонадежным. Также нельзя скидывать со счетов различные возможные причины остановки работы месторождений, которые могут привести к невыполнению Казахстаном контрактов по добыче и транспортировке нефти. Среди данных причин можно в первую очередь, назвать угрозу террористических актов, забастовок, сговор иностранных компаний и т. д.

В связи с этим, на наш взгляд, в Республике Казахстан должны быть сформированы резервные запасы углеводородов, которые могут быть использованы в случаях непредвиденных затруднений при поставках углеводородов из действующих месторождений. Для этого, мы считаем, должна быть разработана и утверждена на уровне Правительства Республики Казахстан система применения резервных скважин, которая бы обеспечивала безболезненное и оперативное переключение поставок нефти по трубопроводам из одних скважин на другие. Кроме того, необходима разработка стратегии по обеспечению взаимозамещения месторождений в случае форс-мажорных обстоятельств. Данное взаимозамещение нам видится в прокладке резервных трубопроводов, которое заключается в следующем: в случае затруднения поставок нефти из основного месторождения (групп месторождений), обеспечивающих поставки нефти по определенному трубопроводу, нефть должна по резервным каналам поступать из соседних месторождений, обеспечивающих поставки нефти по другим трубопроводам. Опять же данная система обязательного резервного обеспечения поставок нефти должна быть прописана на законодательном уровне и найти свое отражение в законодательных актах о недропользовании, добыче и транспортировке нефти.

В условиях, когда одной из главных проблем для мирового сообщества стала проблема безопасности в самых разных аспектах ее понимания, включая проблему энергетической безопасности, Казахстан становится ключевым игроком глобальной экономики (а значит, и политики). Именно поэтому указанным вопросам обеспечения безопасности Казахстан не может пренебрегать.

Список литературы

1. КазМунайГаз: позитивный тренд по основным показателям // Деловой Казахстан. 1 апреля 2011.
2. О строительстве экспортного нефтепровода системы трубопроводного консорциума Тенгиз – Атырау – Астрахань – Новороссийск : Постановление кабинета министров от 13.06.1994 № 790 // Справ.-прав. система «ПАРАГРАФ». Республика Казахстан. URL: http://adilet.zan.kz/rus/docs/P940000790_.
3. Каримова Д. КазТрансОйл развивает зарубежные активы // Бизнес и власть. 13 августа 2010.
4. КазМунайГаз: позитивный тренд по основным показателям // Деловой Казахстан. 1 августа 2011.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ



Ю.С. Дубинов*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина***СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА
ПРИВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА РАБОТЫ
НАСОСНЫХ ШТАНГ В СКВАЖИНЕ**

Эксплуатация мало- и среднедебитных месторождений является в настоящий момент наиболее востребованной. По статистике за 2015 г., которая представлена на рисунке, более трети всего добывающего фонда нефтяных скважин в России оборудовано скважинной штанговой насосной установкой (СШНУ). Также за последние 5 лет как в России, так и мире стало использоваться такое понятие, как одновременно-раздельная эксплуатация, которая подразумевает эксплуатацию нескольких продуктивных горизонтов одной скважиной. Наибольшее количество известных схем одновременно-раздельной эксплуатации связано именно со скважинными штанговыми насосными установками, что ежегодно увеличивает долю СШНУ.

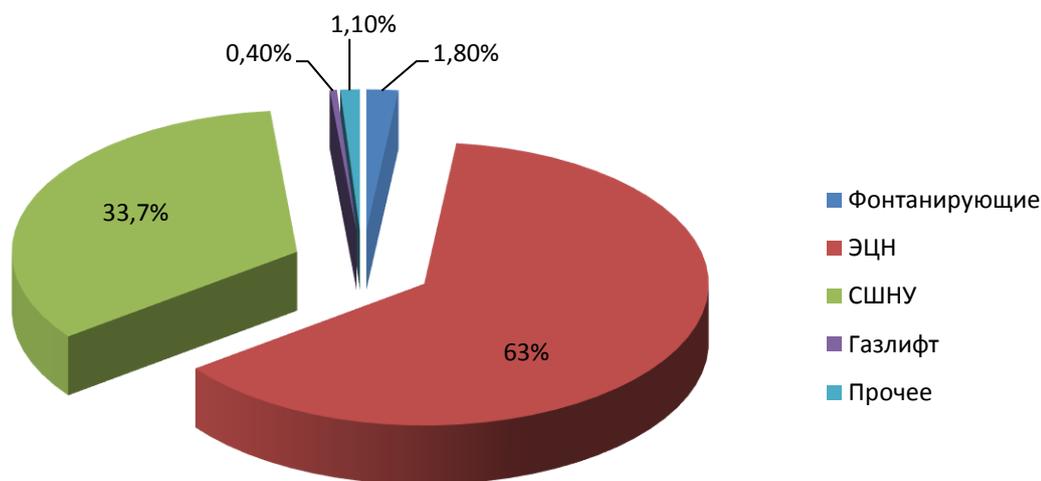


Рисунок. Фонд скважин Российской Федерации за 2015 г.

Разработка и внедрение нового оборудования, а именно новых типов штанговых насосов и новых конструкций насосных штанг позволяют проводить эксплуатацию месторождения практически с любыми осложняющими факторами, поэтому актуален вопрос относительно правильного выбора конструкции СШНУ, режима эксплуатации скважины. Несмотря на все нововведения и работы в области повышения надежности глубинно-насосного оборудования, насосные штанги остаются самым слабым звеном в работе СШНУ, доля их отказов составляет

более одной трети от числа всех отказов. Это объясняется тем, что насосные штанги работают в условиях действия различных факторов, таких как: силы механического и гидродинамического трения, коррозионно-активная среда, циклические, инерционные, вибрационные нагрузки, нагрузки от действия изгибающего момента на искривленных участках.

Анализ промысловых данных показал, что число отказов насосных штанг остается очень велико даже при наличии большого числа опытно-конструкторских и научных работ. Еще тяжелее это сделать, если эксплуатация идет в наклонно-направленной скважине.

Особое внимание следует уделить сложнагруженному состоянию штанг, которые работают в условиях одновременного действия растягивающих, сжимающих, изгибающих и крутящих напряжений. Различные методики, применяемые для расчета приведенных напряжений, при подборе насосных штанг не полностью учитывают все факторы, влияющие на работу оборудования, что приводит к отказу. Некоторые методики расчета не учитывают влияния свойств материала насосных штанг, некоторые не учитывают влияния изгиба штанг при эксплуатации в искривленных скважинах и влияния конструктивных особенностей насосной штанги.

В связи с этим проведение исследований, направленных на создание модернизированной методики подбора и расчета штанговых колонн на основе корректной математической модели работы штанговой колонны, является актуальными и востребованными.

Анализ методик расчета приведенных напряжений показал, что зависимости И.А. Одинга [1], М.П. Марковца [2], Серенсена-Кинасошвили [3], Гудмана [4], а также диаграмма Смита [5, 6] и АЗИНМаш [4] не могут описать с нужной точностью вероятность отказа колонны [7].

Зависимость Одинга, к примеру, не учитывает свойства материалов, зависимости Марковца, Серенсена-Кинасошвили не учитывают предела выносливости материалов, зависимость Гудмана учитывает все перечисленные параметры, однако коэффициент запаса прочности, используемый в методике, сильно увеличивает массу колонны штанг.

В качестве прототипа была выбрана зависимость Одинга, по которой в настоящее время ведется подбор колонны насосных штанг [8] и которая также применяется для расчета деталей машин, работающих при переменных нагрузках.

Для учета этих особенностей в зависимость Одинга предложено внести коэффициент k :

$$\sigma_{np} = k \cdot \sqrt{(\sigma_a + \sigma_m) \cdot \sigma_a}, \quad (1)$$

где k – коэффициент, учитывающий конструктивные особенности и свойства материала; σ_a – амплитудные напряжения, МПа; σ_m – средние напряжения, МПа.

Коэффициент k определяется по формуле

$$k = \frac{K_s \cdot K_{ds} \cdot K_v \cdot K_r}{K_f} \quad (2)$$

где K_s – коэффициент концентрации напряжений; K_{ds} – коэффициент масштабного фактора; K_v – коэффициент, метода технологического упрочнения поверхности; K_r – коэффициент разупрочнения; K_f – коэффициент, учитывающий качество обработки поверхности.

Таблица 1

Коэффициент k для сплошных насосных штанг

Типо-размер, мм	Концентра-тор напряжений, K_s	Масштаб-ный эффект, K_{ds}	Качество поверх, K_f	Метод упрочне-ния, K_v	Непостоян-ство проход-ного сечения	Коэффици-ент разупрочне-ния	Итоговый коэффициент
16	0,65	1,09	0,8	1,45	–	1,2	1,54
19	0,65	1,11	0,8	1,45	–	1,2	1,56
22	0,65	1,12	0,8	1,45	–	1,2	1,58
25	0,65	1,13	0,8	1,45	–	1,2	1,60
29	0,65	1,15	0,8	1,45	–	1,2	1,63

Таблица 2

Коэффициент k для полых насосных штанг

Типо-размер, мм	Концентра-тор напряжений, K_s	Масштаб-ный эффект, K_{ds}	Качество поверхно-сти, K_f	Метод упрочне-ния, K_v	Непостоян-ство проход-ного сечения	Коэффици-ент разупрочне-ния	Итоговый коэффициент
36×5,5	1,25	1,18	0,9	1,18	0,56	–	1,52
32×4	1,25	1,16	0,9	1,18	0,56	–	1,50

Коэффициенты, учитывающие масштабный эффект K_{ds} , качество поверхности K_f и метод упрочнения K_v , получены способом, описанным в технической литературе. Коэффициент разупрочнения взят при условии, что разупрочнение возможно в пределах от 5 до 30 % для термически обработанных сталей. Итоговые коэффициенты приведены в табл. 1 и 2.

При анализе модернизированной методики было определено, что методика не учитывает особенности полых насосных штанг, а именно непостоянство проходного сечения. Для устранения данного недостатка в методику для расчета полых насосных штанг был введен коэффициент $K_{пс}$:

$$k = \frac{K_s \cdot K_{ds} \cdot K_v \cdot K_r}{K_f \cdot K_{пс}}, \quad (3)$$

где $K_{пс}$ – коэффициент, учитывающий непостоянство проходного сечения.

Полученное выражение было проверено на контрольной выборке скважин Самотлорского, Усинского и Ромашкинского месторождений (табл. 3).

Как видно из табл. 3, в 6 % случаев рассчитанные приведенные напряжения не превышают допустимых приведенных напряжений, соответственно, обрыва не должно было произойти. При более детальном анализе было установлено, что на скважине были спущены штанги после ремонта, их наработка до ремонта составила 7 млн циклов.

Однако приведенная методика расчета не учитывает особенностей эксплуатации в наклонно-направленной скважине, поэтому уточнения расчетов была создана математическая модель расчета приведенных напряжений, возникающих в теле насосных штанг, при работе в наклонно-направленной скважине.

Таблица 3

Проверка методики на контрольной выборке скважин с Ромашкинского месторождения

№ п/п	Штанга, мм	Максимальная нагрузка, Н	Минимальная нагрузка, Н	Максимальные напряжения, МПа	Минимальные напряжения, МПа	Амплитудные напряжения, МПа	Средние напряжения, МПа	Напряжения по Одингу, МПа	Напряжения по новой методике, МПа	Допускаемые напряжения, МПа	Ситуация на скважине
1	22	6742,0	466,7	177,4	12,3	82,6	94,9	88,5	140,1	98,0	Обрыв
2	22	6748,6	64,2	177,6	1,7	88,0	89,7	88,8	140,6	98,0	Обрыв
3	22	5901,5	681,6	155,3	17,9	68,7	86,6	77,1	122,1	88,0	Обрыв
4	22	8619,8	1302,6	226,9	34,3	96,3	130,6	112,1	177,5	118,0	Обрыв
5	19	4038,0	1638,0	142,5	57,8	42,3	100,1	65,1	101,7	88,0	Обрыв
6	22	5489,8	1374,1	144,5	36,2	54,2	90,3	69,9	110,7	88,0	Обрыв
7	22	6101,9	449,9	160,6	11,8	74,4	86,2	80,1	126,8	88,0	Обрыв
8	19	5972,6	1348,3	210,8	47,6	81,6	129,2	102,7	160,4	127,0	Обрыв
9	22	8767,9	1925,9	230,8	50,7	90,0	140,7	112,6	178,2	118,0	Обрыв
10	22	6171,5	1181,7	162,4	31,1	65,7	96,8	79,7	126,2	88,0	Обрыв
11	22	6466,8	511,5	170,2	13,5	78,4	91,8	84,8	134,3	88,0	Обрыв
12	22	5612,0	986,6	147,7	26,0	60,9	86,8	72,7	115,1	88,0	Обрыв
13	22	6610,3	526,9	174,0	13,9	80,1	93,9	86,7	137,3	88,0	Обрыв
14	22	5480,0	559,9	144,2	14,7	64,7	79,5	71,7	113,6	88,0	Обрыв
15*	19	3935,7	1924,2	138,9	67,9	35,5	103,4	60,6	94,6	108,0	Обрыв
16	22	5672,0	747,0	149,3	19,7	64,8	84,5	74,0	117,1	88,0	Обрыв

* – колонна штанг после ремонта

Проверка адекватности математической модели
по скважинам Ромашкинского месторождения

№ п/п	Напряжения по зависимости Одингга, МПа	Напряжения по разработанной методике, МПа	Напряжения по зависимости Одингга с математической моделью, МПа	Напряжения по разработанной методике с математической моделью, МПа	Допускаемые приведенные напряжения $[\sigma_{пр}]$, МПа
1	65,1	101,7	77,6	121,1	88
2	69,9	110,7	88,4	139,7	88
3	102,7	160,4	122,2	190,8	127
4	60,6	94,6	72,1	112,6	108
5	74,0	117,1	93,2	147,5	88
6	103,5	163,9	130,4	206,5	108
7	94,4	149,4	118,9	188,2	98
8	97,4	152,2	115,9	181,2	108
9	66,7	105,5	84,0	132,9	88
10	102,2	159,7	121,6	190,0	108
11	68,0	107,6	85,7	135,6	88
12	73,2	114,4	87,1	136,1	108

Проверка адекватности математической модели (табл. 4) проводилась по скважинам Самолорского, Усинского и Ромашкинского месторождений.

Сравнив полученные величины приведенных напряжений, рассчитанные по математической модели с новой методикой, с величинами напряжений, рассчитанных по зависимости Одингга с учетом особенностей работы в наклонно-направленной скважине и без, можно сделать вывод, что значения расчетных приведенных напряжений отличаются на 10–15 % при сравнении с новой методикой, на 20–25 % при сравнении с зависимостью Одингга + математическая модель и на 40–50 % при сравнении с зависимостью Одингга.

Сравнение зависимостей приведенных напряжений от продольного усилия с применением новой методики и зависимости Одингга показало, что результаты отличаются на 30–50 % в зависимости от величины нагрузки.

Разработанная на основе созданной математической модели методика расчета и подбора полых штанговых колонн применяется в ПО «Автотехнолог», широко используемого в нефтяной промышленности России.

Список литературы

1. Одинг И.А. Допускаемые напряжения в машиностроении. М. : Машгиз, 1962. 260 с.
2. Марковец М.П. Учебное пособие по курсу прочность металлов оборудования атомных электрических станций. М. : МЭИ, 1979. 94 с.
3. Серенсен С.В., Когаев В.П. Несущая способность и расчеты деталей машин на прочность. М. : Машгиз, 1968, 488 с.
4. Ренёв Д.Ю, Повышение эффективности эксплуатации СШНУ в наклонно-направленных скважинах за счет уточнения методик расчета и подбора штанговых колонн : дис. ... канд. техн. наук. М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010.
5. Степин П.А., Соппротивление материалов. М. : Интеграл-пресс, 1997. 320 с.

6. Гоц А.Н. Расчеты на прочность деталей ДВС при напряжениях, переменных во времени: учеб. пособие. Владимир : ред.-издат. комплекс ВлГУ, 2005. 124 с.
7. Ивановский В.Н., Дубинов Ю.С. Уточнение величин допускаемых приведенных напряжений и методики расчета штанговых колонн при добыче нефти в осложненных условиях эксплуатации // Тр. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014. № 1. С. 65–75.
8. ГОСТ Р31825-2012. Штанги насосные, штоки устьевые и муфты к ним. М. : Стандартиформ, 2013. 51 с.

УДК 621.8.025

Д.Г. Павлюкевич

Научные руководители – кандидат технических наук, доцент *А.К. Данилов*, инженер *Р.С. Привалихин*, Сибирский федеральный университет

РАЗРАБОТКА ВРАЩАТЕЛЯ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ МАШИН НА ОСНОВЕ ВАРИАТОРА СКОРОСТИ

Развитие современных приводных систем связано с рядом технических проблем поиска оптимальных конструктивных решений передачи крутящего момента, применения современных конструкционных и композитных материалов, создания износостойких поверхностных слоев и смазочных материалов, новых принципов решения опорных узлов вращения.

Современные приводные системы (вращатели), используемые в нефтегазовой отрасли преимущественно на буровых установках для преобразования частоты вращения выходного звена имеют следующие проблемы: сложность схем, большой вес и габариты, низкий КПД, наличие в конструкции громоздкой, металлоемкой, подверженной высоким динамическим нагрузкам зубчатой трансмиссии, работа которой сопровождается большими механическими потерями энергии при ее передаче от приводного двигателя шпинделю с буровым инструментом и высокими уровнями вибрации всей конструкции при бурении скважин (см. таблицу, рис. 1).

Необходимость применения многоступенчатых механических редукторов в приводе для снижения частоты вращения выходного вала приводит к снижению надежности, усложнению и повышению стоимости конструкции вращателя.

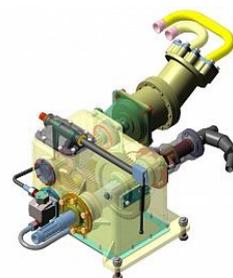
В основе предлагаемого подхода к кинематическим передачам в составе системы верхнего привода (СВП) лежит разработка соосных редукторов на основе планетарных и эксцентриковых передач. Создание соосных систем позволяет существенно изменить архитектуру устройств, уменьшающих габаритные размеры с высокими показателями КПД и передачей значительных крутящих моментов.

Технико-экономические характеристики вращателей УРБ

Показатель	УРБ-2А-2	УРБ Z-300	УРБ-12.ZBT-2Д
Частота вращения бурового снаряда, об/мин			
1-я скорость	140	200	65
2-я скорость	225	800	100
3-я скорость	325	1800	150
Габариты, м			
Крутящий момент, максимальный, Н·м			
Габариты, м	0,4×0,5× 0,35	0,45 ×0,75× 0,5	0,4×0,5× 0,35
1-я скорость	2 010	5 000	4 570
2-я скорость	1 210	2 600	2 840
3-я скорость	840	1 400	1 970
Вес, кг	725	1 570	710
Глубина бурения, м	300	300	350
Стоимость, тыс. руб.	250	360	335



а



б

Рис. 1. Установка разведочного бурения УРБ-2А-2: а – общий вид; б – вращатель

На основании анализа конструктивных особенностей вращателей УРБ определена цель проекта – разработка и реализация конструкции бурового вращателя верхнего привода геологоразведочных машин с компактными габаритами, возможностью регулировать скорость вращения в зависимости от нагрузки на выходном звене с помощью вариатора скорости, максимально использовать мощность привода и добиться максимальной производительности при бурении различной категории породы.

В ходе работы разработан эскизный проект и кинематическая схема вращателя с возможностью вариации скорости вращения выходного звена (рис. 2).

Разработанное оборудование обладает следующими инновационными характеристиками:

- обеспечение бесступенчатого регулирования частоты оборотов вращателя;
- возможность максимально использовать мощность привода и добиться максимальной производительности при бурении различной категории породы;
- компактность габаритов и веса привода вращения в сравнении с существующими аналогами.

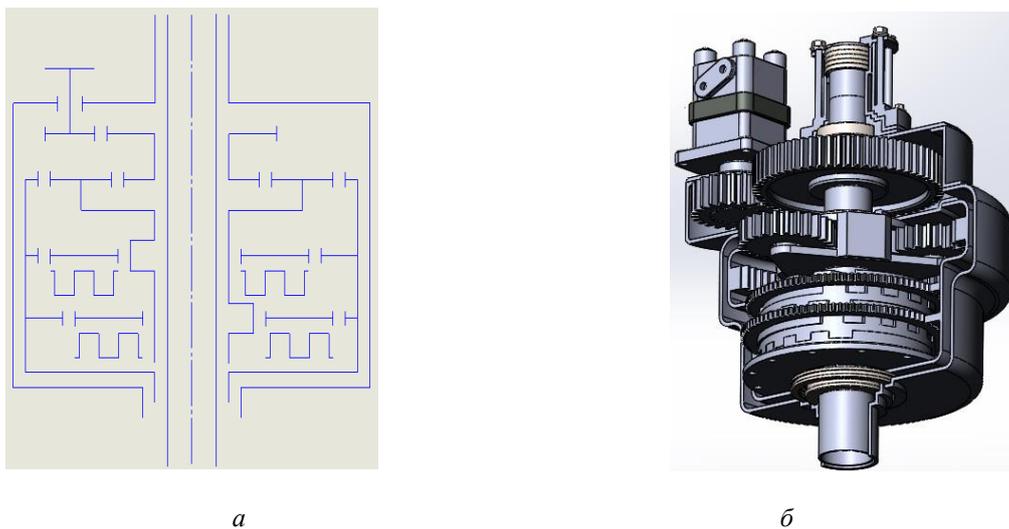


Рис. 2. Конструкция вращателя: *а* – схема вращателя, *б* – эскизный проект

Данные преимущества предлагаемого оборудования позволят не только значительно снизить повышенный износ механизмов и, как следствие, большие экономические затраты, нерациональное использование приводной мощности, но и повысить производительность, качество и оперативность проводимого бурения.

С наибольшей эффективностью предлагаемая разработка может использоваться, кроме приводов буровых установок, в приводах:

- конвейеров с переменной загрузкой материалом;
- смесителей, работающих с материалами переменной вязкости;
- станков, у которых нагрузка на исполнительный орган должна меняться в зависимости от твердости или плотности материала;
- насосов объемного действия;
- упаковочных машин, устройств с лимитированными размерами и других механизмов, работающих в условиях изменяющихся нагрузок.

А.Н. Погодаева, А.А. Носенко, Т.Р. Мамин

Научный руководитель – кандидат технических наук,
доцент, член-корреспондент РМА *С.И. Половнева*
Иркутский национальный исследовательский технический университет

АНАЛИЗАТОР УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ СОРБЕНТОВ И УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При управлении многими сорбционными технологиями, а также при производстве катализаторов, сорбентов, утяжелителей буровых растворов большое значение имеет такой показатель качества, как удельная поверхность твердой фазы. Исследования показали, что одним из параметров качества утяжелителей для буровых растворов является удельная поверхность. Практически все определяемые параметры зависят от удельной поверхности утяжелителей, в том числе и основной параметр – его утяжеляющая способность.

Удельная поверхность – это полная геометрическая поверхность частиц с учетом внутренних пор, рассчитанная на единицу массы пробы. Для определения данного параметра широко распространен адсорбционный метод измерения удельной поверхности сыпучих материалов, позволяющий измерять полную поверхность частиц на основе газовой низкотемпературной физической адсорбции азота или аргона (метод БЭТ) [1, с. 84].

В работе осуществлен переход от аналоговых средств управления к цифровым с целью оптимизации метрологических и динамических параметров экспресс-анализатора удельной поверхности сорбентов. Для измерения удельной поверхности предлагается использование альтернативного метода на основе высокотемпературного метода тепловой десорбции (ВМТД), приемлемого для заводских лабораторий [2, с. 1].

В ходе работы произведен расчет мостовой измерительной схемы детектора по теплопроводности, разработана внутриприборная система управления и визуализации показаний, для измерения расхода газа-носителя применен современный тепловой микрорасходомер и регулятор расхода газа типа РРГ-12. В результате исследований была разработана SCADA-система в среде TRACE MODE, которая позволяет управлять с ПК прибором и наблюдать процесс измерения удельной поверхности. Для расчета удельной поверхности написана программа на языке CoDeSys.

Для получения математической модели выполнен анализ процесса термостатирования как объекта автоматического регулирования, который предполагает оценку его статических и динамических свойств по каждому из каналов от любого возможного управляющего воздействия к любому возможному регулируемому параметру, а также оценку аналогичных характеристик по каналам связи регулируемых переменных с составляющими вектора возмущений, выделение входных и выходных регулируемых параметров и выбор управляющего воздействия.

Уравнение теплового баланса в динамике имеет вид

$$Q_{п/в} + Q_{н} - Q_{окр.ср} = \frac{dI_{н}}{dt}, \quad (1)$$

$$Q_{п/в} = C_{п/в} \cdot F_{п/в} \cdot T_a, \quad (2)$$

$$Q_{н} = 0,24I_{н}^2 \cdot R_{н}, \quad (3)$$

где $F_{п/в}$ – расход паровоздушной смеси; $C_{п/в}$ – удельная теплоемкость; T_a – температура в адсорбере; $Q_{п/в}$ – теплота паровоздушной смеси; $Q_{н}$ – теплота нагревателя; $Q_{окр.ср}$ – потери тепла в окружающей среде.

На основании теплового баланса выделены входные и выходные параметры и выбрано управляющее воздействие. Входные параметры – расход паровоздушной смеси, температура паровоздушной смеси. Выходной регулируемый параметр – температура в адсорбере. Возмущающее воздействие – температура окружающей среды. В качестве управляющего воздействия выбран ток через нагреватель как параметр, наиболее влияющий на тепловой баланс.

Для обеспечения точности измерения удельной поверхности расход газа-носителя должен быть точно измерен и стабилизирован. Для измерения малых расходов применим только серийно выпускаемый регулятор расхода на базе теплового расходомера типа РРГ-12 (ООО «Энергомера», г. Зеленоград) [3, с. 2].

Регуляторы массового расхода и давления газа конструктивно выполнены единым компактным агрегатом, объединяющим электронную и газовую части. В состав регулятора входят: корпус, включающий в себя сетчатый рассекатель потока; байпас, обеспечивающий деление и ламинаризацию газового потока; внутреннюю систему каналов; входной и выходной штуцеры; первичный калориметрический преобразователь; исполнительный механизм, регулирующий величину газового потока; плата управления. Принцип действия теплового расходомера основан на зависимости разности температур теплового поля до и после нагревателя от массового расхода. Газ поступает в регулятор через входной штуцер и разделяется на два потока. Один проходит через преобразователь первичный, другой – через обводной канал байпас. Первичный преобразователь теплового микрорасходомера представляет собой тонкостенную трубочку, внутри которой проходит газ, на которой расположены два теплоприемника – проволочные терморезисторы и нагреватель. При отсутствии газа оба терморезистора имеют одинаковое сопротивление. При наличии потока газа происходит охлаждение терморезистора, стоящего до нагревателя, и дополнительный нагрев терморезистора, расположенного после нагревателя. Чем больше скорость газа, тем более длинным будет участок нагретого газа после нагревателя, тем выше будет температура второго терморезистора. Разность сопротивлений преобразуется в цифровой сигнал, который обрабатывается в микропроцессоре (линеаризуется, термокомпенсируется) и затем сравнивается с цифровым сигналом задания расхода. По результатам вычисления пропорциональной, интегральной и дифференциальной составляющих разности сигнала и задания расхода микропроцессор управляет электромагнитным исполнительным механизмом.

Программа цифрового управления системой термостатирования блока адсорбера выполнена в алгоритмической среде CoDeSys визуализации и ресурсов [4, с. 1]. Определена конфигурация ПЛК в соответствии с аппаратными средствами контроллера (рис. 1).

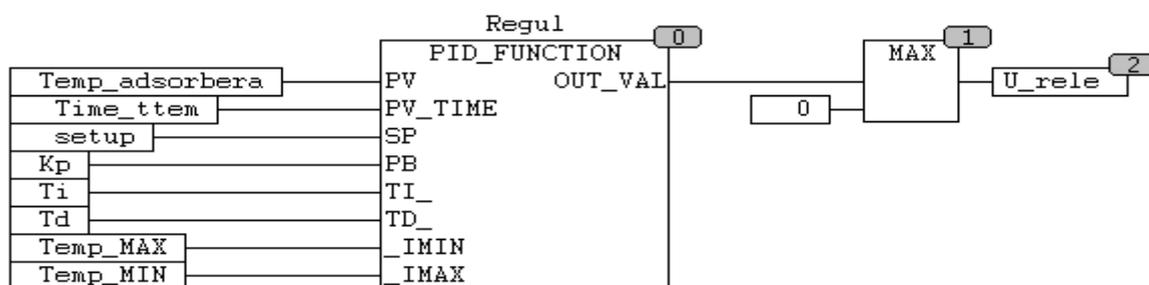


Рис. 1. Программа ПИД-регулятора в программной среде CoDeSys

Нагрев и время регулирования температуры в термостатах адсорбера и детектора (рис. 2) до заданных температур составило 20 мин, погрешность регулирования – $\pm 0,5$ °С.

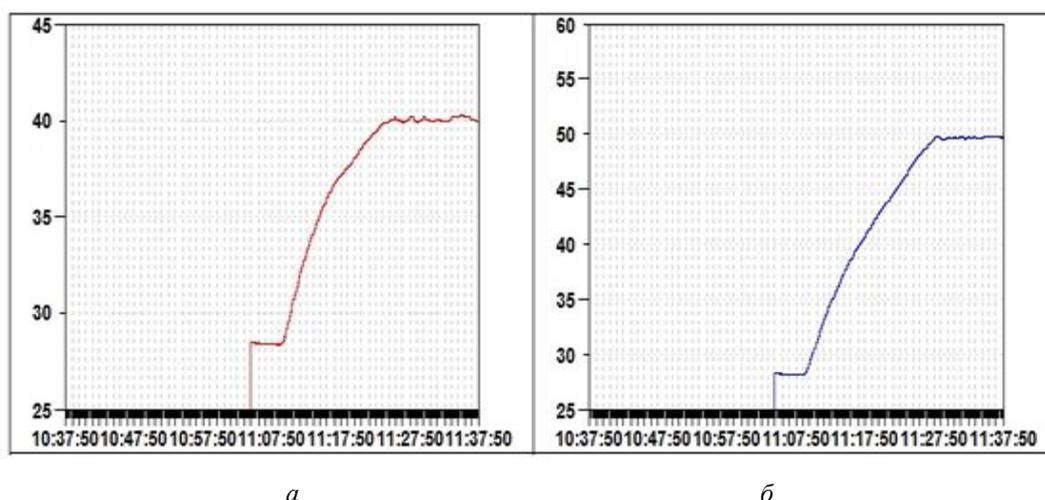


Рис. 2. Графики процесса цифрового регулирования температуры термостата адсорбера (а) и термостата детектора (б)

Контроль процесса определения удельной поверхности производится путем подключения прибора к ПК. Пользовательский интерфейс выполнен в SCADA-Trace Mode 6. Программирование процесса на языке FBD. В систему визуализации вынесены величины температуры детектора и адсорбера, контроль объема воздуха на выходе, время анализа, тренд адсорбции, что позволяет управлять процессом в автоматическом режиме и представлять процессы измерений в графическом виде в реальном масштабе времени. Созданный интерфейс дает возможность управлять процессом (подача воздуха, управление температурой нагревателей, запуск измерения) непосредственно с монитора компьютера.

Выводы. Выполнен анализ динамических характеристик и синтезирована двухуровневая внутриприборная цифровая система управления на базе отечественного программируемого контроллера фирмы «ОВЕН». Получены математические модели САР-регулирования температуры в термостате детектора и адсорбера, на основании которых в среде CODESYS на базе ПЛК-154, осуществлено цифровое регулирование температуры этих блоков, входящих в со-

став экспресс-анализатора, и получены переходные процессы с соответствующими показателями качества регулирования. Тестирование системы показало соответствие параметров качества требуемым значениям, ее устойчивость и работоспособность.

Наличие результатов исследования послужило причиной разработки на кафедре автоматизации производственных процессов при участии научно-инженерного студенческого центра «Автоматика» нового устройства на основе высокотемпературного метода тепловой десорбции.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта № 02.G25.31.0075 в рамках постановления Правительства Российской Федерации № 218 от 09.04.2010.

Список литературы

1. Половнева С.И., Носенко А.А., Мамин Т.Р. Освоение методики определения удельной поверхности : материалы науч.-практ. конф. с междунар. участием. Иркутск : ИРНТУ, 2015. 84 с.
2. Половнева С.И., Половнев Н.П., Захаров А.М. Способ определения удельной поверхности дисперсных и пористых материалов и устройство для его осуществления. Патент РФ № 2376582, 2009.
3. Регулятор расхода газа РРГ-12. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. М. : Элточприбор, 2012. 42 с.
4. Контроллер программируемый логический ПЛК-154. Руководство по эксплуатации. М. : ОВЕН, 2013. 50 с.

УДК 622.23.05

Е.А. Радикович

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *А.К. Данилов*
Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

МЕТОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ МАТРИЦЫ КООРДИНАТ РАСПОЛОЖЕНИЯ РЕЗЦОВ

Существуют методы проектирования бурового инструмента:

- объемное проектирование при помощи натуральных моделей для определения координат положения резца в пространстве. Это технология позволяла определить взаимное расположение резцов и рациональные параметры углов установки. *Недостатки:* высокая трудоемкость, то есть необходимо производить натурные модели инструмента, держателей и лопастей;

- плоскостное моделирование при использовании вспомогательных плоскостей при графическом построении сопряжений.

Основными недостатками известных является использование дополнительных графических материалов для определения натуральных положений, взаимного расположения резцов, сложность определения взаимного расположения резцов с внешними поверхностями и с соседними лопастями, в целом очень высокая трудоемкость.

Стендовые сравнительные исследования силовых параметров резания одиночными поворотными и плоскими резцами показали, что области применения данных видов инструментов различны (рис. 1). В частности, при увеличении прочности разрушаемой породы энергоёмкость плоскими резцами значительно больше по сравнению с энергоёмкостью при разрушении поворотными резцами.

Из графических зависимостей видно, что энергоёмкость и эффективность поворотных резцов выше при величине стружки менее 8–10 мм на единичный резец. Подача уменьшается при увеличении прочности разрабатываемой породы.

Лабораторные исследования показали, что в предлагаемой конструкции результирующая нагрузка прилагается под углом 45° и режущий элемент работает на сжатие. В связи с этим конструкцию пластины можно выполнить с упором в хвостовой части.

Крепление осуществляется фиксированием фасонной части корпуса режущего элемента затвердевшим полимерным материалом, что позволяет менять резцы, сохраняя долото. Рабочая часть корпуса резца выполняется с уплотнительной юбкой и армируется твердосплавным наконечником, который самозатачивается при вращении от нагрузки, в результате инструмент сохраняет первоначальный угол резания при движении по траектории забоя.

Обследования буровых установок в условиях эксплуатации на нефтегазовых месторождениях при нефтедобыче показали, что подача при использовании бурового инструмента с плоскими элементами составляет не более 1 мм. В то же время энергоёмкость применения плоских резцов при малых подачах значительно уступает поворотным резцам (рис. 1, 2).

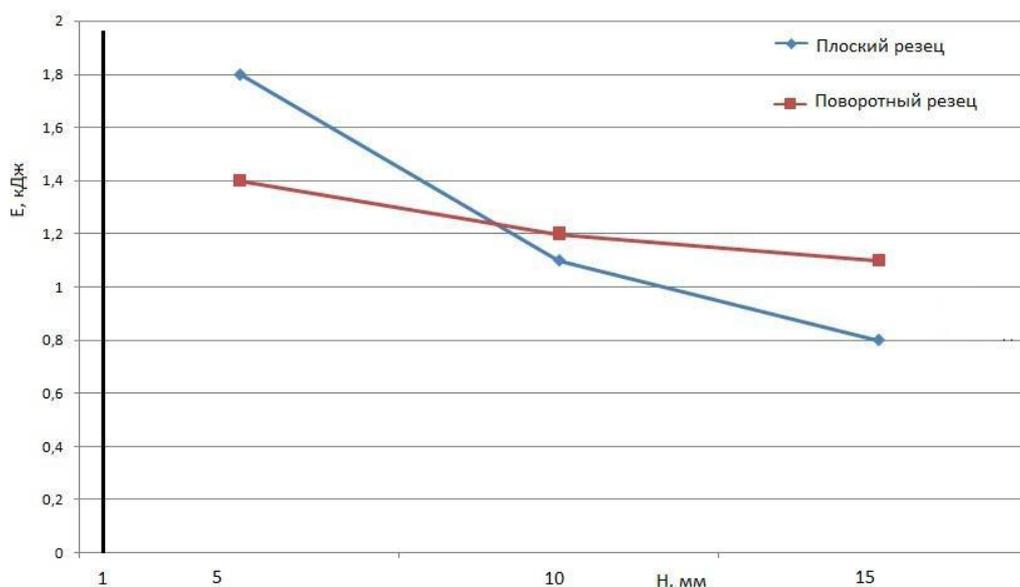


Рис. 1. Стендовые исследования силовых параметров резания одиночными поворотными и плоскими резцами

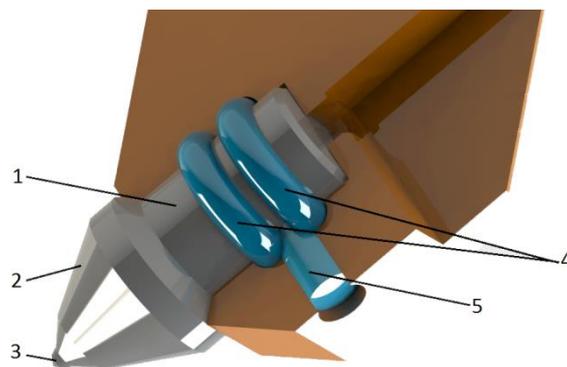


Рис. 2. Конструкция поворотных резцов: 1 – хвостовик резца; 2 – головка резца; 3 – твердосплавный наконечник; 4 – полимерный материал; 5 – отверстие для заливки

С появлением современных программ трехмерного моделирования на основе систем AutoCAD, Компас-3D и SolidWork появилась возможность визуализации процесса проектирования.

При проектировании появилась возможность контроля взаимного положения инструмента, коррекции углов резания с учетом рациональных геометрических параметров резания.

Для точного моделирования взаимного расположения резцов на лопастях можно использовать матрицу установки режущего инструмента. Первоначально необходимо знать схему расстановки и количество резцов на каждой лопасти долота.

Во-первых, для этого разрабатывается схема расстановки резцов на буровом инструменте. Чертим схему и наносим цвета для того, чтобы согласно цветовой гамме было установлено положение резца. Для каждого резца на лопасти будет своя цветовая гамма расположения (рис. 3).

Во-вторых, выбирается форма заоя. Существуют «конусом вперед», «конусом назад», но в данном случае выбираем комбинированную форму заоя.

Таким образом, в средней части формирования конуса обеспечивается целика и по краям плавный переход к стенке скважины (рис. 4).

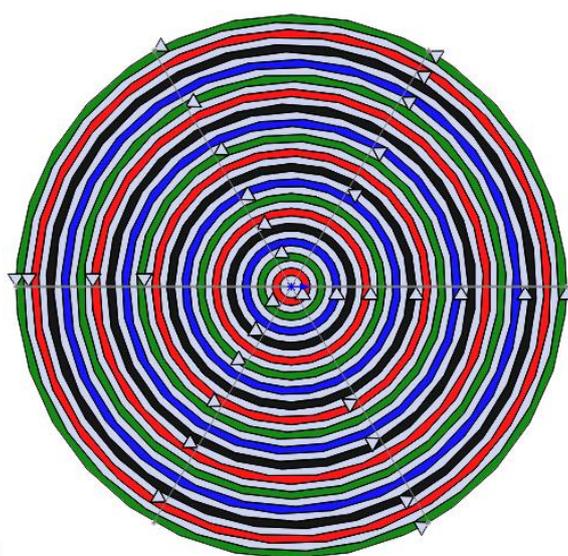


Рис. 3. Схема установки резцов бурового инструмента

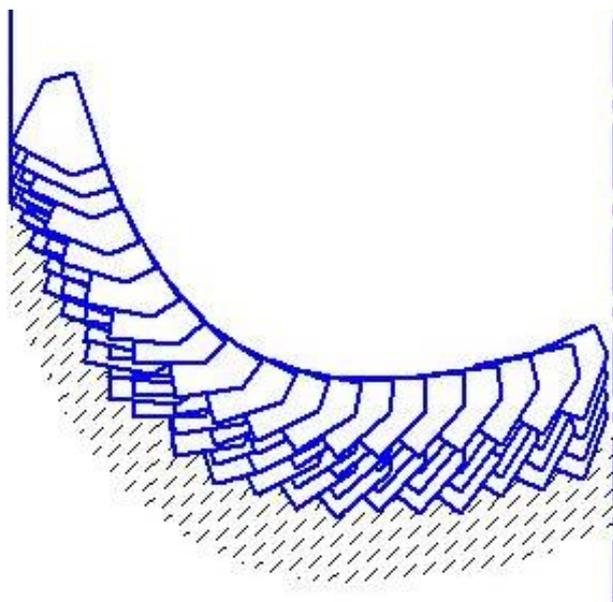


Рис. 4. Комбинированная форма забоя

Определив геометрические параметры движения резцов, можно построить матрицу для индивидуального монтажа каждого резца на лопасти. Матрица состоит из схемы расстановки и формы забоя (рис. 5).

В результате строим форму забоя с индивидуальным расположением линий резания для резца. Для простоты монтажа удаляем лишнюю часть матрицы с обратной стороны, в результате получаем элемент матрицы с координатами положения резцов (рис. 6).

Для установки резцов создаем лопасть и строим плоскость 1 , перпендикулярную оси вращения и проходящую через линию установки резцов на выбранной лопасти. Дополнительно строим плоскость 2 , проходящую через вершину резца, которая совпадает с линией резания и расположена перпендикулярно осевой линии.

Во вспомогательной плоскости 2 строим эскиз, где отображается ось положения резца и формируем корпус твердого тела на лопасти, обеспечивающий установку держателя резца (рис. 7).



Рис. 5. Матрица установки резцов в забое



Рис. 6. Элемент матрицы

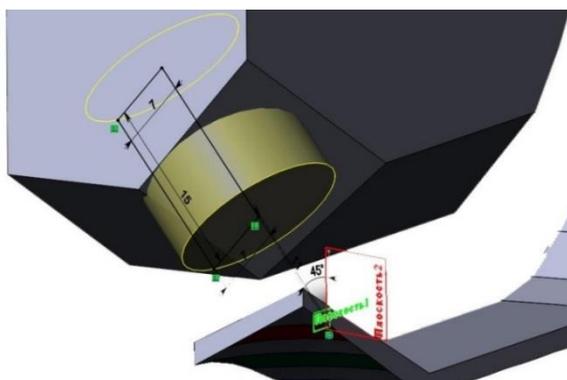


Рис. 7. Эскиз корпуса твердого тела

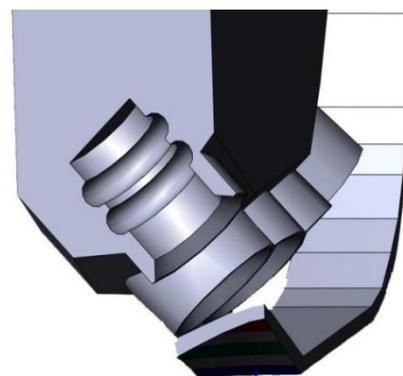


Рис. 8. Посадочное место для режущего инструмента

Получив твердое тело, в этой же плоскости строим новый эскиз по чертежу режущего инструмента с возможностью посадки в отверстие по эскизу делается круговой вырез. На этом операция установки первого резца закончена, следующий резец выполняется аналогично предыдущему, но при этом точка установки резца определяется согласно схеме установки резца (рис. 8).

Во время моделирования необходимо выбрать минимальное расстояние между сопряжениями державки с целью оптимального взаимного расположения. Последовательное построение резцов обеспечит оптимальное расположение друг относительно друга и формирование лопасти бура.

Лопастей проектируются отдельно друг от друга по индивидуальной схеме расстановки, для окончательного монтажа применяются вспомогательные базовые плоскости и корпусные элементы опорной части бурового инструмента.

Использование матрицы проектирования позволяет разрабатывать буровые головки с точным расположением режущего инструмента с правильными геометрическими параметрами резания (рис. 9), а также корректировать установку режущего инструмента в процессе формирования геометрии лопасти. Данная технология предназначена для изготовления буровой головки на станках с ЧПУ.

Матрицы режущего инструмента в будущем позволят разработать алгоритм проектирования буровой головки в автоматизированном виде.



Рис. 9. Лопастной буровой инструмент с поворотными резцами

Определим минимально допустимую толщину стенки устройства очистки (рис. 1), изготовленного из трубы $\frac{86 \times 6 \text{ ГОСТ } 9941-81}{12 \times 18 \text{H}10 \text{Т ГОСТ } 25054-81}$, в программе MathCad, опираясь на данные гидравлического расчета.

Исходные данные и результат расчета представлены в табл. 2.

Таблица 1

Результаты гидравлического расчета

№ п/п	Наименование величины	Обозначение	Значение	Единица измерения
1	Давление жидкости на выходе из скважины	$P_{ж}$	3,366	МПа
2	Скорость жидкости на выходе из кольцевого пространства	$V_{\text{кольц.суж}}$	0,604	м/с
3	Скорость витания частицы в жидкости	$V_{в}$	0,07	м/с

Таблица 2

Исходные данные и результат расчета

№ п/п	Наименование величины	Обозначение	Значение	Единица измерения
1	Коэффициент запаса прочности	n_t	1,5	–
2	Коэффициент запаса прочности	n_b	3,0	–
3	Условный предел текучести при температуре	$\sigma_{0,2}$	255	МПа
4	Предел временного сопротивления разрыву при температуре	σ_b	565	МПа
5	Толщина стенки устройства	S	5	мм
7	Наружный диаметр устройства	$D_{уст}$	86	мм
8	Давление раствора на стенки устройства	$P_{раст}$	3,366	МПа
9	Температура раствора	T	50	°С
10	Расчетная минимально допустимая толщина стенки, $\frac{S_0}{D_{уст}} \leq 0,3$ условие выполнено	S_0	$8,465 \cdot 10^{-4}$	м

Расчет пакера. Определим контактное давление пакера на стенки скважины по программе MathCad. Уплотнитель пакера изготовлен из материала РС-26ч-5 ТУ 2512-009-46521402-2014.

Исходные данные и результат расчета представлены в табл. 3.

Таблица 3

Исходные данные и результат расчета

№ п/п	Наименование величины	Обозначение	Значение	Единица измерения
1	Внутренний диаметр необсаженной части скважины	$d_{\text{необс}}$	114	мм
2	Наружный диаметр устройства	$D_{уст}$	86	мм
3	Коэффициент Пуассона резины	μ_r	0,475	–
4	Модуль сдвига резины	G	1	МПа
5	Внутренний радиус резины	r_{II}	33,5	мм
6	Перепад давления у пакера	ΔP	3,366	МПа
7	Максимальный перепад в зоне герметизации	$P_{герм}$	17	МПа
8	Контактное давление пакера на стенки скважины. Условие выполняется	P_k	3,384 $P_k < P_{герм}$	МПа

Расчет показателей надежности. Н.Д. Булчаевым [2] обработаны данные по наработкам на отказ ЭЦН в зависимости от концентрации во флюиде твердых взвешенных частиц (ТВЧ) и построен ее график по 23 точкам. Из графика видно, что закономерность распределения наработок на отказ проявляется неявно в пределах концентрации до 4 г/л и становится явной при дальнейшем ее увеличении (на которые приходится всего 3 точки).

Для получения закона распределения наработок на отказ используем 20 точек, (отбросив 3 точки, выражающие явную зависимость от концентрации ТВЧ), по которым строим матрицу наработок на отказ в сутках, выстроив случайные величины в вариационный ряд:

$$t := \begin{pmatrix} 68 & 70 & 70 & 88 & 88 \\ 90 & 90 & 92 & 92 & 92 \\ 92 & 93 & 98 & 99 & 99 \\ 112 & 112 & 113 & 120 & 123 \end{pmatrix}$$

Используя методику, заложенную в программе MathCad по данной матрице наработок ЭЦН на отказ, определены величины математического ожидания $t_m = 95,05$ сут., среднеквадратического отклонения $\sigma = 15,32$ сут., коэффициента вариации $V = 0,158$. Полученные данные позволили определить, как случайные величины, наработки на отказ распределены по нормальному закону. На рис. 2–5 представлены графики соответствующих функций распределения для нашего случая.

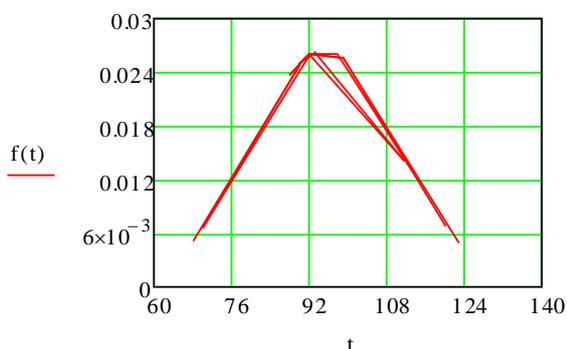


Рис. 2. График функции плотности распределения $f(t)$

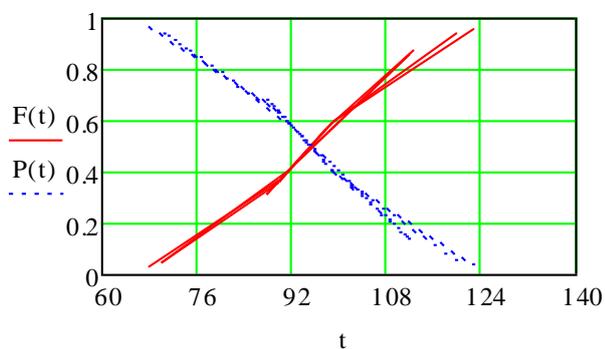


Рис. 3. График функций распределения $F(t)$ и вероятности безотказной работы $P(t)$

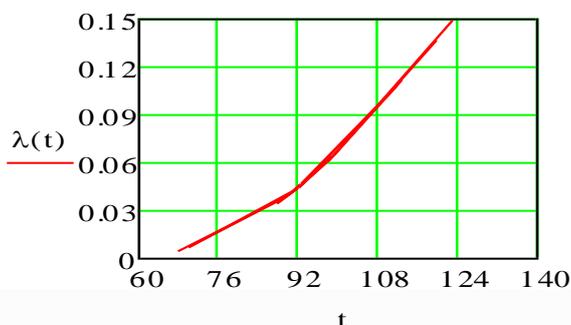


Рис. 4. График интенсивности отказов $\lambda(t)$

Прогноз вероятности безотказной работы. Прирост ожидаемой наработки на отказ при увеличении вероятности безотказной работы на 20 % (например, при применении нового оборудования):

$$q = q_{norm}(0,8, t_m, \sigma) = 107,701 \text{ сут.}$$

Прирост наработки на отказ при внедрении модернизации:

$$\frac{q}{t_m} = 1,133,$$

то есть произойдет увеличение наработки на отказ на 13,3 %.

Расчет справедлив для диапазона фактически достигнутого уровня наработок, истинный же для нового оборудования уровень может быть значительно выше, для его определения потребуются дополнительные наблюдения уже с установленным нашим оборудованием.

Расчет технологичности изготовления нового изделия. Изготовление кожуха и пакера предлагается заказать на специализированном предприятии, имеющем поточные линии и универсальные станки с длинным столом с ЧПУ нескольких сверлильных головок для лазерного сверления отверстий.

Таблица 4

Исходные данные для определения металлоемкости

№ п/п	Наименование величины	Обозначение	Значение	Единица измерения	
1	Масса шайбы приварной	$m_{ш}$	0,75	кг	
2	Масса кольца уплотнительного	$m_{к}$	0,1	кг	
3	Масса пакера	$m_{п}$	7,08	кг	
4	Масса кожуха	$m_{кож}$	57,63	кг	
5	Количество	Шайба приварная	$n_{ш}$	8	шт.
		Кольцо уплотнительное	$n_{к}$	1	шт.
		Пакер	$n_{п}$	1	шт.
		Кожух	$n_{кож}$	4	шт.

Изготовлению подлежат кожух, шайба приварная и пакер общей массой

$$M_y = (m_{ш} \cdot n_{ш} + m_{п} \cdot n_{п} + m_{кож} \cdot n_{кож}) = 243,6 \text{ кг.}$$

Общая масса вновь изготавливаемых деталей на комплект устройства

$$M_{\Sigma y} = M_y + m_{к} \cdot n_{к} = 243,7 \text{ кг.}$$

При лазерном перфорировании труб с использованием специализированного оборудования отходы металла минимальны, поэтому при дальнейших расчетах можно принять металлоемкость изделия, увеличенную на величину не более 30 % по сравнению с конечной массой. Расчет трудоемкости предлагается провести, исходя из числа отверстий, равного 288, 576 и 720, просверливаемых за час в зависимости от количества сверлильных головок на станке с ЧПУ.

Вывод. Результаты расчетов и исследований подтверждают наличие научных и технико-экономических оснований для изготовления и испытания натурального образца предлагаемого оборудования для очистки фильтров.

Список используемой литературы

1. Сапожников А.С. Оборудование для очистки фильтров в горизонтальных скважинах : докл. на Междунар. науч.-техн. конф. «Молодежь и наука». Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. С. 4.
2. Булчаев Н.Д., Безбородов Ю.Н. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации : монография. Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2015. 137 с.

УДК 735.29

К.А. Сафрончук

Магистрант, Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

*Научный руководитель – профессор кафедры машиностроения С.Л. Иванов
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»*

ВЫБОР ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ПАРАМЕТРА СОСТОЯНИЯ ТРАНСМИССИИ МЕШАЛКИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПО ЕЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОМУ СИГНАЛУ РАЗЛИЧНОЙ ЧАСТОТЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Продолжительная и надежная работа технологических машин и оборудования возможна только при условии систематического и качественного проведения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту. Идея профилактического технического обслуживания состоит в устранении отказов на основе выявления имеющихся или развивающихся дефектов, определении степени их опасности и прогнозировании оптимальных сроков проведения ремонтных работ по диагностическим признакам отклонения параметров работы оборудования от нормальных. Диагностические признаки дефектов могут включать параметры вибрации, технологические и режимные параметры (температуру, нагрузку, давление, влажность и др.), частицы износа в смазке и т. п. В частности, при износе деталей в первую очередь наблюдается изменение уровня вибрации [1].

Повышение надежности технологических машин и оборудования в настоящее время невозможно без использования современных средств мониторинга их состояния и диагностики оборудования в процессе его эксплуатации. Современное диагностическое оборудование позволяет создавать диагностические комплексы, обеспечивающие эффективный контроль текущего технического состояния сложных систем и достаточно обоснованное прогнозирование остаточного ресурса их наиболее ответственных элементов.

Усталостное разрушение является основной причиной выхода из строя деталей трансмиссий машинного оборудования нефтегазопереработки, которое обусловлено необратимыми потерями энергии при циклическом нагружении [2].

В трансмиссии возникают повышенные пусковые моменты, в несколько раз превышающие номинальные, что приводит к выходу из строя зубчатые колеса и подшипники, нарушению работы гидросистемы [3].

Оценить состояние трансмиссии технологической машины в процессе ее работы возможно по величине и характеру вибрационного сигнала, сигнала акустической эмиссии, интенсивности и уровню выделения теплоты при ее работе, по составу спектра тока и напряжения на обмотках приводного электродвигателя.

В рамках вибрационного контроля обычно решаются три основные задачи: проверка допустимых параметров вибрации и виброакустического сигнала оборудования при вводе его в эксплуатацию; аварийная защита оборудования; оценка состояния оборудования. При этом вибродиагностика предполагает развитую систему расшифровки получаемого сигнала, в первую очередь определяемую размерами и конструкцией машины в целом или ее отдельного узла, подвергаемого диагностике.

В процессе эксплуатации зубчатых передач дефекты и неисправности создают серии импульсов, которые имеют низкоамплитудный, широкополосный спектр, поэтому в практической вибрационной диагностике зачастую принимаются за шум. Известно, что подобные дефекты развиваются лавинообразно и могут приводить к аварийным выходам машин из строя, поэтому их диагностика требует получения информации о неисправности на ранних этапах ее развития.

Метод акустической эмиссии является чувствительным к любым видам структурных изменений в широком частотном диапазоне работы (обычно от 10 до 1 000 кГц). Оборудование способно регистрировать не только хрупкий рост трещин, но также процессы развития локальной пластической деформации, затвердевания, кристаллизации, трения, ударов, течеобразования и фазовых переходов. Переход к оценке сигнала акустической эмиссии позволяет оценить величину и характер изменения диссипации энергии, возникающей при взаимодействии объектов, происходящих в акустическом и ультразвуковом диапазонах сигнала. Появляется возможность получать информацию о трении в узле и возможность диагностирования этого процесса с оценкой состояния пары трения, качества посадки, характера и условий смазки, а также ряда других параметров в контакте. Так, при изменении уровня акустико-эмиссионного сигнала в узле трения возможно оценить качество смазки контролируемого узла, тем самым снизить интенсивность износа и развитие дефекта, перейти к другому характеру трения.

Параметры ударных импульсов, возникающих при пересопряжении зубьев, определяют величину внутренней динамической составляющей нагрузки в зацеплении, которая коррелирует с виброактивностью зубчатой передачи. В свою очередь, параметры ударных импульсов определяются геометрическими погрешностями зубчатых колес, инерционно-жесткостными характеристиками, нагрузочно-скоростными режимами их работы, эксплуатационными неисправностями. Таким образом, параметры ударных импульсов отражают взаимосвязи между техническим состоянием, динамической нагруженностью и виброактивностью зубчатых механизмов, определяются степенью развития и локализации дефекта, поэтому могут служить его достоверными диагностическими признаками.

С целью оценки изменения величины сигнала акустической эмиссии при изменении технического состояния механической трансмиссии были проведены эксперименты на специальном стенде с замкнутым потоком мощности (см. рисунок). Стенд состоит из двух одинаковых корпусов 12 и 13, собранных на единой раме, закрепленной на фундаменте. Зубчатые колеса 4–16 и 8–6 составляют зубчатые передачи, образующие замкнутый контур. Входное 4 и выходное 6 зубчатые колеса замкнутого контура закреплены при помощи шпонок 5 на общем валу 7, вращающемся на трех подшипниках качения 3. Промежуточные валы 11 и 14, установлены на шпонках с зубчатыми колесами 8 и 15, вращаются на двух соответствующих подшипниках. Промежуточные валы 11 и 14 выполнены полыми. В центральные отверстия валов установлен торсион 10. Концы торсиона закреплены на шпонках в поперечно-свертных полумуфтах. Ответные полумуфты установлены на консолях валов 11 и 14. Соответствующие полумуфты, соединенные между собой болтами, образуют две поперечно-свертные муфты 9 и 15. Застопорив одну из собранных полумуфт, например 9, замкнутый контур может быть нагружен крутящим моментом закручиванием торсиона 10. Это достигается сворачиванием полумуфт свободной поперечно-свертной муфты 15 друг относительно друга на некоторый угол. Циркуляция момента в замкнутом контуре обеспечена закреплением болтов муфты 15 в нагруженном состоянии [3].

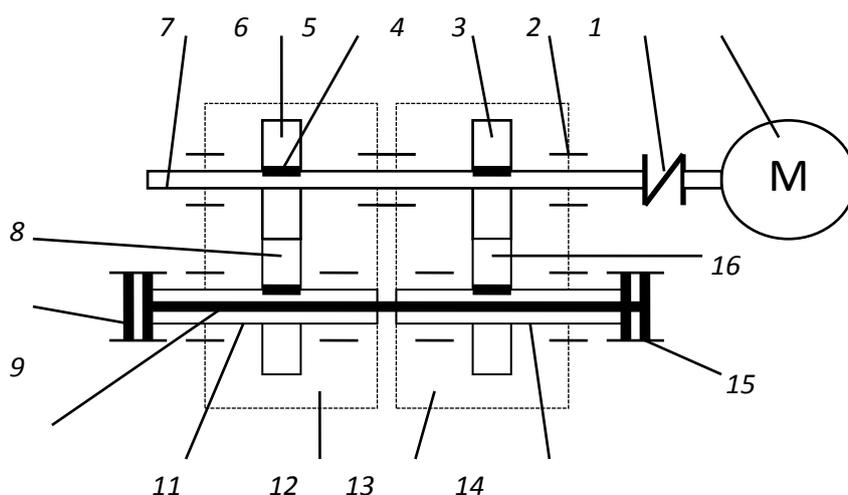


Рисунок. Кинематическая схема стенда с замкнутым потоком мощности

Замкнутый контур имеет две одинаковые зубчатые пары и семь шариковых радиальных подшипников № 209 и приводится во вращение асинхронным двигателем 1 серии 4Ф номинальной мощностью 1,5 кВт, который соединен жесткой муфтой 2 с одним из валов замкнутого контура.

Для проведения эксперимента были изготовлены одинаковые прямозубые зубчатые пары средней точности. Основные параметры зубчатых пар: межосевое расстояние – 105 мм; модуль зубьев – 2,5 мм; ширина венца – 50 мм; число зубьев сопряженных колес – 42. Передаточное число было выбрано равным единице, чтобы избежать влияния на потери в передаче разных по величине доплюсной и заплюсной частей линии зацепления. Одинаковые зубчатые пары монтировались в специальном двухкамерном корпусе в замкнутый силовой контур по известной схеме с нагружением закручиванием торсиона.

В процессе серии экспериментов изменялась частота вращения приводного вала и вводились дефекты в одну из двух зубчатых пар, установленных в корпусе стенда. В качестве дефекта выступал скол металла на рабочей поверхности одного зуба, колеса 4. Скол располагался на головке зуба, глубина скола составляет 1–2 мм. Измерения виброакустического сигнала осуществлялось виброанализатором СД-12М, акустико-эмиссионный сигнал фиксировался приборами АРП-11 и ИРП-11. В процессе эксперимента определялась возможность выявления дефекта зубчатого колеса по амплитудным показателям акустической эмиссии, виброперемещения и виброскорости [4].

Измерения виброперемещения, виброскорости и акустико-эмиссионного сигнала проводились в одной и той же точке в процессе проведения эксперимента. По результатам была выявлена характерная для данной системы точка измерения сигналов, в которой интегрально описывались любые изменения в трансмиссии, при этом сигнал в этой точке был максимально информативен. В этой же точке был выявлен максимальный коэффициент усиления сигнала при появлении дефекта в зубчатом зацеплении наблюдаемой трансмиссии.

Незначительное изменение технического состояния зубчатой передачи в наблюдаемой механической трансмиссии не привело к заметному изменению уровня амплитуды виброперемещения. В то же время амплитуда виброперемещения имеет явно выраженные изменения, зависящие от частоты вращения приводного вала. Данное наблюдение является существенным ограничением при выборе системы мониторинга трансмиссий, имеющей широкий диапазон частоты вращения приводного вала. Амплитуда виброскорости, как и ожидалось, полностью повторяет характер изменения виброперемещения.

Характер изменения амплитуды акустической эмиссии соответствует ожиданиям: при повышении скорости вращения входного вала процессы, генерирующие акустические волны ультразвукового диапазона, протекают интенсивнее, что приводит к увеличению сигнала. Незначительное изменение технического состояния зубчатого зацепления трансмиссии, оцениваемого в эксперименте, ведет за собой незначительное увеличение амплитуды акустико-эмиссионного сигнала. В отличие от полученных данных виброперемещения и виброскорости, где не удалось получить достоверность аппроксимации выше 34 %, данные же акустико-эмиссионного сигнала удалось аппроксимировать с достоверностью в 98 %. Акустико-эмиссионный сигнал исправного редуктора имеет меньшую интенсивность роста амплитуды сигнала с увеличением скорости вращения приводного вала. Аналогичная тенденция сохраняется

как с абсолютным ростом самого дефекта, так и его относительного значения в сравнении с рабочей шириной передачи.

Оценка состояния трансмиссии по показаниям амплитуды виброперемещения и виброскорости не позволили однозначно выявить дефект на стадиях зарождения и ранних стадиях его развития. Для вибродиагностики трансмиссий должны использоваться системы, включающие в себя средства спектрального анализа. При этом в трансмиссиях машинного оборудования нефтегазопереработки преимущество должно отдаваться системам спектрального анализа огибающей. Так как механизм формирования колебательных сил во многих узлах горного оборудования является нелинейным, то силы достаточно часто, особенно при наличии в узлах дефектов, представляют собой аддитивно-мультипликативную смесь стационарных компонент, каждая из которых может содержать как периодические, так и стационарные случайные составляющие.

Влияние внешних условий на изменение спектрального состава показывает, что в большинстве случаев спектры огибающих сигнала более чувствительны к внутренним изменениям узла, то есть появлениям и увеличению силы дефектов подшипника, и менее чувствительны к внешним воздействиям, таким как изменение нагрузки на валу. Прямые же спектры, наоборот, чувствительны к внешним воздействиям, а внутренние дефекты, такие как износ сепаратора, не проявляются совсем. Но для использования спектров огибающих необходимо правильно выбрать несущую частоту, которая содержит максимальную информацию о внутреннем состоянии узла [5].

Список литературы

1. Хорешок А.А., Кудреватых А.В., Кузнецов В.В. Характеристика методов технического обслуживания горно-транспортного оборудования // Горный инф.-аналитич. бюл. (науч.-техн. журн.). 2011. № 12, Т. 5. С. 48–61.
2. К вопросу оценки ресурса элементов трансмиссий горных машин / А.А. Артемьев [и др.] // Горное оборудование и электромеханика. 2007. № 9. С. 31–35.
3. Иванов С.Л., Фокин А.С. Экспериментальная оценка износостойкости цилиндрических зубчатых передач // Записки Горного ин-та. 2004. Т. 157. С. 163–166.
4. Экспериментальная оценка состояния трансмиссии на стенде с замкнутым потоком мощности / С.Л. Иванов [и др.] // Горные машины и электромеханика. 2009. № 9. С. 31–34.
5. Оценка остаточного ресурса зубчатых передач в условиях эксплуатации / Н.Н. Ишин [и др.] // Наука и практика. Неразрушающий контроль и диагностика. 2014. № 2. С. 38–48.

В.С. Черепанов, О.В. Кулешова

Научные руководители – кандидат технических наук **В.И. Кулешов**, инженер **Р.С. Привалихин**, Сибирский федеральный университет

ПЛАНЕТАРНЫЕ МЕЛЬНИЦЫ ДЛЯ ТОНКОГО ПОМОЛА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Планетарные мельницы являются одними из самых эффективных измельчительных аппаратов. Высокая скорость измельчения обеспечивается центробежными силами, возникающими при вращении барабанов вокруг своей и общей оси, которые в десятки раз превышают силу тяжести, что позволяет во столько же раз уменьшить размеры мелющих тел. В течение двух минут работы планетарной мельницы достигается такая же дисперсность, как после 10 часов работы шаровой мельницы.

На сегодняшний день планетарные мельницы производят различных размеров от настольных лабораторных до крупных производственных как периодического, так и непрерывного типа. На рис. 1 и в табл.1 представлены технические характеристики планетарных мельниц фирм «ТТД», «Леотек» и «Retsch» [1].



Рис. 1. ПЦМ-50-нано (а); МПП-1 (б)

Таблица 1

Краткие характеристики выпускаемых планетарных мельниц

Фирма, модель	Наименование параметра		
	Номинальная скорость вращения водила, об/мин	Номинальная скорость вращения барабанов, об/мин	Количество барабанов, шт.
«ТТД», МПП-0	626	1 290	2
«ТТД», МПП-1	361	624	4
«Retsch», РМ-100	100–650	1 300	1
«Retsch», РМ-200	100–650	1 300	2
«Леотек», ПЦМ-1500	–	До 1 100	4
«Леотек», ПЦМ-50-нано	–	До 1 600	4

Область применения планетарных мельниц включает подготовку проб к физико-химическому анализу, смешивание компонентов, использование в производстве абразивных материалов, химических реагентов, избирательное измельчение при разведке драгметаллов и алмазов, активации концентратов, в порошковой металлургии для получения твердых сплавов. Планетарные мельницы также могут с успехом применяться для механохимии и механического легирования с целью получения материалов с новыми свойствами.

Достижение уникального комплекса физико-механических свойств дает возможность применение планетарных мельниц и в нефтегазовой отрасли промышленности [2].

С помощью системы трехмерного твердотельного и поверхностного параметрического проектирования Autodesk Inventor Professional было разработано несколько конструкций планетарной мельницы для приготовления буровых растворов (рис. 2).

Режимы движения материала определяются на примере одиночного измельчающего тела как в обычной барабанной, так и в планетарной мельницах в системе координат с поступательным переносным движением (рис. 3) [3].

Составим уравнение сложного движения точки:

$$\vec{F} = \vec{G} + \vec{F}_T + \vec{F}_{1e} + \vec{F}_{2e}, \quad (1)$$

где G , F_T – силы тяжести и трения, Н; F_{1e} , F_{2e} – переносные инерционные силы, связанные с поворотом водила и барабана, Н.

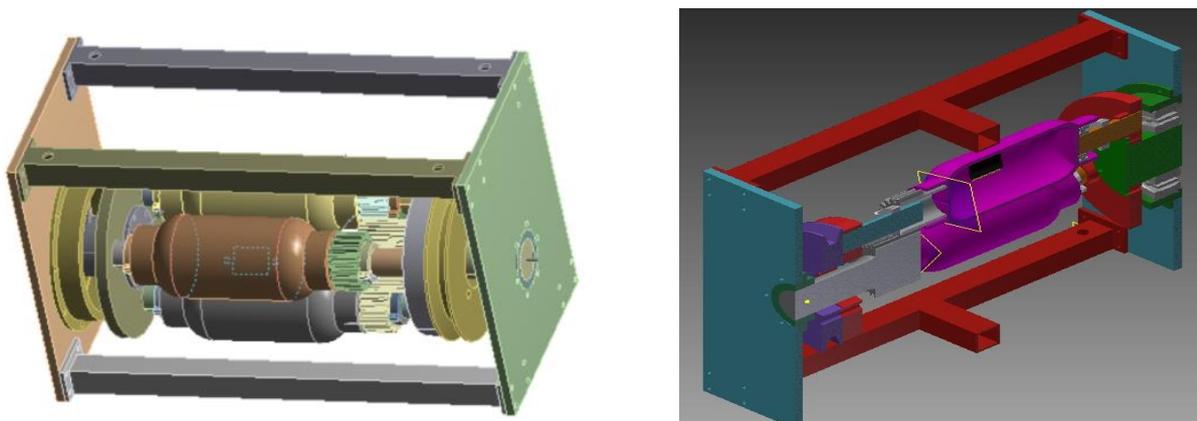


Рис. 2. Твердотельные модели планетарной мельницы

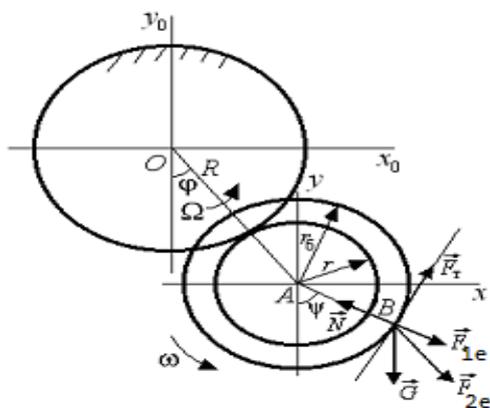


Рис. 3. Силовая схема планетарной мельницы с внешней обкаткой

В результате анализа силовой схемы получили формулы для определения критической скорости перехода в центрифугальный режим и абсолютной силы в барабане.

Для исследования планетарной мельницы в условиях эксплуатации геометрическая модель импортирована в конечно-элементный пакет ANSYS 17.0 [4].

Для расчетов учитываем граничные условия в местах закрепления, действующие нагрузки от ремня и в зацеплениях, жесткости подшипников и найденные нагрузки с учетом максимальной загрузки барабанов, а также момент от двигателя (рис. 4).

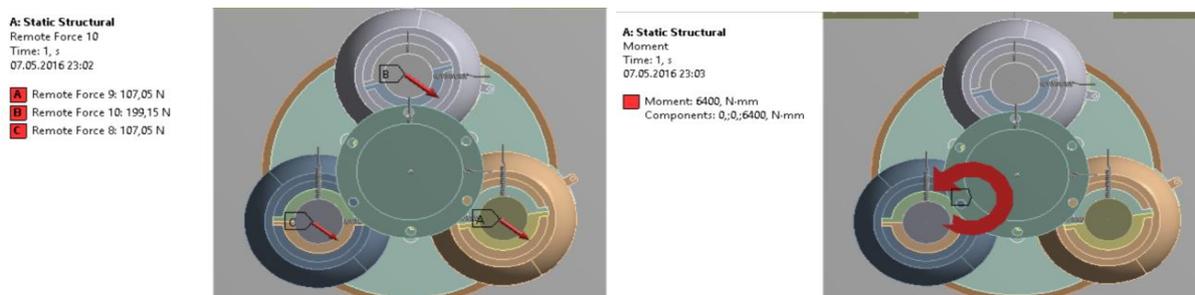


Рис. 4. Приложенные нагрузки и момент

В результате решения задачи были получены картины распределения суммарных перемещений элементов мельницы и также эквивалентных напряжений, необходимых для проведения прочностного анализа, а также собственные частоты осевых и крутильных колебаний, числовые значения которых представлены в табл. 2.

Проанализировав табличные данные частот, можно отметить, что при совпадении собственных и вынужденных частот происходит резонанс, колебательная система оказывается особенно отзывчивой в этом случае на действие приложенных нагрузок.

Под действием нагрузок в опорах происходит деформация, максимальная величина перемещений редуктора составляет 0,002 мм (рис. 5, а), что говорит о недостаточной жесткости и прочности опоры, что приведет к потере работоспособности. Максимальное значение эквивалентного напряжения корпуса мельницы (рис. 5, б) составляет 7,3 МПа. Эквивалентное напряжение должно быть меньше предела текучести материала, из которого изготовлен корпус, по ГОСТ 535-2005 предел текучести для проката из Ст3 равен 205–255 Мпа, и полученное значение удовлетворяет условию прочности.

Для уменьшения максимальных перемещений в зоне барабанов была добавлена промежуточная перекладина (рис. 2 справа).

Таблица 2

Данные собственных частот, полученные при анализе

Максимальное значение частоты, Гц (об/мин)	Форма колебания
131,3 (7 878)	Осевое колебания мельницы
356,34 (21 380,4)	
446,22 (26 773,2)	Радиальные (крутильные) колебания мельницы
508,56 (30 513,6)	
525,94 (31 556,4)	
580,6 (34 836)	

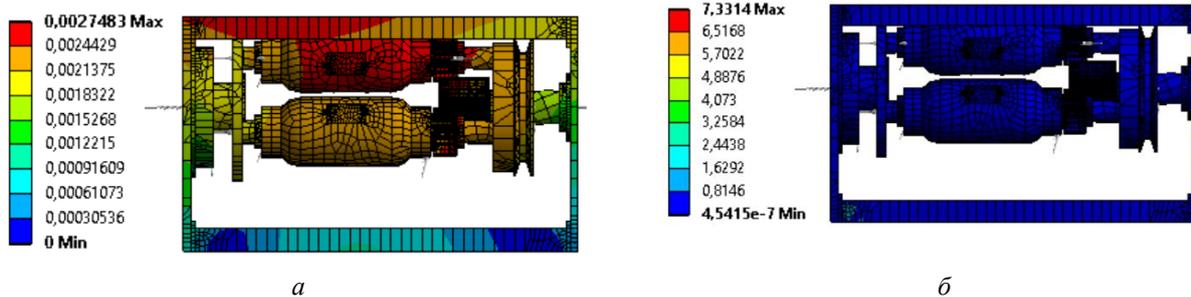


Рис. 5. Полная деформация мельницы, мм (а); эквивалентное напряжение мельницы, МПа (б)

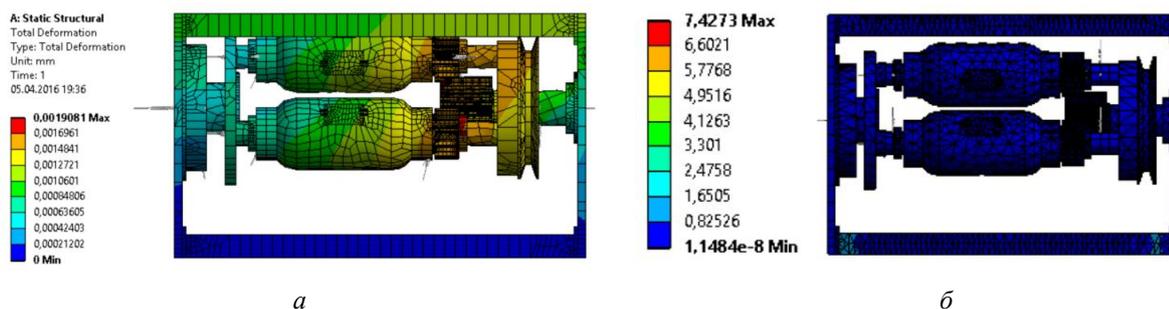


Рис. 6. Полная деформация мельницы, мм (а); эквивалентное напряжение мельницы, МПа (б)

Сравнивая результаты до и после добавления перекладки, можно отметить, что значения перемещений уменьшились почти в два раза, это увеличивает длительность работы новой конструкции планетарной мельницы.

Далее был произведен расчет для определения значения прикладываемого момента, необходимого для эксплуатации планетарной мельницы при максимальных режимах нагружения, и, как видно из рис. 7, минимальное значение составляет 4039 N*mm при прикладываемом моменте 6400 N*mm.

Проведен патентно-литературный обзор и анализ существующих на сегодняшний день планетарных мельниц, определена область их использования в нефтегазовой отрасли.

В рамках курсового проектирования с учетом предварительных расчетов разработана модель конструкции планетарной мельницы.

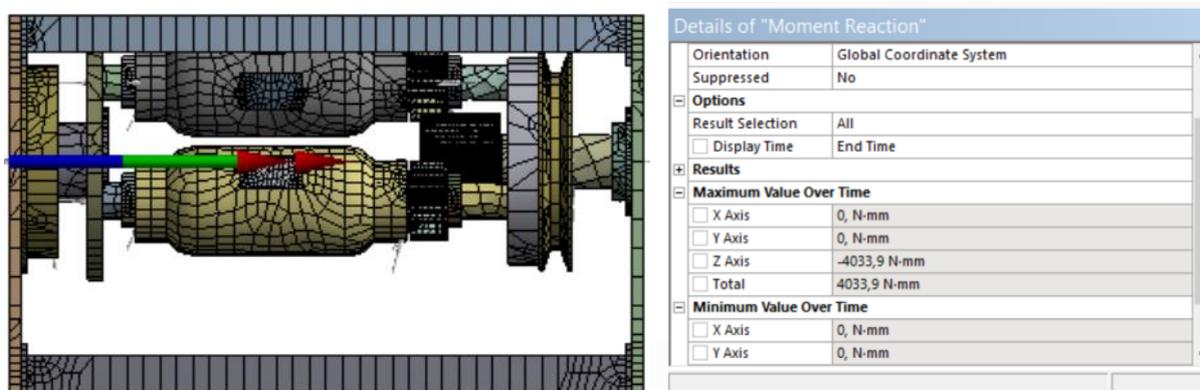


Рис. 7. Минимальное значение момента

Расчеты проводились для трех различных конструктивных решений рамы в конечно-элементном пакете ANSYS, для последнего варианта перемещение и концентрация напряжений были значительно уменьшены.

Запас значения прикладываемого момента в 1,6 превышает необходимый для эксплуатации планетарной мельницы при максимальных режимах нагружения.

Список литературы

1. URL: <http://active-nano.com>.
2. Разработка конструкционных материалов на основе нанокompозитных порошков. Ч. I / Н.З. Ляхов, В.Е. Панин, Д.В. Дудина [и др.] // Физическая мезомеханика. 2003. Т. 6, № 2. С. 63–76.
3. Вайтехович П.Е., Вавилов А.В., Хвесько Г.М. Определение критических скоростей вращения планетарных мельниц // Вестн. БНТУ, 2003. № 2. С. 34–39.
4. Бруйка В.А. Инженерный анализ в ANSYS : учеб. пособие. Ч. 1. 2010.

УДК 622.276.012.05

А.С. Ширшов

Научный руководитель – кандидат технических наук *Г.И. Бикбулатова*
Альметьевский нефтяной институт

МОДЕРНИЗАЦИЯ КЛАПАННОГО УЗЛА ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Широкое вовлечение в разработку месторождений с высоковязкой продукцией обуславливает увеличение скважин с высоким содержанием парафинов, смол, что очень сильно затрудняет работу ШГНУ и приводит к частым подземным ремонтам. В результате отложений парафина на стенках скважины и клапана ухудшается работа как скважинного насоса, так всей установки ШГНУ. Среди значимых причин отказа работы насоса можно назвать отложения парафиновых смол в клапанном узле, вызывающие негерметичность клапанного узла, и зависание шариков в клапанном узле. Устранение данных неисправностей требует проведение текущего ремонта оборудования, сопряженного со спускоподъемными операциями. Количество ПРС на таких скважинах доходит до 2–3 раз в год, в результате скважина простаивает достаточно длительное время, что, в свою очередь, ведет к значительным убыткам [1].

В настоящее время существуют различные конструктивные решения по применению штанговых насосов в скважинах с высоковязкой нефтью [2]. Однако данные наработки имеют

одно общее условие – это существенное изменение конструкции клапанного узла и, как следствие, возрастание стоимости данного изделия.

Предлагаемая модернизация клапанного узла направлена на повышение эффективности добычи высоковязкой нефти штанговыми глубинными насосами и решает проблему, связанную со своевременным открытием и закрытием клапанов насоса.

Для модернизации стандартного клапанного узла, состоящего из корпуса клапана 1, держателя седла клапана 2, седла клапана 3, клапана 4, во внутреннюю полость корпуса клапана 1 вставляем изготовленный заранее утяжелитель 5 (см. рисунок).

Во внутренней полости корпуса клапана 1 производим проточку клапанной клетки, уменьшая ее толщину до 5 мм, для увеличения длины хода клапана. В середине клапанной клетки высверливаем отверстие для установки заранее изготовленного утяжелителя.

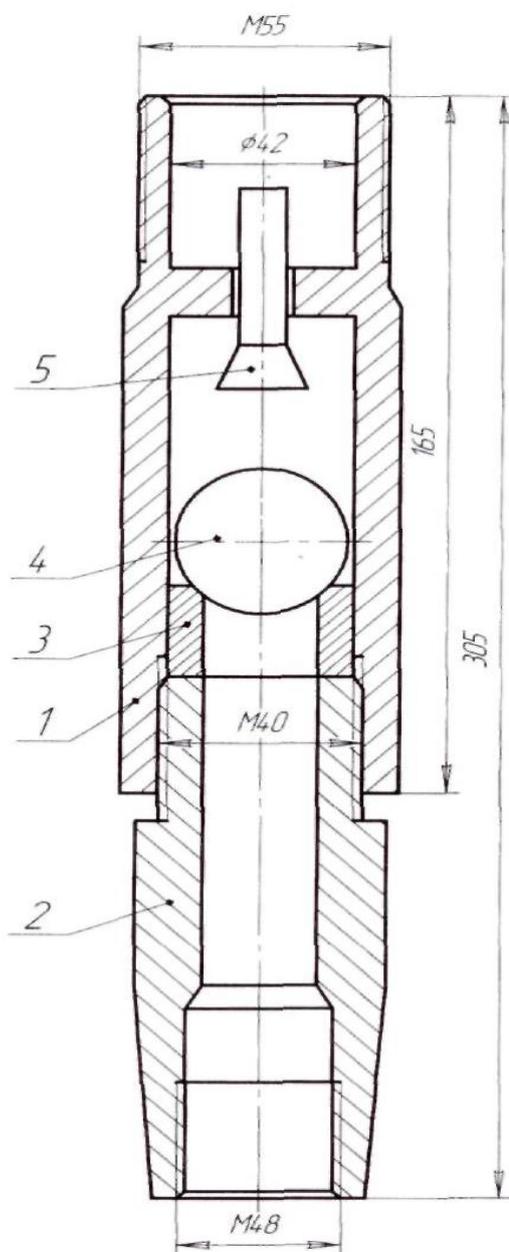


Рисунок. Модернизированный клапан: 1 – корпус клапана; 2 – держатель седла клапана; 3 – седло клапана; 4 – клапан; 5 – утяжелитель

Работа модернизированного клапанного узла состоит в следующем: при ходе плунжера вниз скважинная жидкость, проходя через держатель седла клапана 2, седло клапана 3, поднимает клапан 4 и утяжелитель 5, заполняет внутреннее пространство плунжера и внутреннее пространство цилиндра над плунжером. При ходе плунжера вверх столб жидкости давит на утяжелитель 5 и клапан 4, который под действием веса утяжелителя 5 и веса столба жидкости плотно прижимается в седле клапана 3, исключая протечку жидкости.

Конструктивное решение позволяет его применение в зависимости от конкретной потребности и условий эксплуатации скважины, не меняя существующей конструкции насоса. В то же время снижает вероятность зависания шарика в верхнем положении клапанной клетки, а также засорения из-за постоянного встряхивания и очищение от механических примесей.

Модернизация клапанного узла путем установки утяжелителя снижает вероятность зависания шарика в верхнем положении клапанной клетки, а также засорения из-за постоянного встряхивания и очищение от механических примесей.

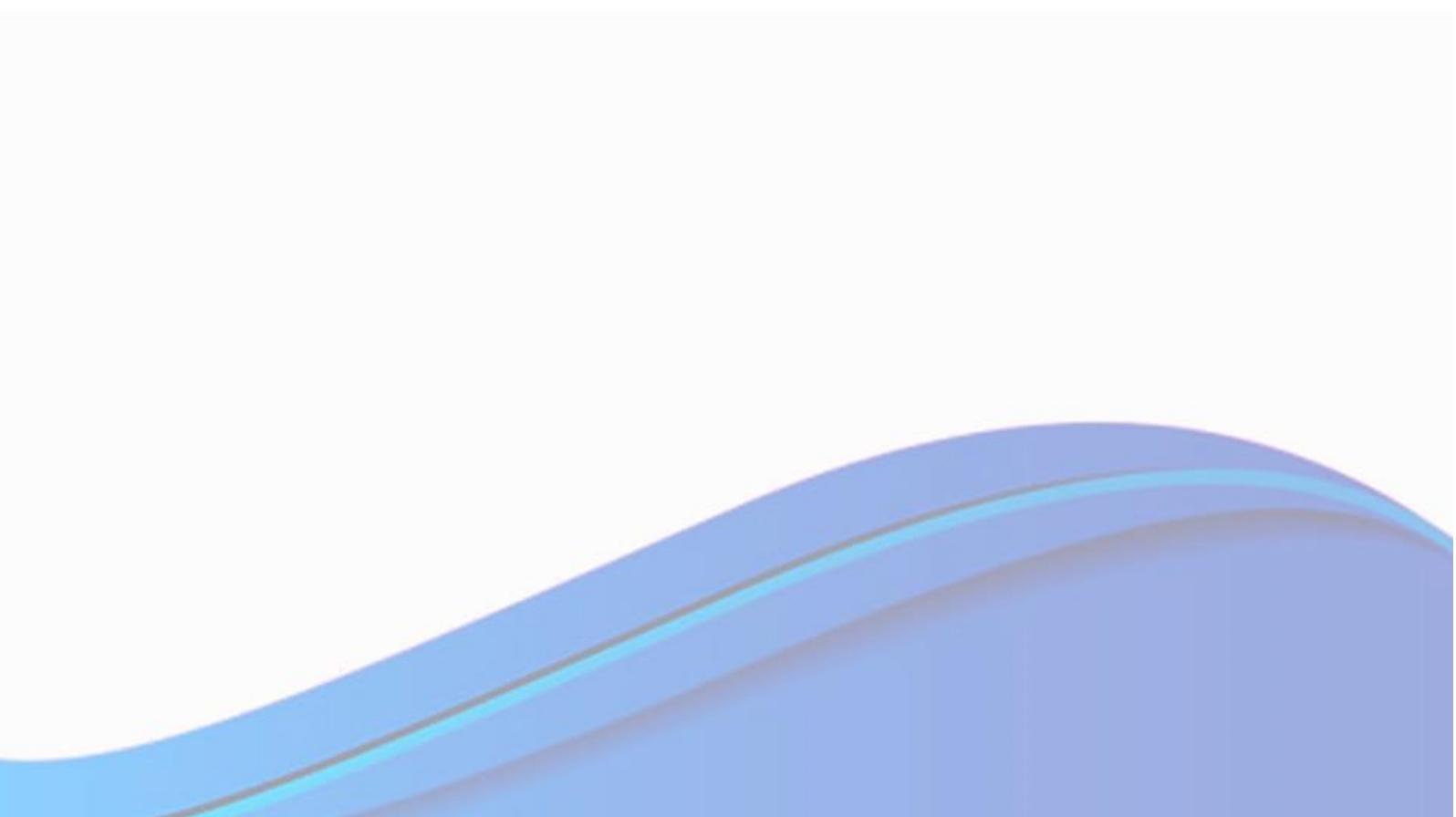
Применение утяжелителя направлено на достижение следующих целей:

- значительное снижение вероятности засорения клапанной клетки и залипания шарика в верхнем положении;
- непрерывное очищение внутренней и наружной поверхностей клапанного узла и наружной поверхности шарика от налета (механических примесей, асфальтенов, парафина, солей и др.);
- повышение КПД насоса за счет увеличения эффективной подачи насоса;
- создание дополнительного осевого усилия на клапанный шарик для увеличения скорости погружения при откачке высоковязких жидкостей;
- повышение надежности при работе в скважинах с большим содержанием свободного газа.

Список литературы

1. Повышение эффективности эксплуатации оборудования СШНУ / А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, Р.И. Арсланов [и др.]. Уфа : Изд-во УГНТУ, 2012. 138 с.
2. Бикбулатова Г.И., Думлер Е.Б. Эксплуатация штанговых скважинных насосов для добычи нефти : учеб. пособие. Альметьевск : АГНИ, 2008. 130 с.

НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА



С.А. Алешина

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *Е.А. Соловьев*
Сибирский федеральный университет

РЕАКТОР ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ СОРБИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ МЕТОДОМ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ

Нефтегазодобывающая отрасль – одна из самых экологически опасных отраслей хозяйствования. Она отличается большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, а также добываемые углеводороды и примеси к ним являются вредными веществами для растительного и животного мира, человека. Выбросы предприятий нефтегазовой отрасли классифицируются по воздействию на атмосферу, гидросферу и на почву. Нефтегазодобыча также опасна повышенной аварийностью работ, так как основные производственные процессы происходят под высоким давлением. Промысловое оборудование и трубопроводные системы работают в агрессивных средах. В атмосферу, водоемы и почву в мире ежегодно выбрасывается более 3 млрд т твердых промышленных отходов, 500 км³ сточных вод [1].

Отходы нефти и нефтяных продуктов являются опасными для окружающей природной среды и поэтому их нужно соответствующим образом обезвредить. К данным отходам относят различные отработанные масла, грунты с содержанием мазута, нефтешламы и другие виды. Подобные отходы нецелесообразно и довольно опасно хранить в течение длительного времени, а необходимо или утилизировать, или пускать в переработку.

Очевидно, что для наиболее эффективного решения проблемы переработки нефтешламов нужен комплексный подход. Ранее нами была разработана концепция автономного перерабатывающего комплекса [2], который позволит очищать сточные воды нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производств от органических и неорганических соединений, перерабатывать органические загрязнения в топливный газ и далее, с помощью газопоршневого электрогенератора, перерабатывать получившийся топливный газ в электричество и тепло. Такой энергоблок, в свою очередь, обеспечит энергонезависимость всего перерабатывающего комплекса в целом (рис. 1).

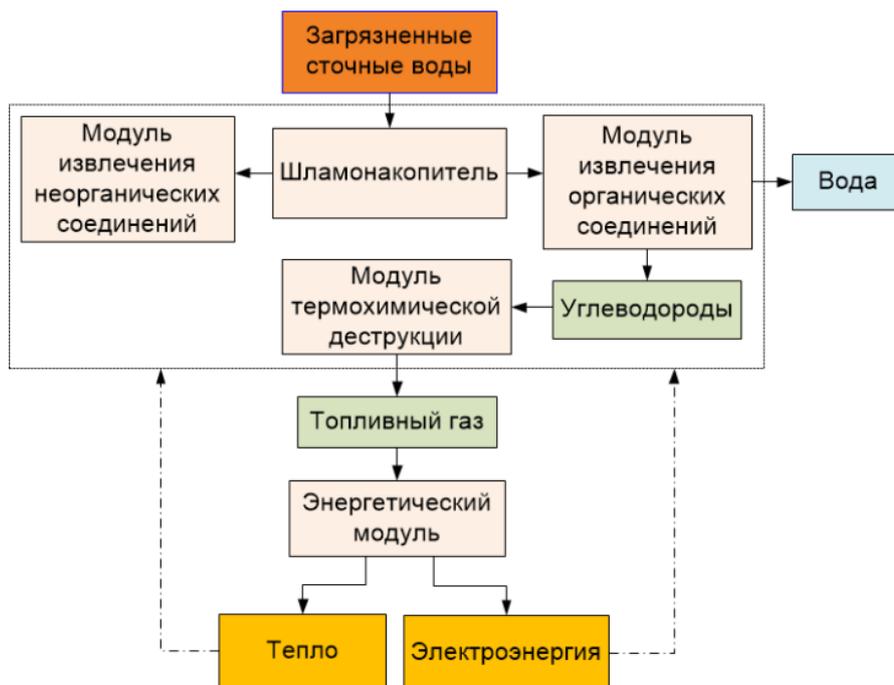


Рис. 1. Принципиальная схема автономного комплекса для очистки сточных вод нефтегазовых промыслов

В данном комплексе на первом этапе осуществляется разделение скопившихся в шламоотделителе сточных вод на органическую и неорганическую части. После этого неорганическая часть (механические примеси, остатки бурового раствора) поступают в модуль переработки неорганических соединений. Органическая часть поступает в модуль переработки органических соединений, где подвергается обезвреживанию и отделению углеводородов при помощи адсорбции на полимерных сорбентах. Сорбированные нефтешламы затем направляются в модуль термохимической деструкции, где подвергаются пиролизу и газификации в специально разработанном реакторе с получением топливного газа. В отличие от обычного прямого сжигания в содержание вредных веществ в отходящих газах сжигания топливного газа (продуктов процессов пиролиза и газификации) существенно ниже. Тем самым повышается экологическая эффективность технологического процесса.

Таким образом, целью данной работы является создание реактора, позволяющего эффективно перерабатывать насыщенный нефтью сорбент, превращая его в чистый топливный газ с высокой теплотворной способностью.

Разработанный реактор представляет собой аппарат периодического действия и работает следующим образом. Исходное сырье в виде сорбированных нефтяных шламов подается через патрубок 1, расположенный в крышке 2, в камеру термохимической деструкции, расположенную в корпусе 3. В камере происходит процесс превращения нефтешламов газ, пригодный для использования в качестве топлива в газопоршневом электрогенераторе. Образующийся газ выходит через патрубок 4. Через патрубки 5 подается воздух, в количестве, обеспечивающем частичное окисление сырья и поддержание основного процесса. Образующаяся в процессе газификации сорбированных нефтяных шламов зола (остатки сорбента) собирается в зольник 6 в нижней части реактора и удаляется по завершении цикла газификации.

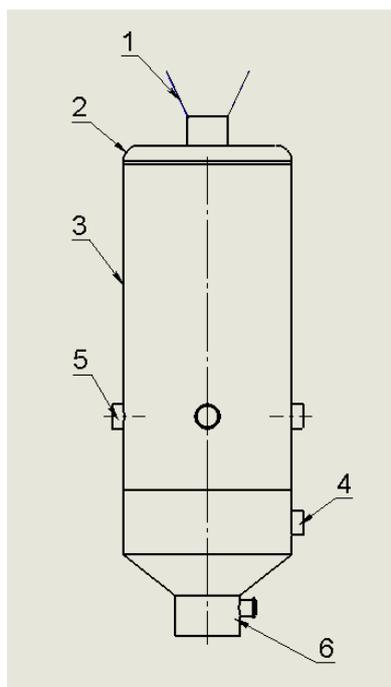


Рис. 2. Технологическая схема реактора для переработки сорбированных нефтяных шламов:
 1 – патрубок для подачи сорбированных нефтешламов; 2 – крышка; 3 – корпус;
 4 – патрубок для отвода газа; 5 – патрубки подачи воздуха; 6 – зольник

Реактор имеет простую конструкцию, которая обеспечивает недорогое обслуживание на протяжении всего срока службы. Нарушение работы реактора может происходить в результате коррозионного износа (химическое или электрохимическое воздействие агрессивной среды на материал), эрозионного износа (истирание материала под действием сил трения и удара со стороны жидкой или содержащей твердые частицы рабочей среды), термического износа (снижение прочности и нарушение плотности элементов и соединений в результате воздействия высоких температур, высоких температурных напряжений, явлений ползучести, релаксации и нарушения стабильности структуры сталей), механического износа (пластические деформации и нарушение целостности деталей), а также в результате загрязнения рабочих поверхностей отложениями.

Все виды износа можно предотвратить или значительно снизить с помощью тепловой изоляции корпуса, которая включает в себя вставку из огнеупорной керамики и базальтовой ваты и применением коррозионно-стойкой стали 12Х18Н10Т для изготовления корпуса реактора.

Ремонт реактора по переработке сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции производится в соответствии с системой планово-предупредительных ремонтов (система ППР), сочетающей планирование сроков и объема ремонтных работ и учет действительного состояния реактора с помощью диагностирования методами неразрушающего контроля.

Таким образом, предлагаемый реактор имеет простую и надежную конструкцию, позволяющую эффективно производить переработку сорбированных нефтяных шламов методом термохимической деструкции. Он дает возможность перерабатывать нефтешламы и получать газ, который можно использовать для получения энергии. Реактор компактный, мобильный и позволяет сократить расходы на утилизацию сорбированных нефтяных шламов, которые есть

на любом нефтеперерабатывающем и нефтедобывающем предприятии. Этот способ переработки экологичен и энергоэффективен.

Список литературы

1. Алешина С.А. Автономный комплекс по очистке сточных вод нефтедобывающих предприятий // II Всерос. молодеж. науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли «Молодая нефть» : науч. ст. Красноярск, 2015, URL: conf.sfu-kras.ru/es/oil2015/participants/1233.
2. Переработка отходов и применения продуктов утилизации нефтяной промышленности : науч. ст. / Ж.Е. Дарибаев, В.Г. Голубев, А.Н. Кутжанова [и др.]. Казах. нац. техн. ун-т им. К.И. Сатпаева, URL: <http://www.chemport.ru/>.

УДК 622.23.05

А.Н. Глубокая

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *А.К. Данилов*
Сибирский федеральный университет

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИВОДНЫХ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ

Разработка новых приводных систем, особенно касающихся силовых приводов с возможностью вариации скорости и баланса мощности, требует дополнительных исследований, позволяющих определить режимы работы и регулирования параметров. Разработка натуральных образцов с испытанием в условиях эксплуатации – дорогостоящее мероприятие, и не всегда эксплуатирующие организации могут пойти на остановку работ для исследования режимов работы силовых агрегатов и трансмиссий.

Наиболее рациональный подход к созданию новых систем привода и бурового инструмента – разработка масштабной модели и получение результатов в широком диапазоне работ не только приводов, но и работоспособности инструмента в различных условиях с использованием перспективных технологий бурения.

Для реализации исследований масштабных моделей возникает необходимость создания универсального стендового оборудования, применяемого для исследования технических характеристик и параметров приводных систем, бурового инструмента и режимов резанья.

Разрабатываемый стенд позволит изучить, проанализировать и отрегулировать работу исследуемых объектов. При этом погрешность результатов, полученных на стенде, при увеличении модели до реального размера, снижена до минимума.

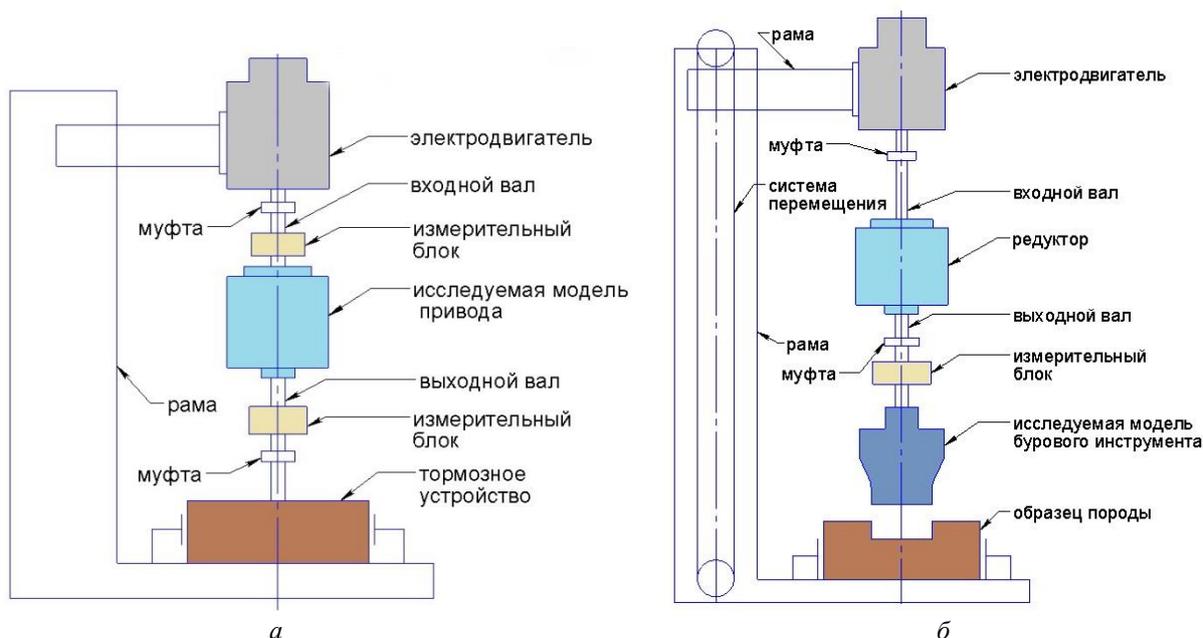


Рисунок. Схемы работы стенда: *а* – исследования приводной системы;
б – исследования бурового инструмента

Стенд является универсальным: для исследования приводных систем и режимов работы бурового инструмента за счет реализации двух рабочих схем проведения испытаний (рисунок).

Схема *а* разработана для измерения характеристик приводных систем. Она позволит измерить входные и выходные параметры привода (нового редуктора), зафиксировать КПД, вибрацию и температуру приводной системы, отрегулировать и проанализировать работу исследуемого объекта.

В данном варианте использования основными деталями стенда являются рама, модель привода, тормозное устройство, измерительные блоки и датчики. Рама представлена металлическим каркасом Г-образной формы с квадратным основанием и площадкой для закрепления модели. На площадке закреплен исследуемый образец, модель привода, соединенная через входной вал и муфту с электродвигателем, который передает вращательное движение. Тормозное устройство может быть реализовано гидравлическими, электромагнитными и механическими принципами. Это дает нам возможность рассмотреть различные виды нагрузок. Тормозное устройство соединено с моделью привода через выходной вал и муфту. На входном и выходном валу установлены измерительные блоки, для снятия значения крутящего момента. На самой модели привода установлены датчики для измерения значений вибрации и температуры. Все выходные данные измерительных систем выводятся на монитор компьютера и сохраняются на электронный носитель.

Вторая схема работы стенда предназначена для исследования режимов работы бурового инструмента и режимов резанья. Она позволяет тестировать и анализировать выходные данные новых или модернизированных моделей бурового инструмента.

В данном варианте использования стендовое оборудование включает в себя раму, привод, электродвигатель, модель бурового инструмента, образец породы, систему передвижения, измерительный блок и датчики. В схеме *б* так же, как и в *а*, привод соединен через входной вал

и муфты с электродвигателем, прикрепленным к площадке металлической рамы. Выходящий из привода вал соединен с моделью исследуемого бурового инструмента. Вращательное движение инструменту передается от электродвигателя. Поступательное движение в вертикальной плоскости передается буровому инструменту от системы передвижения, закрепленной на раме. На входном валу находится измерительный блок для снятия крутящего момента. На стенде установлены датчики для измерения уровня вибрации, температуры и перемещения.

Предлагаемый стенд дает возможность снизить затраты на проведение испытаний, позволит производить исследования приводных систем и делать сравнительный анализ полученных результатов. Универсальность стенда расширяет область исследования, что способствует изучению не только режимов работы бурового инструмента, но и новых технологий бурения.

УДК 608.2

О.А. Коленчуков

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *Е.А. Соловьев*
Сибирский федеральный университет

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛА ДЛЯ НАГРЕВА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Производственная деятельность нефтеперерабатывающих и нефтегазодобывающих предприятий оказывает техногенное воздействие на объекты природной среды. Одним из наиболее опасных загрязнителей практически всех компонентов природной среды – поверхностных и подземных вод, почвенно-растительного покрова, атмосферного воздуха являются нефтесодержащие отходы – нефтешламы.

Нефтешламы – это сложные физико-химические смеси, которые состоят из нефтепродуктов, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и воды. Соотношение составляющих его элементов может быть самым различным [1].

Хранят нефтешламы либо в амбарах, либо в резервуарах, следовательно, они бывают амбарные и резервуарные (рис. 1 и 2). При длительном хранении нефтешламы со временем разделяются на несколько слоев с характерными для каждого из них свойствами. При этом в верхнем слое обычно собирается обводненная смесь жидких углеводородов с содержанием до 5 % тонкодисперсных механических примесей [2]. В состав этого слоя входят углеводороды (70–80 %), асфальтены (6–25 %), смолы (7–20 %) и парафины (1–4 %). Содержание воды не превышает 5–8 %. Поэтому данная смесь представляет практический интерес для переработки.

В результате переработки органической части нефтешламов можно получить такие полезные продукты, как топливный газ и компоненты моторных топлив.



Рис. 1. Амбар для хранения нефтешлама



Рис. 2. Резервуар для хранения нефтешлама

Термические методы переработки нефтешламов по сравнению с физическими, химическими, физико-химическими и биологическими методами обладают рядом преимуществ. Это отсутствие дорогостоящих стадий разделения; возможность переработки сырья с высокой зольностью; отказ от использования расходных материалов (растворителей и микроорганизмов); отсутствие отходов и продуктов, требующих утилизации (фильтрующие элементы, гидрофобные капсулированные продукты и т. п.) [3]. К термическим методам относят сжигание и термическую безкислородную деструкцию.

Для сжигания нефтешламов обычно используют камерные, барботажные, шахтные, вращающиеся печи и установки с кипящим слоем. Недостатком же такого способа утилизации являются углеводороды, входящие в состав нефтяного шлама, которые при сжигании выделяют большое количество продуктов сгорания, большинство из которых токсичны. Кроме того, сжигание является неэкономичным и неэкологичным процессом, приводящим к потерям ценных углеводородов нефти, а также к загрязнению атмосферы токсичными продуктами сгорания [1].

Более эффективный метод переработки нефтешламов – пиролиз, или термический распад органических и многих неорганических веществ на составные части без доступа кислорода. Преимущество данного метода заключается в том, что он позволяет получать ценные газообразные и жидкие продукты для химической промышленности и энергетики [3]. В качестве примера можно привести показатели пиролиза тяжелых нефтяных газойлей (таблица).

В Институте нефти и газа Сибирского федерального университета разработана технологическая установка для утилизации отходов нефтепродуктов (нефтешламов) методом низкотемпературного пиролиза (500–550 °С) с получением пиролизного газа с высокой теплотворной способностью, применяемого в качестве топлива для подогрева сырой нефти перед транспортировкой. Принципиальная схема установки представлена на рис. 3.

Принцип действия установки заключается в следующем. Нефтешлам из резервуара 1 при помощи насоса 2 подается в реактор пиролиза 3. Газовые горелки 4 обеспечивают необходимое количества тепла для процесса пиролиза. В момент запуска реактора в горелку 4 подаётся топливный газ (например, попутный нефтяной или природный) из внешнего источника. После выхода реактора на стационарный режим работы выделяющийся пиролизный газ частично сжигается в горелке 4, а основной поток пиролизного газа направляется в радиационную камеру трубчатой печи 7 для нагрева товарной нефти. Газгольдер 6 предназначен для временного хранения и стабилизации давления пиролизного газа перед его подачей в трубчатую печь 7. Процесс разделения газа регулируется с помощью распределительного устройства 5. Продукты сгорания (отходящие газы) из реактора 3 поступают в конвекционную камеру трубчатой печи 7 для предварительного нагрева нефтяного сырья. Отходящие газы трубчатой печи, имеющие достаточно высокую температуру, проходят рекуператор 8, где отдают тепло теплоносителю, применяемому для подогрева нефтешлама в резервуаре 1 с целью уменьшения вязкости и обеспечения оптимального режима работы насоса 2.

Показатели пиролиза вакуумного газойля [4, с. 87]

Наименование	Значение
Чистота сырья, %	–0,870
Плотность ρ_4^{20}	300-538
Пределы выкипания, °С	
Содержание аром. углеводородов в сырье, % (мас.)	28
Выход, % (мас.):	
– этилена	23,0
– пропилена	13,7
– бутиленов	4,9
– бутадиена	6,3
– сухого газа (плюс пропан)	11,2
– аром. C_6-C_8	–
– бензина $C_5 < 204$ °С	16,9
– тяжелой смолы (> 204 °С)	21,0

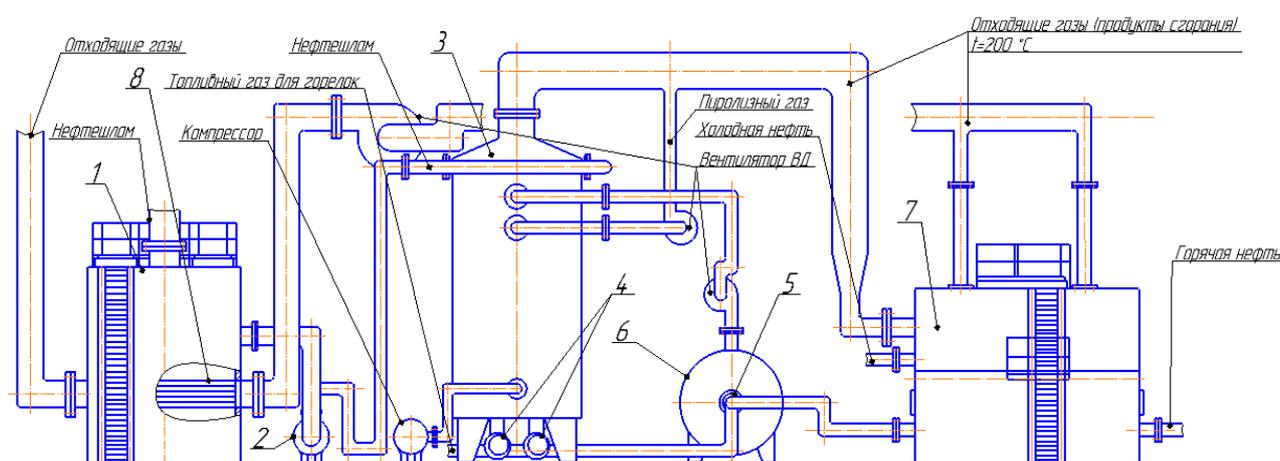


Рис. 3. Принципиальная схема установки для переработки отходов нефтепродуктов:
 1 – резервуар; 2 – насос НК; 3 – реактор пиролиза; 5 – распределительное устройство;
 6 – газгольдер; 7 – трубчатая печь; 8 – рекуператор

Реактор пиролиза, устройство которого показано на рис. 4, представляет собой цельную конструкцию, состоящую из двух симметричных блоков (блок А и блок Б), имеющих общую стенку, которые работают поочередно. Каждый блок реактора работает периодически в двух режимах: пиролиз и окисление, – в результате чего обеспечивается непрерывность работы реактора в целом. В режиме пиролиза нефтешлам поступает по трубопроводу 1, заполняя насадку 2, где нагревается до температуры пиролиза при помощи газовой горелки 3. Образующийся в ходе термических реакций пиролизный газ поступает по трубопроводу 4 для дальнейшего использования. В режиме окисления в нижнюю часть соответствующего блока по воздухопроводу 5 подается воздух с помощью компрессора 6 для обеспечения процесса регенерации насадки за счет выжигания кокса, который может образовываться в ходе пиролиза нефтешлама. Необходимое количества тепла для начала реакции окисления углеродистых отложений поступает через стенку из блока, работающего в режиме пиролиза. Продукты сгорания кокса (отходящие газы) удаляются через трубу 7 в коллектор 8 и далее направляется в конвекционную камеру трубчатой печи.

Таким образом, блоки реактора работают попеременно. После закоксовывания насадки при работе в режиме пиролиза первого блока реактор переводится на работу в режиме пиролиза второго блока, а первый блок переводится в режим окисления и проходит стадию регенерации насадки. Верхние конвективные трубы 9 обеспечивают подогрев нефтешлама для повышения текучести перед поступлением в реакционную камеру. В качестве наполнителя насадки, обеспечивающего достаточную поверхность для тепло- и массообмена, применяются шарики 10 из нержавеющей стали с добавлением никеля, которые обеспечивают дополнительный каталитический эффект, повышающий эффективность процесса пиролиза нефтешлама.

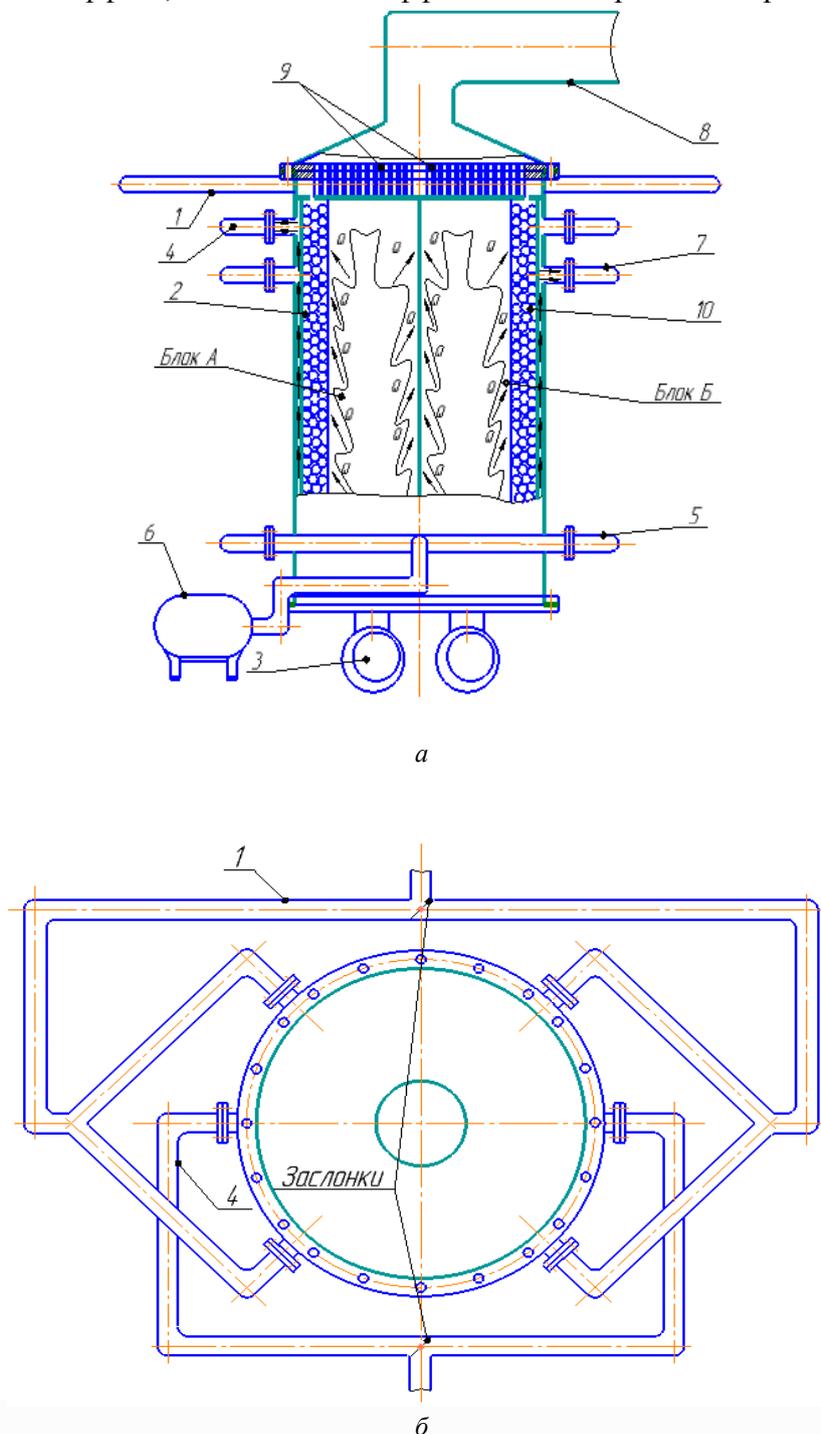


Рис. 4. Принципиальная схема реактора пиролиза (а); вид сверху (б)

В заключение хотелось бы отметить, что предлагаемая технологическая установка для переработки отходов нефтепродуктов (нефтешламов) характеризуется:

- высокой экологичностью за счет снижения выброса вредных веществ в атмосферу;
- экономичностью за счет получения альтернативных энергоносителей из отходов нефтяного производства;
- автономностью работы с самообеспечением тепловой энергией реактора пиролиза для осуществления процесса переработки отходов нефтепродуктов;
- возможностью применения на месте для подогрева товарной нефти за счет сжигания пиролизного газа.

Список литературы

1. Ахметов А.Ф., Гайсина А.Р., Мустафин И.А. Методы утилизации нефтешламов различного происхождения // Нефтегазовое дело. 2011. № 3. С. 1081.
2. Переработка нефтешламов резервуарного типа. URL: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=4915.
3. Чалов К.В. Каталитический пиролиз нефтешламов : автореф. дис. ... канд. техн. наук ; Твер. гос. техн. ун-т. М., 2013. 18 с.
4. Капустин В.М., Гуреев А.А. Технология переработки нефти. Ч. 2. Деструктивные процессы. М. : КолосС, 2007. 334 с.

УДК 608.2

**А.И. Колмакова, М.О. Колмакова,
И.А. Чалкин, И.И. Косолапов**

Научный руководитель – кандидат технических наук **В.О. Колмаков**
Сибирский федеральный университет

НАДЕЖНОСТЬ И МЕТОД ДИНАМИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ УЗЛОВ

Задача повышения достоверности и объективности диагностики механических узлов является весьма актуальной и наиболее эффективно может быть решена с использованием информационных систем.

Предлагаемая информационная система структурно состоит из двух частей – входных преобразователей: вибрационных датчиков и вычислительного комплекса.

С помощью датчиков снимается информация и подается на вычислительный комплекс где после обработки в режиме реального времени может быть представлена в распечатанном виде

с указанием износа узла или детали в процентном отношении к нормальному состоянию или в графическом представлении на экране монитора для более детального изучения экспертом предметной области.

Достоинством метода является то, что состояние узлов и деталей оценивается в режиме реальных условий эксплуатации.

Предлагаем апробированное решение задачи представления и обработки информации о рабочем состоянии сложных механических систем.

Особенности диагностики механических узлов. Кинематическая траектория узла определяет его конструкцию. Для диагностики узлов с различной кинематикой движения требуются датчики различного типа. Применение датчиков вибрационного и акустического типа позволяет получить адекватную информацию о всех механических узлах системы.

Принцип построения информационной системы. В результате анализа функционального назначения деталей и узлов механической системы определяется ряд критериев, по которым оценивается техническое состояние детали или узла в целом. Для одних узлов критерием оценки технического состояния является плотность информационных сигналов в амплитудно-частотной плоскости, а для других – во временной области. По этой причине информационная система позволяет проводить обработку и анализ сигналов в разных системах координат.

Функциональные возможности диагностической системы. Разработанная диагностическая система разделяет весь процесс диагностики на 2 этапа.

1. Получение информации о диагностируемых узлах. На диагностируемый узел оказывается воздействие, и реакция узла преобразуется с помощью датчиков в напряжение и передается в компьютер. В компьютере информация подвергается предварительной обработке и записывается в базу данных (БД). В настоящее время отработана методика диагностирования подшипников ходовой части. Для диагностики подшипников данные снимаются с помощью акустического зонда. Для диагностики амортизаторов используются вибрационные датчики.

2. Анализ полученных данных и постановка диагноза. Разработанная диагностическая система может работать в двух режимах.

1. Автоматический режим. В автоматическом режиме система на основании полученных данных и заданных граничных условиях определяет степень износа диагностируемого узла и выдает результат в виде распечатки на принтере.

Диагноз может ставиться по следующим функциям:

- СКО сигнала;
- амплитуда пика в частотной области на заданном частотном диапазоне;
- частота пика в частотной области на заданном частотном диапазоне;
- интеграл сигнала в частотной области на заданном диапазоне;
- количество пиков в сигнале во временной области (амплитудой $> 0,7$ от максимального значения сигнала).

При необходимости перечень функций можно расширить.

Для определения износа узла можно использовать любую из перечисленных выше функций. На этапе настройки системы указываются значения выбранной функции для износа

в 0 и 100 %. При проведении диагностики система, по полученным с датчиков данным, рассчитывает износ узла по выбранной функции автоматически. Для работы системы в таком режиме от оператора требуются только базовые навыки работы с ПЭВМ;

2) автоматизированный режим. В отличие от автоматического режима данный режим предполагает наличие у оператора знаний и опыта в предметной области.

В этом режиме система предоставляет оператору возможность самому определить состояние узла, для этого в распоряжении оператора есть несколько режимов представления сигнала:

- сигнал во временной области;
- сигнал в частотной области;
- гистограмма сигнала во времени.

Представление сигнала во временной области содержит в себе наибольшее количество информации. Однако такое представление сигнала трудно для восприятия и анализа и чаще всего может использоваться для наиболее общего осмотра состояния узла оператором.

Представление сигнала в частотной области достаточно полно и отражает состояние узла. Для удобства работы реализована функция сравнения сигналов в частотной области (для сигналов с одинаковыми характеристиками).

С помощью гистограммы сигнала удобно анализировать состояние подшипников, так как на графике видно раскладку сигнала по амплитудам.

Оператору необходимо выбрать наиболее информативное для конкретного случая представление сигнала, после чего произвести анализ полученных результатов.

Автоматизированный режим может использоваться для уточнения результатов автоматического вынесения диагноза, а также для тех случаев, когда диагностика данного типа узла производится впервые.

Аппаратные средства. Диагностический комплекс состоит из следующих компонент:

- 1) набор датчиков для преобразования реакций диагностируемой механической системы;
- 2) плата АЦП;
- 3) ПЭВМ.

В настоящий момент используются следующие датчики:

- 1) датчики ускорения;
- 2) акустический зонд.

Система позволяет установить до 16 различных датчиков одновременно с выходным напряжением от -10 до $+10$ В.

Плата АЦП. В диагностическом комплексе используется плата L-1450 производства АОЗТ «Л-Кард» (г. Москва).

АЦП платы имеет следующие характеристики:

Количество каналов	16 дифференциальных или 32 с общей землей
Разрядность АЦП	14 бит
Время преобразования	2,5 мкс
Входное сопротивление при одноканальном вводе	Не менее 1 Мом
Диапазон входного сигнала	± 10 В, $\pm 2,5$ В, $\pm 0,625$ В, $\pm 0,15625$ В
Максимальная частота преобразования	400 кГц
Защита входов	± 30 В

Плата устанавливается в ПЭВМ, интерфейс ISA.

Для ПЭВМ предъявляются следующие требования: для установки платы L-1450 необходимо наличие интерфейса ISA. Кроме этого, конфигурация ПЭВМ должна обеспечивать возможность работы ОС MS Windows 98/Me/2000/XP. Необходимый объем на жестком диске определяется предполагаемым объемом хранимых данных.

Программные средства. Программное обеспечение разработано на MS Visual C++, может работать под управлением ОС MS Windows 98/Me/2000/XP.

Ниже представлено окно сравнения сигналов в частотной области (рис. 1).

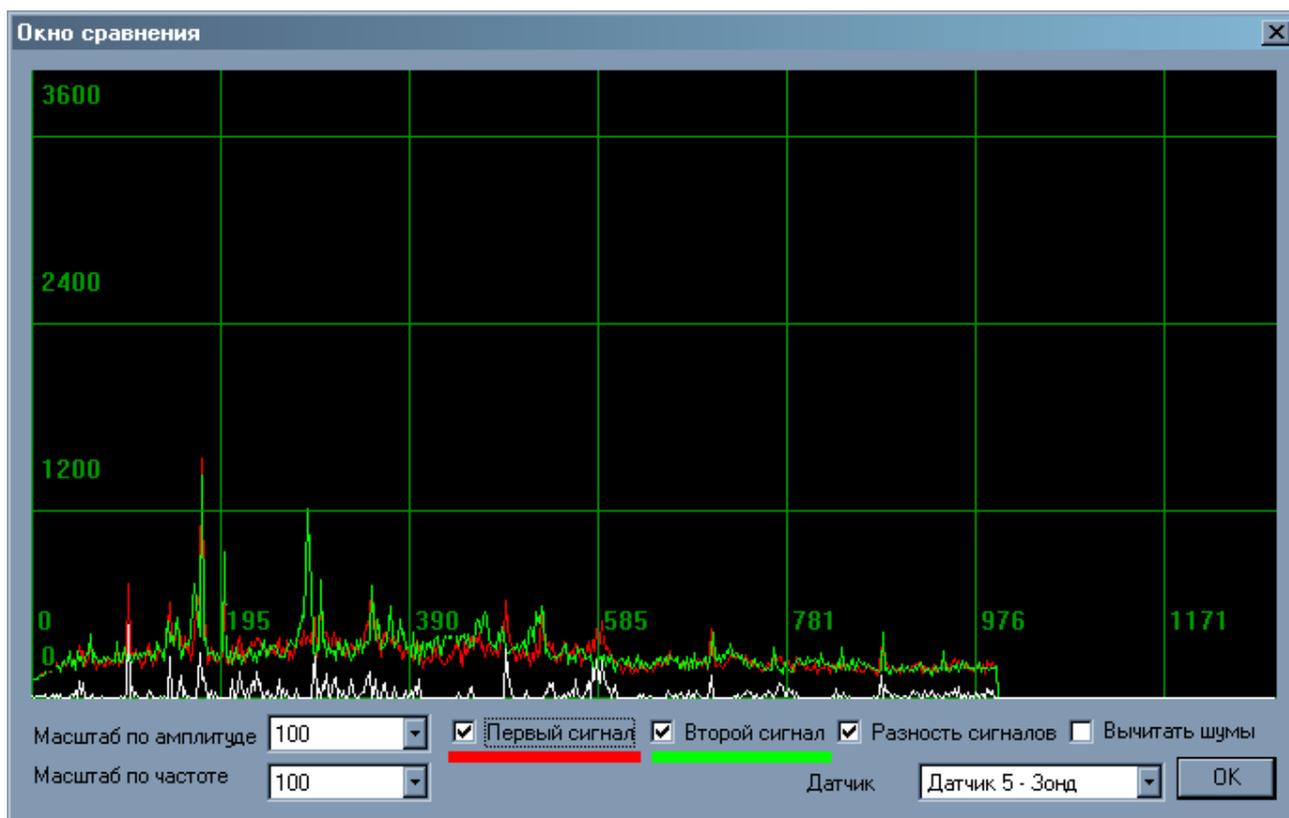


Рис. 1

Практические результаты. Ниже приводятся гистограммы подшипников колес: сверху – правое (рис. 2), снизу – левое (рис. 3).

Из верхней гистограммы видно, что в сигнале присутствуют пики большой амплитуды, что говорит об износе подшипника правого колеса.

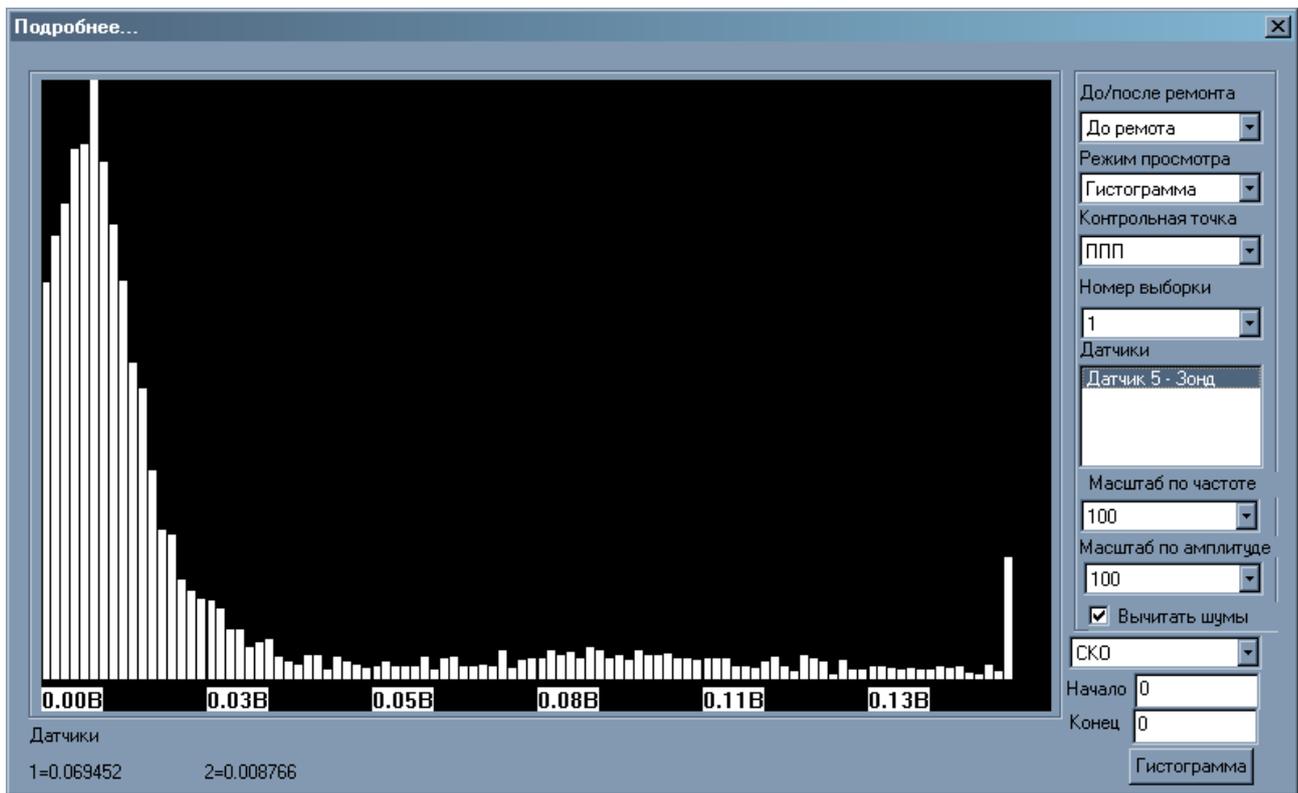


Рис. 2



Рис. 3

В.В. Кундуш

Научные руководители – *заведующий кафедрой, доктор технических наук, профессор Э.А. Петровский, заместитель начальника ОПиКГ УПиКГ ООО «РН-Ванкор» А.А. Биктимиров, ООО «РН-Ванкор», Сибирский федеральный университет*

МОДЕРНИЗАЦИЯ АБСОРБЕРА ГЛИКОЛЕВОЙ ОСУШКИ ГАЗА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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, то есть 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 4–45 °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 от 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-2801-1/2 Ванкорского производственного участка представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 2 200 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,

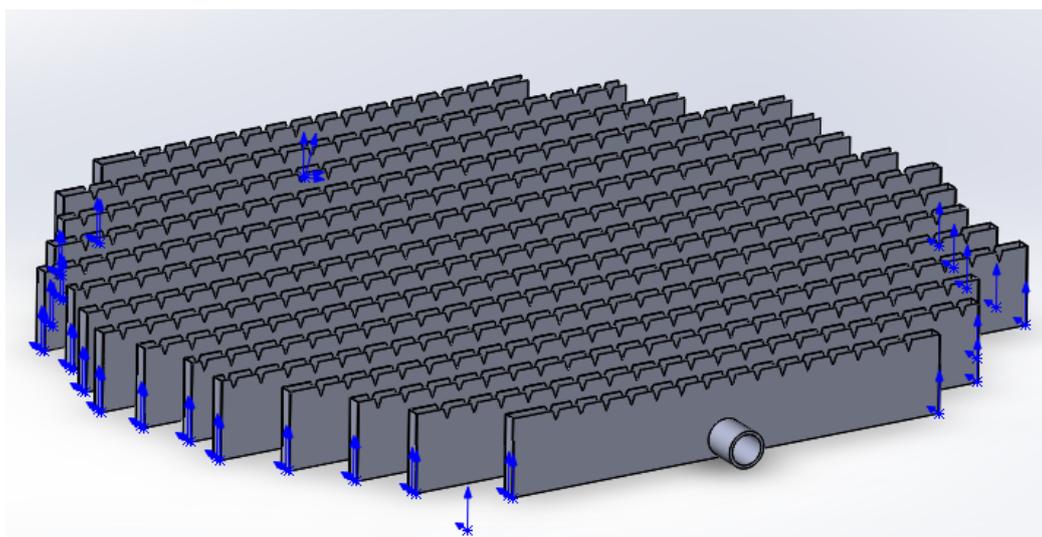
накапливается на «глухой» тарелке и выдается в емкость – дегазатор. Далее осушенный газ до требуемой точки росы из абсорбера С-2801 направляется в фильтр-сепаратор, предназначенный для отделения из осушенного газа брызг ТЭГ, уносимых из абсорбера.

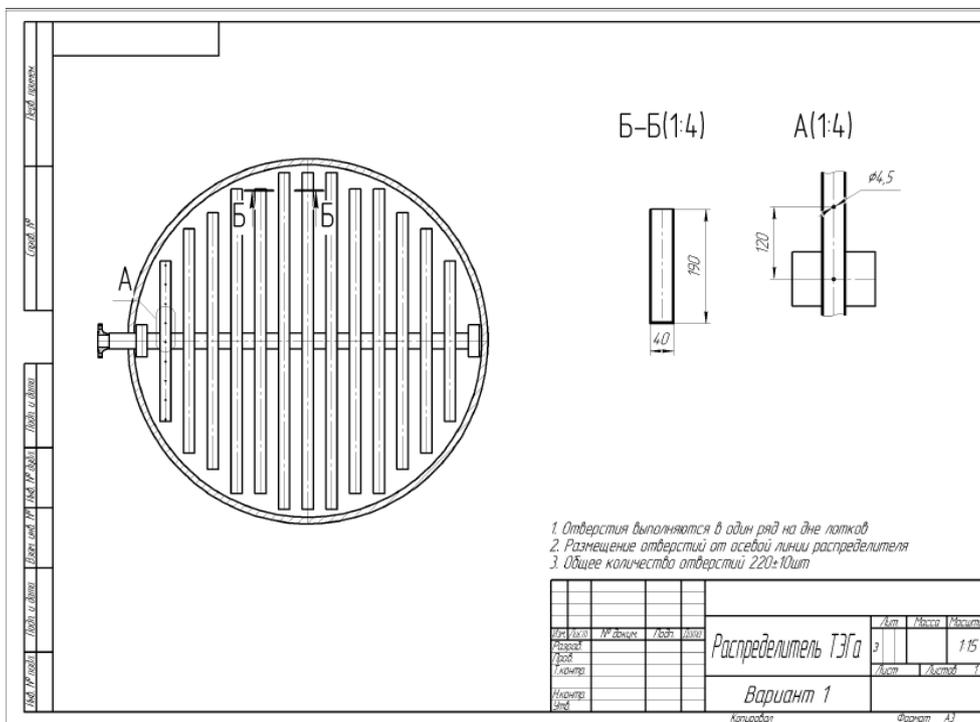
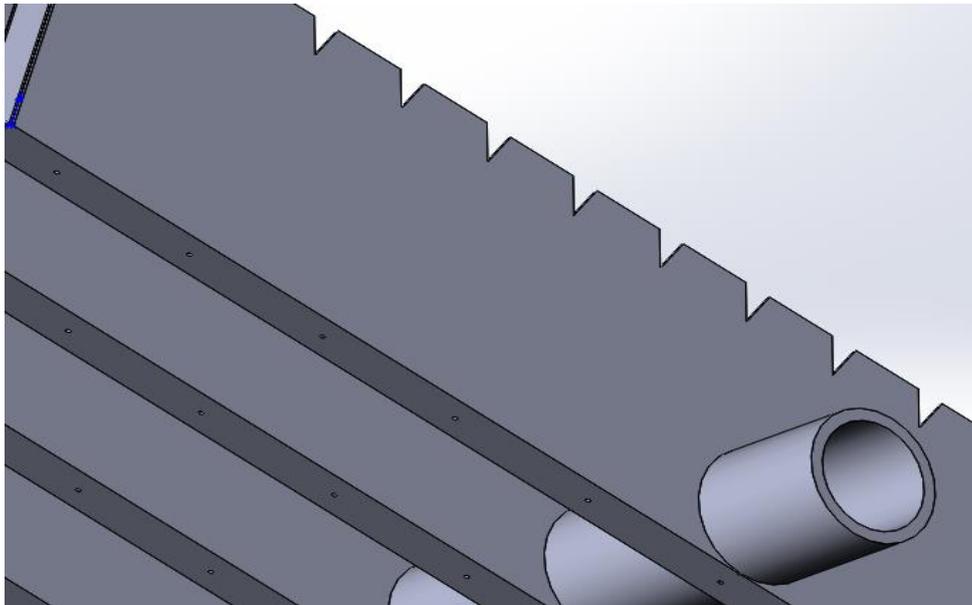
В ходе эксплуатации выявилась проблема, заключающаяся в низкоэффективной осушке попутного нефтяного газа. Причиной плохой осушки явилось неравномерное распределение орошающей жидкости – ТЭГа по внутреннему сечению аппарата. В связи с этим проблема модернизации распределителя ТЭГа является весьма актуальной.

В качестве распределителя в абсорбере С-2801-1/2 применяется желобчатый ороситель. Данный ороситель выполнен в виде параллельно расположенных лотков с плоским днищем с переливными прорезями сверху их боковых стенок, а также пористых жгутов. Однако необходимо отметить, что для правильной работы оросителя необходимо обеспечение условий горизонтальной установки распределителя в аппарате. Негоризонтальная установка желобов при уклоне 1/1000 резко влияет на равномерность распределения жидкости, поэтому даже незначительные уклоны для данного типа оросителей недопустимы. Это и явилось основной причиной неравномерного распределения ТЭГа по массообменной насадке, что привело к низкокачественной осушке попутного нефтяного газа.

По нашему мнению, решением данной проблемы является перфорация днищ распределительных желобов. Благодаря этому (по аналогии с желобами, имеющими донные патрубки) будет допустим больший уклон, порядка 1/200, а значит равномерность распределения жидкости по внутреннему сечению аппарата будет увеличена.

При проведении перфорации необходимо учитывать, что равномерность распределения потоков в желобах будет существенно зависеть от способа ввода жидкости в них. Если скорость поступления жидкости не будет сведена к минимально возможной, то расход в боковых прорезях вблизи точки ввода будет меньше, чем в более удаленных участках. Следует учитывать и тот факт, что расход жидкости, поступающей к боковым прорезям, будет уменьшен вследствие перфорации, поэтому при проведении данной модернизации будет необходима корректировка технологического режима.





Расчет экономической эффективности предлагаемого решения осуществлен динамическим методом оценки эффективности – «Чистый дисконтированный поток, чистая приведенная стоимость (Net Present Value, NPV)».

Описание дисконтированного метода. Величина NPV рассчитывается как разность дисконтированных денежных потоков доходов и расходов, производимых в процессе реализации инвестиции за прогнозный период. Суть критерия состоит в сравнении текущей стоимости будущих денежных поступлений от реализации проекта с инвестиционными расходами, необходимыми для его реализации.

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

1. ЗАТРАТЫ ОБЩЕСТВА ПРИ НИЗКОЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОСУШКИ ГАЗА														
СТАТЬИ ЗАТРАТ	Размерность	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	ИТОГО:
Затраты на ЗИП для ГПА ГКС ВД 1,2 оч.	млн руб.	17,8	18,87	20	21,2	22,47	23,82	25,25	26,76	28,37	30,07	31,88	33,79	300,28
Упущенное количество газа из-за останова ГПА	млн м³/год	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	
Количество СОГ не сданного в ЕСГ "Газ-пром"	млн м³/год	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
Стоимость СОГ	руб./1000 м³	1 200	1 630	1 727,80	1 831,50	1 941,40	2 057,80	2 181,30	2 312,20	2 450,90	2 598	2 753,90	2 919,10	
Упущенная выгода с продажи метана	млн руб.	36	48,9	51,834	54,945	58,242	61,734	65,439	69,366	73,527	77,94	82,617	87,573	768
ВСЕГО ЗАТРАТ:	млн руб./год	53,8	67,77	71,834	76,145	80,712	85,554	90,689	96,126	101,897	108,01	114,497	121,363	1 068
2. Поток наличности при низкоэффективной работе оборудования для осушки газа	млн руб.	-53,8	-67,77	-71,83	-76,145	-80,71	-85,55	-90,68	-96,12	-101,89	-108,01	-114,49	-121,36	-1 068
3. ЗАТРАТЫ ОБЩЕСТВА ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЯ ТЭГА														
Стоимость работ по модернизации распределителя	млн руб.	0	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ИТОГО:	млн руб.	0	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5
4. Поток наличности при замене распределителя ТЭГа	млн руб.	0	67,77	71,33	76,145	80,71	85,55	90,68	96,12	101,89	108,01	114,49	121,36	1067,5

Условия принятия инвестиционного решения на основе данного критерия сводятся к следующему:

- если ЧДД > 0 , то проект следует принять;
- если ЧДД < 0 , то проект принимать не следует;
- если ЧДД $= 0$, то принятие проекта не принесет ни прибыли, ни убытка.

Нами была рассмотрена возможность модернизации распределителя ТЭГа в абсорбере С-2801-1/2 с целью улучшения качества осушки попутного газа, что приведет к выполнению целей задач, поставленных перед Управлением подготовки и компримирования газа ООО «РН-Ванкор».

Использование модернизированного распределителя ТЭГа позволит обеспечить выполнение бизнес-плана по уровню использования попутного нефтяного газа, закачки газа в пласт и сдачи газа в Единую систему газоснабжения «Газпром» путем увеличения эффективности работы оборудования для подготовки газа, что, в свою очередь, увеличит надежность и снизит риск останова компрессорного оборудования.

УДК 681.5.08

Т.А. Марактаева, А.Н. Погодаева

Научные руководители – кандидат технических наук, доцент, член-корреспондент РМА С.И. Половнева, кандидат технических наук, доцент, О.В. Лазарева
Иркутский национальный исследовательский технический университет

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ АНАЛИЗАТОРА УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

В процессе государственных приемочных испытаний на основе анализа технической документации и результатов экспериментальных исследований опытных образцов средств измерений определяют: соответствие средств измерений современному техническому уровню, требованиям технического задания и распространяющихся на них стандартов; возможность метрологического обслуживания и обеспечения нормированных значений метрологических характеристик средств измерений при их серийном производстве и в эксплуатации; номенклатуру метрологических характеристик, подлежащих контролю при выпуске средств измерений из производства, ремонта и в эксплуатации; рекомендуемую периодичность технического обслуживания с учетом показателей *надежности средств измерений*. Оценка показателей надежности приборов и средств автоматизации является обязательной процедурой на этапе выполнения эскизного проекта.

Под *надежность средств измерений* понимают их способность сохранять заданные характеристики при определенных условиях работы в течение заданного времени.

В данной работе проведена оценка надежности анализатора удельной поверхности Sorbtometr-S, разработанного на базе кафедры автоматизации производственных процессов при участии научно-инженерного студенческого центра «Автоматика». Данный прибор является альтернативой к применяющимся на данный момент анализаторам [1, с. 123].

Прибор осуществляет анализ важного производственного параметра, а именно удельной поверхности сыпучих веществ. Удельная поверхность – это усредненная характеристика размеров внутренних полостей (каналов, пор) пористого тела или частиц раздробленной фазы дисперсной системы. Для производственного контроля удельной поверхности предлагаются в основном анализаторы импортного производства, имеющие, как правило, высокую стоимость при низкой производительности [1, с. 121]. Данный анализатор оптимизирован с технической и экономической сторон. В основе работы лежит высокотемпературный метод тепловой десорбции (ВМТД), патент РФ на изобретение № 2376582 [2]. Основные технические характеристики прибора приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные технические характеристики анализатора удельной поверхности

Показатель	Количество
Диапазон измерения удельной поверхности по модели ВМТД, м ² /г	0,2–2000
Предел допускаемой относительной погрешности измерения удельной поверхности, %	3-5
Габаритные размеры, мм	70×80×40
Вес, кг	10
Рабочий диапазон температур, °С	+18...+120
Напряжение питания сети, В	200±10
Частота сети переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	10–35
относительная влажность воздуха, %	20–80 без конденсации
атмосферное давление, кПа	96±15

Ключевым преимуществом данного изобретения является оптимизация параметров путем исключения ручных операций в процессе анализа. Это достигается посредством применения метода ВМТД и внесения изменений в структуру анализатора, что позволяет добиться следующих показателей:

- снижение времени анализа в 3 раза путем применения адсорбата, способного ускорить движение осаждаемых молекул;
- повышение безопасности анализа путем исключения ручных операции по переносу адсорбера, используемого в приборах аналогах;
- снижение стоимости прибора путем внесения значительных конструктивных изменений.

Стоит отметить, что применение метода ВМТД позволяет осуществлять контроль процесса и расчета удельной поверхности путем подключения прибора к ПК. Пользовательский интерфейс выполнен в SCADA-TraceMode 6, что позволяет управлять процессом в автоматическом режиме и представлять процессы измерений в графическом виде в реальном масштабе времени.

Анализатор состоит из микрокомпрессора, фильтрующего элемента, сатуратора, детектора, контроллера, газораспределительной системы. Внутренняя температура обеспечивается вентилятором, нагревательными элементами, регуляторами температуры.

Данный прибор относится к аналитическому оборудованию и должен обладать высокой степенью надежности.

Вероятность безотказной работы Sorbtometr-S определяли, полагая, что закон распределения вероятности – нормальный с ограничениями: среднее квадратическое отклонение $\sigma \leq 0,2 \tau_{\text{ср.р.}}$ и наработка до проверки технического состояния элементов системы $\tau_{\text{п.т.}} \leq 0,3 \tau_{\text{ср.р.}}$, где $\tau_{\text{ср.р.}}$ – средний ресурс, ч.

Требуемый уровень надежности устройства в случае смешанного соединения элементов, определяют по формуле

$$P_c(\tau) = \prod P_i(\tau),$$

где $P_i(\tau)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента.

Для систем автоматизации, последствия отказов которых оценивают не только экономическим показателем, вероятность безотказной работы обычно принимают не ниже 0,99, то есть $P_{\text{с.т.}}(\tau) \geq 0,99$.

Время, в течение которого надо обеспечить указанную выше вероятность безотказной работы, принимают, ориентируясь на структуру системы технического обслуживания и ремонта, а также на заданный уровень надежности.

В состав Sorbtometr-S входят следующие элементы, имеющие различные значения показателей надежности: твердотельное реле Kiprribor (2 шт.), термоэлектрический преобразователь ДТП, термопреобразователь ХК(L), регулятор температуры ИТР 5930, регулятор температуры ИТР 5920, регулятор расхода воздуха РРГ-12. Характеристики надежности этих элементов приведены в табл. 2.

Для большинства устройств и систем показатели надежности определяются как функции времени, считая, что их жизненный цикл равен времени от начала эксплуатации до ее прекращения. Таким образом, средний ресурс $t_{\text{ср.р}}$ приравнивают к средней наработке на отказ $t_{\text{н}}$.

Для восстанавливаемых элементов при возникновении внезапных отказов справедлив экспоненциальный закон распределения вероятности безотказной работы [3, с. 116], при котором надежность элементов определяется по формуле

$$P_i(t) = e^{-\lambda_i t}.$$

Интенсивность отказов элементов

$$\lambda_i = \frac{1}{t_{\text{н}}}$$

Среднеквадратическое отклонение (СКО) ВБР при внезапных отказах определяется по формуле

$$\sigma_i = \frac{\lambda_i}{3}.$$

Вероятность безотказной работы системы с расчлененной структурой и смешанном соединении элементов рассчитывали за время, равное межповерочному интервалу $t_{\text{МПИ}} = 1\ 800$ ч.

Таблица 2

Показатели надежности элементов прибора

Тип элемента	Экспоненциальное распределение				Нормальное распределение		
	Интенсивность отказа, $\lambda \cdot 10^{-4}$, 1/ч	СКО, $\sigma \cdot 10^{-4}$	Наработка на отказ, t_n , ч	Вероятность безотказной работы, P	СКО, σ_i	Квантиль нормального распределения, U	Вероятность безотказной работы, P
Твердотельное реле Киррибор	0,10	0,033	100 000	0,982	20 000	4,91	0,99
Термоэлектрический преобразователь ДТП	0,60	0,200	15 000	0,887	3 000	4,40	0,97
Термопреобразователь ХК(L)	0,30	0,100	30 000	0,942	6 000	4,70	0,98
Регулятор температуры ИТР 5930	0,31	0,103	32 000	0,945	6 400	4,72	0,98
Регулятор температуры ИТР 5920	1,00	0,330	10 000	0,835	2 000	4,10	0,96
Регулятор расхода воздуха РРГ-12	0,25	0,083	40 000	0,956	8 000	4,77	0,98
Контроллер ОВЕН ПЛК- 100	0,10	0,033	100 000	0,982	20 000	4,91	0,99

Вероятность безотказной работы устройства (P_c) по внезапным отказам при условии, что отказы элементов независимы:

$$P_c(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t) = 0,608,$$

где n – количество устройств, образующих систему.

В случае возникновения постепенных отказов изменение характеристик надежности большинства объектов подчиняется нормальному закону распределения ВБР. По характеру проявления постепенные отказы являются скрытыми и могут быть выявлены только по результатам периодического контроля функционирования объекта.

При нормальном законе распределения ВБР СКО $\sigma_i \leq 0,2 \cdot t_{\text{ср.р}}$.

Вероятность безотказной работы элементов за время $t_n = t_{\text{МПИ}}$:

$$P_i(t_n) = F(U),$$

где $F(U)$ – табулированная функция [4, с. 86]; U – квантиль нормального распределения:

$$U_i = \frac{t_{\text{ср.р}i} - t_n}{\sigma_i}$$

Значения U_i и $P_i(t_n)$ приведены в табл. 2.

Вероятность безотказной работы устройства при постепенных отказах:

$$P_c(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t) = 0,806.$$

Таким образом, расчеты показывают, что основное влияние на надежность Sorbtometr-S оказывают внезапные отказы входящих в него элементов.

Список литературы

1. Горбачева М.В., Хыонг Ч.З., Лазарева О.В. Исследование надежности и риска нерезервированной технической системы // Материалы ВНИПК «Перспективы развития технологии переработки углеводородных, растительных и минеральных ресурсов», Иркутск, 25–26 апреля 2013. С. 116.
2. Патент RU 2248553, G01N 15/08, опубликован 20.03.2005.
3. Оптимизация параметров измерительного устройства удельной поверхности сорбентов и катализаторов / С.И. Половнева, С.В. Саливон, А.С. Мальчихин [и др.] // Юж.-сиб. науч. вестн. Бийск.
4. Решетов Д.Н., Иванов А.С., Фадеев В.В. Надежность машин. М. : Высш. шк., 1988. 240 с.

УДК 621.892

В.А. Морозова, П.П. Павелко

Научный руководитель – кандидат технических наук *С.Г. Докшанин*
Сибирский федеральный университет

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СНИЖЕНИЕМ ФРЕТТИНГ-УСТАЛОСТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Одной из проблем технологического оборудования являются процессы фреттинга, которые часто развиваются в зонах контакта сопряженных деталей при малых колебательных смещениях одной поверхности относительно другой.

Процесс фреттинга является одним из видов контактного взаимодействия твердых тел при наличии нормальной и касательных составляющих сил от внешней нагрузки и сил трения. В зоне контакта на элементарный объем материала будут действовать циклически изменяющиеся напряжения от нормального сжатия и знакопеременных касательных напряжений от сил трения, возникающих на поверхности у границы контакта. Вследствие малой амплитуды относительного проскальзывания соприкасающихся поверхностей износ при фреттинге является сильно локализованным на площадках фактического контакта, а продукты разрушения поверхностных слоев не имеют возможности свободно выходить из двумерного пространства между трущимися телами, поэтому они перетираются и накапливаются в окрестностях площадок фактического контакта, что приводит к усилению их абразивного действия [1].

В сочетании таких условий, как проскальзывание при трении и повышение нагрузки, приводящей к росту объемных напряжений, это может привести к развитию наиболее тяжелого последствия – началу процессов фреттинг-усталости.

Механизм фреттинг-усталостных процессов включает в себя взаимосвязанное развитие таких процессов, приводящих к повреждению контактирующих поверхностей, как фреттинг-коррозия и механическая усталость. Их взаимодействие ведет к резкому снижению предела выносливости деталей в 1,5–3 раза. Фреттинг-усталостные повреждения характерны для болтовых, штифтовых, шпоночных, шлицевых соединений, поверхностей деталей, посаженных с натягом, валов, муфт и других деталей [2, 3].

Механизм зарождения усталостных повреждений прямо связан с силой трения, так как с ее ростом повышается касательное напряжение на контакте. Одним из методов защиты от фреттинг-повреждений являются снижение коэффициента трения и предотвращения проскальзывания контактирующих поверхностей. В этом случае для повышения фреттингостойкости применяемых смазочных материалов могут быть использованы функциональные твердые добавки.

Цель проводимых исследований – оценка эффективности применения пластичных смазочных материалов для повышения их фреттингостойкости узлов.

Испытания проводились по стандартной схеме «плоскость – торец ролика», применяемой для моделирования фреттинг-процессов. Удельное давление на контакте составляло 120–130 МПа, частота колебаний подвижного образца вокруг своей оси 8,2 Гц, амплитуда колебаний 0,4 мм. Время одного цикла испытания составляло 6 ч. Подвижный образец изготавливался из стали 45 с последующей термообработкой до *HRC* 42–45, неподвижный (пластина) – из стали 30ХГС и термообработкой *HRC* 38–40. Контактующие поверхности образцов подготавливались шлифованием до шероховатости $R_a = 1,6$ мкм.

Для создания смазочных композиций применялись пластичные смазочные материалы марок ЦИАТИМ-201 и солидол (С). Выбор этих марок для исследований основывался на различии их трибологических свойств. Литиевая пластичная смазка ЦИАТИМ-201 обладает хорошей морозостойкостью и может работать в широком интервале температур, имеет удовлетворительную механическую стабильность. Кальциевая пластичная смазка солидол (С) при хорошей коллоидной стабильности, водостойкости и защитных свойствах обладает несколько узким диапазоном рабочих температур и низкой механической стабильностью. Эффективность использования добавки в смазочных материалах оценивалась по величине износа неподвижного образца и состоянию контактирующих поверхностей.

Добавка представляет собой углеродную смесь ультрадисперсного алмазографита (УДПАГ) с размером частиц до 40 нм, в которой доля графита составляет около 80 %, другая часть находится в виде высокодисперсной алмазоподобной фазы [4].

Изображенные на рисунке графики показывают изменение величины массового износа пластины при использовании базовых смазочных материалов и смазочных композиций на их основе. По данным графикам можно наблюдать, что по величине износа базовые смазочные материалы имеют примерно одинаковые противоизносные свойства, чуть лучшие для солидола (С).

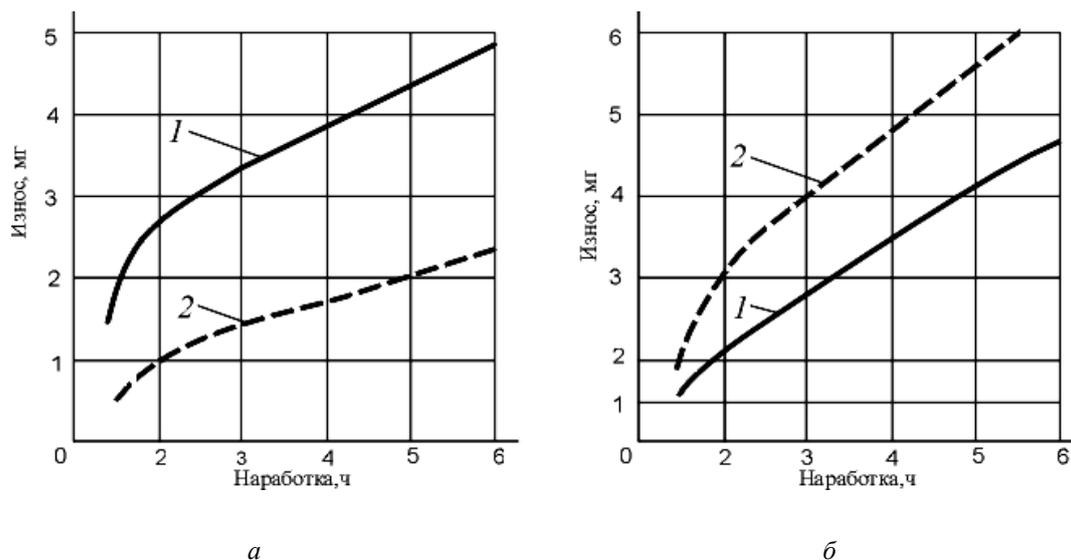


Рисунок. Зависимость величины износа неподвижного образца от наработки при испытании смазочных материалов ЦИАТИМ-201 (а) и солидол С (б): 1 – без УДПАГ; 2 – с УДПАГ

Использование твердой добавки заметно изменяет картину. В этом случае различимо возрастает эффективность смазочных свойств у смазочного материала ЦИАТИМ-201, повышая противофреттинговые свойства в 1,8–2,2 раза, тогда как у солидола (С) значительно ухудшаются. Введение УДПАГ в солидол (С) снижает противофреттинговые свойства в 1,2–1,5 раза.

Оценка влияния смазочных материалов на снижение процессов фреттинга выполнялась также по состоянию дорожек трения на неподвижной пластине. Определялась глубина повреждений, изменение величины шероховатости R_a/R_{a0} до и после испытаний, а также общее состояние поверхности.

Исследования показали, что по этим показателям после введения ультрадисперсного алмазографита лучшим является смазочный материал ЦИАТИМ-201, приводящий к качественному изменению микрорельефа трущейся поверхности. Можно отметить заметное сглаживание неровностей, снижение количества раковин, царапин, следов коррозионного износа. Такое изменение шероховатости увеличивает фактическую площадь контакта, что снижает контактные давления и более равномерно распределяет нагрузки по контурным площадям контакта.

Рассмотрение других результатов, полученных в ходе проведения исследований, также позволяет сделать выводы об эффективности введения твердой добавки УДПАГ в пластичную смазку ЦИАТИМ-201. После испытаний средняя величина отношения R_a/R_{a0} для смазочного материала без добавки составила $R_a/R_{a0} = 2,7$, при введении УДПАГ оно снизилось и равнялось $R_a/R_{a0} = 1,61$. Для солидола (С) это отношение изменилось незначительно: 1,14 и 1,06 – без добавки УДПАГ и с добавкой соответственно.

Результаты проведенных исследований позволили предположить причины проявления хороших триботехнических характеристик смазочных материалов с добавкой ультрадисперсного порошка алмазографита. В отличие от широко применяемых порошковых добавок для УДПАГ характерна высокая адгезионная способность к металлическим поверхностям за счет

повышенной поверхностной энергии. Наличие собственного заряда и взаимодействие с поверхностью металла приводит к образованию ориентированного слоя на контактирующих поверхностях, что способствует прочному удержанию граничного слоя смазочного материала на поверхности трения. Введенные в смазочный материал частицы ультрадисперсного алмазографита локализуют участки на трущихся поверхностях, образуя на них прочную пленку. Это снижает коэффициент трения, препятствует схватыванию контактирующих поверхностей и повышает способность пленок смазочного материала выдержать значительные нагрузки без разрушения.

Таким образом, результаты эксперимента, с одной стороны, наглядно демонстрируют положительное влияние ультрадисперсного порошка алмазографита на повышение фреттингостойкости литиевых смазочных материалов (циатим-201) и улучшение их противоизносных свойств. С другой – введение добавки в кальциевые смазочные материалы солидол приводит к ухудшению некоторых смазочных характеристик.

Вывод. Введение ультрадисперсного алмазографита снижает величину износа в 1,8–2,2 раза и уменьшает глубину повреждений трущейся поверхности на 24–28 %. Сравнительный анализ значений контактных напряжений, определенных с помощью компьютерного моделирования, показал, что при включении в пластичный смазочный материал добавки УДПАГ происходит снижение величины контактных напряжений на 18–20 %. Это увеличивает время до начала фреттинг-усталостного разрушения поверхности и позволят продлить срок службы узлов трения в 1,5–2 раза по сравнению с базовыми смазочными материалами.

Список литературы

1. Сосновский Л.А., Махутов, Н.А. Трибофатика: износоусталостные повреждения в проблемах ресурса и безопасности машин. М. – Гомель : НПО «Трибофатика», 2000. 304 с.
2. Махутов Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность : в 2 ч. Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние, 2005. Ч. 1. 494 с.
3. Морозов Е.М., Зернин М.В. Контактные задачи механики разрушения. М. : Машиностроение, 1999. 544 с.

Д.И. Сиркин

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.С. Тынченко**
Сибирский федеральный университет

ИНДУКЦИОННАЯ ПАЙКА ФЛАНЦЕВ ШТУЦЕРОВ СОСУДОВ И АППАРАТОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

В настоящее время в нефтегазовой отрасли применяется большое количество различного оборудования, которое необходимо соединять в единый целостный комплекс, выполняющий свое техническое предназначение. Это и составные части трубопроводной системы, и детали насосного и перерабатывающего нефтегазового оборудования. Данные соединения формируются на основе тепловых процессов, таких как сварка и пайка.

При использовании стандартных методов сварки и пайки не всегда достигается требуемое качество соединений. Поэтому необходимо применять современные, наукоемкие и высокоточные способы, одним из которых является пайка методом индукционного нагрева.

Проведение анализа существующих способов получения неразъемных соединений показало, что при применении индукционной пайки появляется возможность получения более точного соединительного шва, величина которого колеблется от 0,05 см. При традиционных способах средняя величина шва колеблется от 1,5 см, что в значительной мере влияет на точность соединения. Анализ показал, что в некоторых случаях эффективный КПД данного метода пайки значительно выше распространенных способах сварки. Немаловажным критерием является минимальная удельная энергия процесса, которая для индукционной пайки минимальна в сравнении с традиционными способами, такими как газовая, дуговая и плазменная сварка.

В данной работе предлагается применение метода индукционного нагрева для пайки фланцев штуцеров сосудов и аппаратов, работающих под давлением, что позволит увеличить прочность соединения фланца с патрубком и в конечном счете получить более надежное монтажное соединение оборудования.

Штуцеры для сосудов и аппаратов представляют собой деталь цилиндрической формы, одна из сторон которой обработана для соединения с другой деталью. Штуцеры для сосудов и аппаратов изготавливаются по АТК 24.218.06-90 и могут быть сделаны по пяти типам, каждый из которых может быть изготовлен в нескольких исполнениях.

Штуцеры для сосудов и аппаратов применяются в нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой и других смежных отраслях промышленности.

В данной работе был произведен расчет основных параметров индуктора, таких как внутренний диаметр индуктора, частота, полезная мощность, мощность тепловых потерь, потребляемая мощность.

Данные расчеты велись исходя из заданной массы нагреваемого объема металла, диаметра детали, температуры плавления припоя, а также времени нагрева.

Конечная температура нагрева определялась исходя из температуры плавления подобранного припоя. Припой подбирался к стали марки 12Х18Н10Т, которая наиболее распространена в изготовлении штуцеров. В результате был подобран среднеплавкий припой для высокотемпературной пайки ПСр45.

Рассчитанная потребляемая частота и мощность позволяют подобрать соответствующее оборудование для осуществления процесса пайки.

В результате расчетов был спроектирован индуктор, внутренний диаметр которого выполнен с соблюдением расчетного воздушного зазора между ним и помещаемым в него патрубком штуцера. Индуктор изготовлен из медной трубки по ГОСТ 617-90. Эскиз спроектированного индуктора изображен на рис. 1.

Для того чтобы понять технологию применения индукционной пайки для фланцев штуцеров, наглядно изобразим спроектированный индуктор и непосредственно сам штуцер (рис. 2). Для удобства укладывания припоя, по ГОСТ 12820–80, допускается выполнять угол фаски под паяный шов $(55\pm 3)^\circ$. В данном случае выбран угол 55° . Штуцер выполнен по АТК 24.218.06–90.

Воздушный зазор между фланцем и патрубком позволит расплавленному припою затекать между их площадями соприкосновения, а положение штуцера фланцем вниз обеспечит его движение под действием сил тяжести.

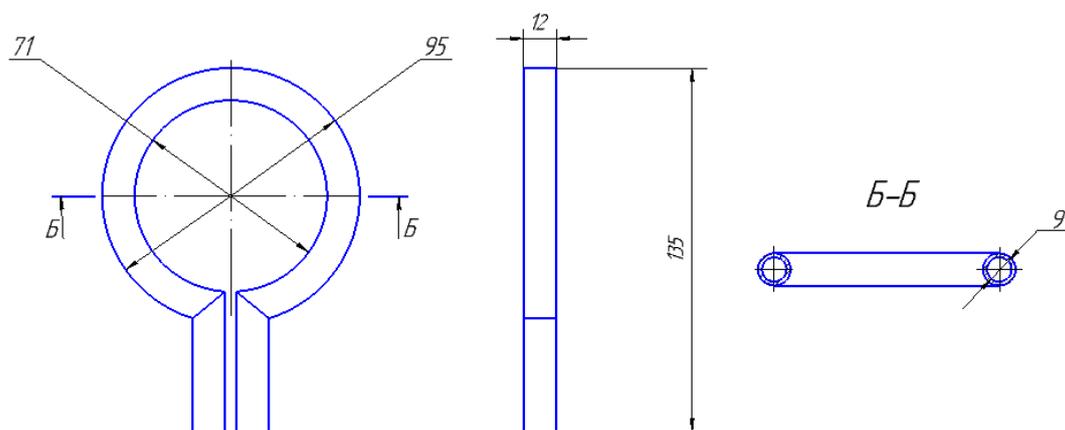


Рис. 1. Спроектированный индуктор для пайки штуцера $D_y = 50$ мм.

Штуцер 50-0,6-1-1-210-12X18H10T

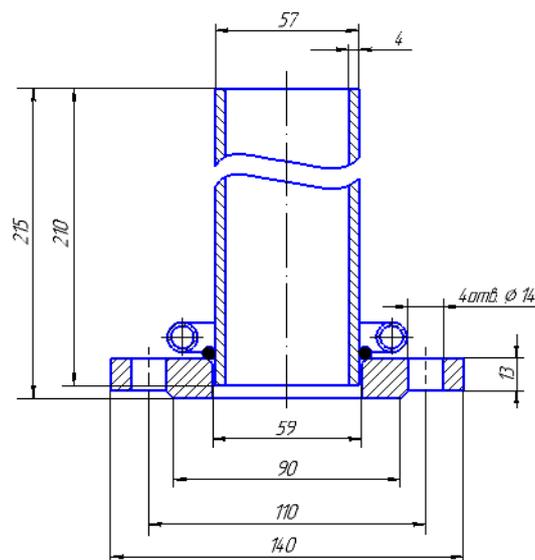


Рис. 2. Технология применения индукционной пайки фланца штуцера

Применение индукционного нагрева для пайки позволяет: получать прочные монтажные соединения оборудования, не требующие дальнейшего фрезерования, шлифования и отделочной обработки; сохранять механические и химические свойства основного металла за счет относительно низкой температуры осуществления процесса и, как следствие, повышать надежность монтажных соединений оборудования.

Таким образом, индукционная пайка может найти широкое применение в нефтегазовой промышленности, повысить прочность шва неразъемных соединений и в конечном счете существенно увеличить эффективность нефте- и газодобычи и переработки.

УДК 665.622.2

В.Д. Соколов

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *Е.А. Соловьев*
Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ДВУХФАЗНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА

Нефтегазовый сепаратор – сосуд, в котором происходит отделение газа от жидкой продукции скважины.

© Соколов В.Д., 2016

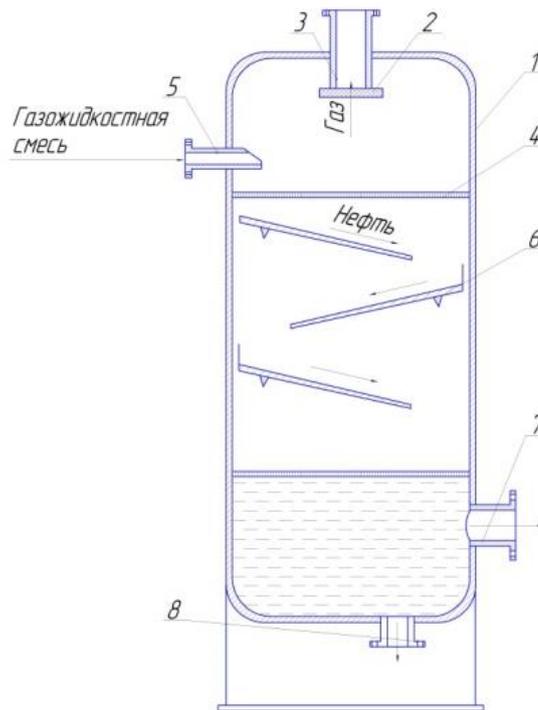


Рис. 1. Вертикальный нефтегазовый сепаратор: 1 – корпус; 2 – каплеотбойник; 3 – выход газа; 4 – стабилизатор потока; 5 – вход смеси; 6 – наклонный лоток; 7 – сброс нефти; 8 – сброс грязи

Нефтегазовые сепараторы выполняют следующие основные функции:

- предварительное (грубое) разделение газожидкостной смеси на газ и жидкость;
- удаление капельной жидкости из газа;
- удаление пузырьков газа из жидкости.

К вспомогательным функциям сепараторов обычно относят поддержание оптимального давления и заданного уровня жидкости.

По углу наклона к поверхности земли наиболее распространенными являются вертикальные (рис. 1) и горизонтальные (рис. 2) сепараторы.

К преимуществам вертикальных сепараторов следует отнести то, что они нечувствительны к колебаниям уровня жидкости, что позволяет для его регулирования применять более простые средства. При изменении уровня жидкости в аппарате ее объем, приходящийся на единицу высоты аппарата, незначителен. Кроме того, изменение уровня не влияет на площадь поперечного сечения газового потока, а также на содержание капель жидкости в газе. Поэтому эти сепараторы наиболее приемлемы для сепарации продукции скважин, при поступлении которой в сепаратор происходят пульсации потока. На единицу производительности по газу требуется меньше площади, чем в сепараторах других типов. Процесс очистки сепаратора прост, поэтому сепаратор приемлем, когда в продукции скважин содержится песок.

В горизонтальном сепараторе такого же объема, что и вертикальный, производительность по газу больше. Это объясняется тем, что в горизонтальном сепараторе больше площадь поверхности газ-жидкость, поэтому требуется меньше времени для всплытия пузырьков газа в жидкости.

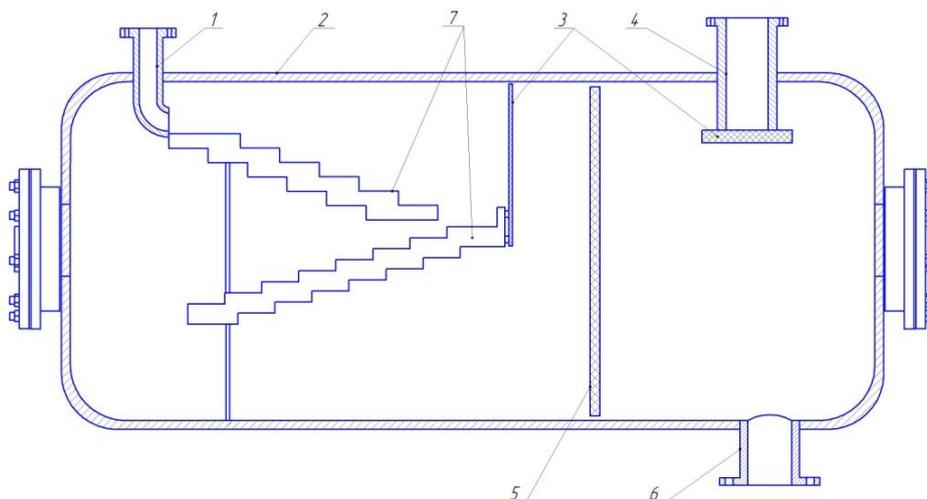


Рис. 2. Горизонтальный нефтегазовый сепаратор: 1 – ввод газонефтяной смеси; 2 – корпус; 3 – каплеотбойники; 4 – выход газа; 5 – перфорированная перегородка; 6 – сброс нефти; 7 – наклонные желоба-дефлекторы

Производительность горизонтальных сепараторов повышается с увеличением длины. Поток газа на выходе не встречается с потоком поступающей продукции, что исключает вероятность загрязнения газа каплями жидкости и позволяет увеличить скорость газового потока.

Горизонтальный сепаратор той же производительности по газу, что и вертикальный, по размеру меньше и дешевле. Например, при сепарации продукции под высоким давлением толщина стенки вертикального сепаратора высотой 3 м должна быть рассчитана на высокое давление, но этот сепаратор можно заменить горизонтальным большей длины, меньшего диаметра и с меньшей толщиной стенки. Горизонтальные сепараторы монтировать и обслуживать намного проще, чем вертикальные.

Таким образом, горизонтальные сепараторы более эффективны, чем вертикальные, так как имеют более высокую производительность по газу, больше поверхность раздела фаз, исключено загрязнение газа потоком поступающей продукции, они дешевле и более удобны в обслуживании.

Однако несмотря на все достоинства, в существующих горизонтальных нефтегазовых сепараторах недостаточно эффективно происходит газовыделение, кроме того их производительность по газу недостаточно высока. Актуальной задачей является повышение эффективности газовыделения и увеличение производительности по газу, при этом не увеличивая размеры сепаратора.

На наш взгляд, наиболее перспективным техническим решением указанной задачи является создание максимально возможной поверхности раздела фаз газ-жидкость и снижение парциального давления газа. Повышение поверхности достигается путем увеличения длины и количества наклонных желобов-дефлекторов. А снижение парциального давления газа – установкой струйного насоса (эжектора) на выходе газовой среды (рис. 4).

Увеличение длины и количества наклонных желобов-дефлекторов позволит также уменьшить скорость потока газожидкостной смеси, в связи с чем увеличится количество газа, выделившееся из жидкости за единицу времени. За счет ступенчатого течения будет происходить

соударение жидкости с поверхностями наклонных желобов, благодаря этому из жидкости будет выделяться больше газа.

При установке эжектора (рис. 3) внутри сепаратора будет создаваться пониженное давление, способствующее извлечению газа из нефти. В качестве эжектирующего газа можно применять поток попутного газа, отбираемого на стадии предварительной обработки газожидкостной смеси.

Таким образом, установка струйного насоса (газового эжектора) на выходе газа позволит значительно увеличить объем газа, выходящего из сепаратора за единицу времени, так как данное решение обеспечит его интенсивный и непрерывный отвод. В результате чего производительность по газу горизонтального сепаратора повысится.

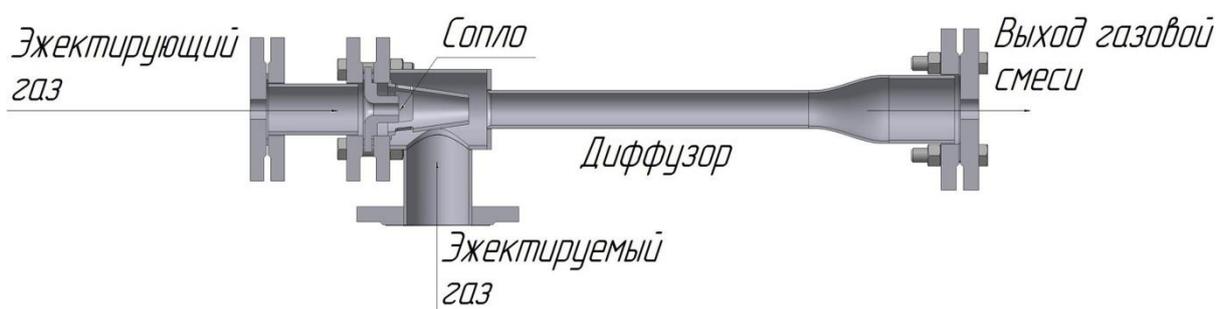


Рис. 3. Струйный насос (эжектор)

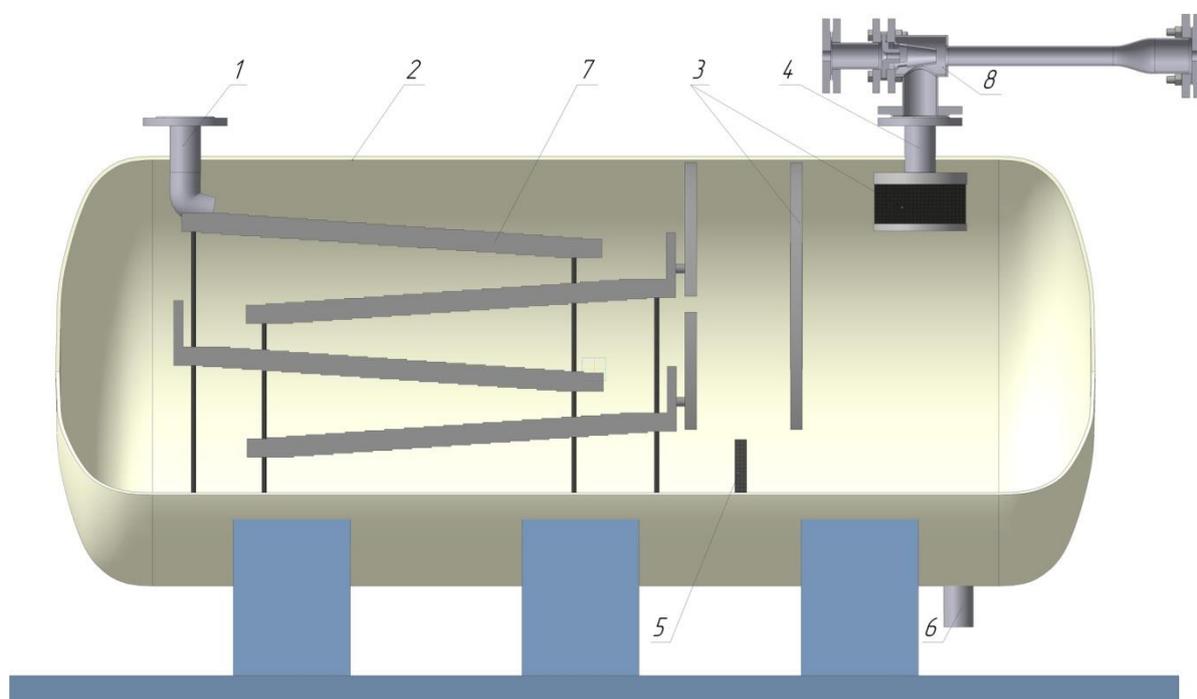


Рис. 4. Устройство модернизированного горизонтального двухфазного нефтегазового сепаратора:
 1 – вводный патрубок; 2 – корпус; 3 – каплеотбойники; 4 – патрубок выхода газа;
 5 – перфорированная перегородка; 6 – сброс нефти; 7 – наклонные желоба-дефлекторы;
 8 – струйный насос (эжектор)

Принцип работы сепаратора заключается в следующем: газожидкостная смесь подается в сепаратор через вводный патрубок, изменяет свое направление и попадает на наклонные желоба. Отделившийся газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник, затем горизонтальный. Каплеотбойники предотвращают вынос капелек жидкости из сепаратора потоком отделившегося газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок выхода газа поступает в эжектор, откуда под воздействием эжектирующего газа подается в газосборную сеть.

Разгазированная жидкость скапливается в нижней части сепаратора и через патрубок сброса выводится из него.

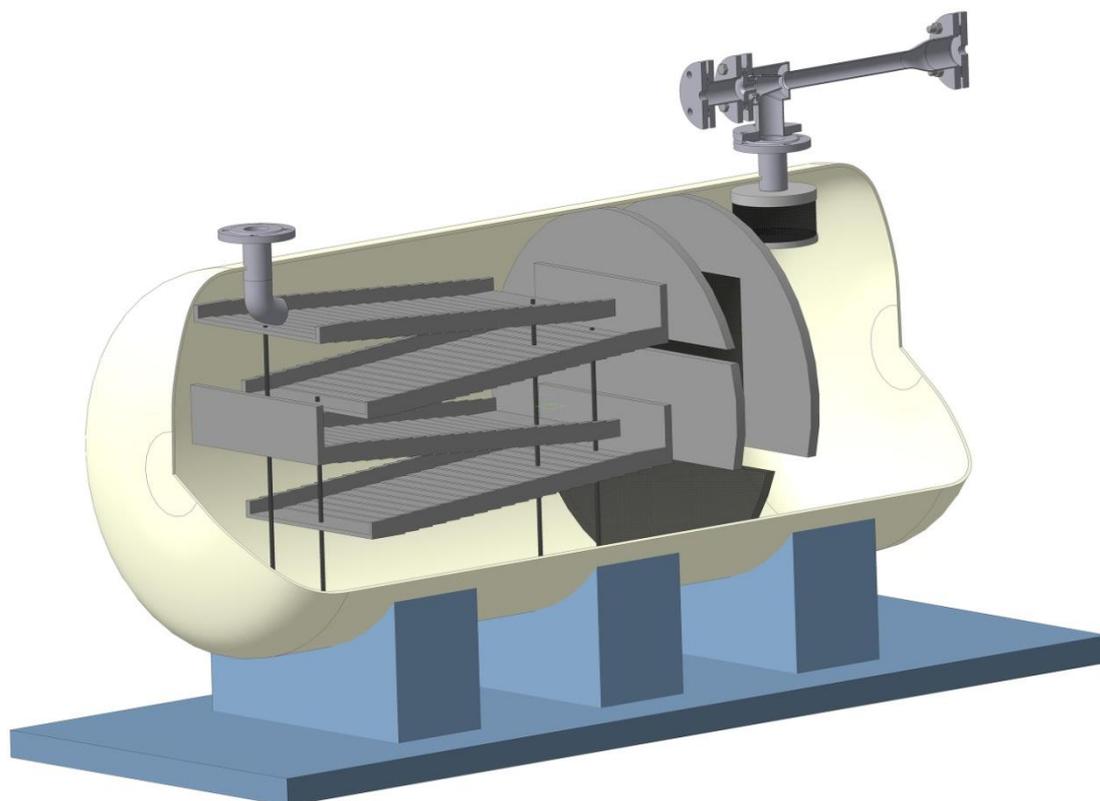
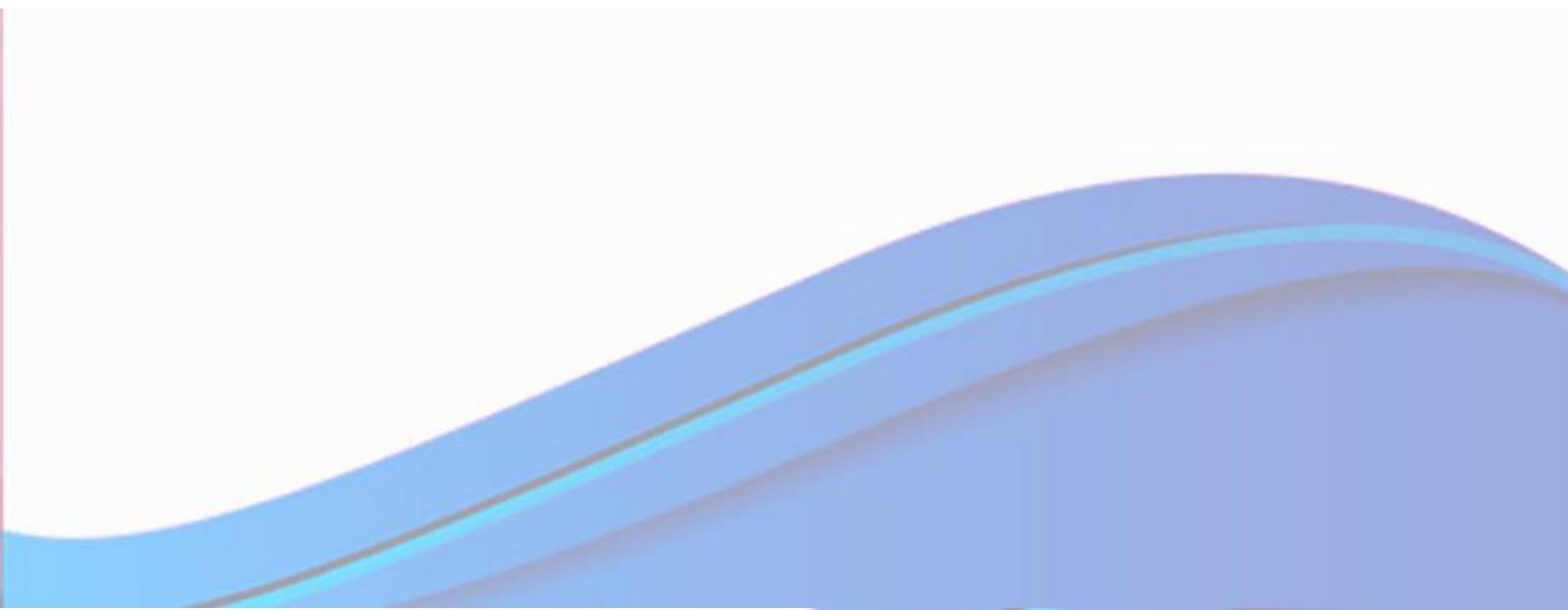


Рис. 5. Модернизированный горизонтальный двухфазный нефтегазовый сепаратор

**НАЗЕМНЫЕ ТРАНСПОРТНЫЕ
СРЕДСТВА И КОМПЛЕКСЫ
АЭРОДРОМНО-ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ПОЛЕТОВ АВИАЦИИ**



У.У. Кадырбек, Г.Б. Текешова, Ж.К. Алымсеитова

Научный руководитель – доктор технических наук *Ж.С. Шаршембиев*
Кыргызский национальный аграрный университет имени К.И. Скрябина

АНАЛИЗ ДОРОЖНО-ТРАНСПОРТНЫХ ПРОИСШЕСТВИЙ НА ГОРНЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГАХ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ДОРОЖНОГО ДВИЖЕНИЯ

В Кыргызской Республике автомобильный транспорт играет исключительно важную роль в экономике, на его долю приходится около 95 % перевозок различных видов грузов и пассажиров. В условиях, где более 93 % территории занимают горы, использования автомобильного транспорта является не только экономически целесообразным, но и во многих случаях технически единственно возможным.

Вопросы безопасности дорожного движения затрагивают интересы миллионов людей. Наряду с удовлетворением насущных потребностей экономики и населения в автомобильных перевозках современное дорожное движение характеризуется отрицательной обратной стороной – аварийностью, результатом которой являются смертность и травматизм людей. Проблема снижения числа жертв от автомобильных катастроф становится важнейшей экономической, политической и социальной задачей. В связи с этим проблема обеспечения безопасности дорожного движения носит общенародный, общегосударственный характер.

Растущее количество автомобилей является одним из главных факторов повышение числа дорожно-транспортных происшествий. В последние годы увеличивается плотность транспортных потоков из-за возрастания динамики автомобилей и их осевой нагрузки. С 2005 по 2015 г. количество зарегистрированных автотранспортных средств составляет свыше 1 млн 200 тыс. единиц [1].

С 2007 по 2015 г. на территории КР выявлено 45 926 ДТП, отмечается динамика роста ДТП, а с 2013 по 2014 г. на горных дорогах республики было зарегистрировано 4 088 ДТП (см. рисунок).

Остановимся на факторах риска, влияющих на попадание в аварию водителей в горных условиях эксплуатации: превышение скорости или несоответствие скоростного режима, особенно на опасных поворотах горных дорог; наличие в крови алкоголя; усталость; плохое самочувствие водителей; возраст; езда в темное время суток.

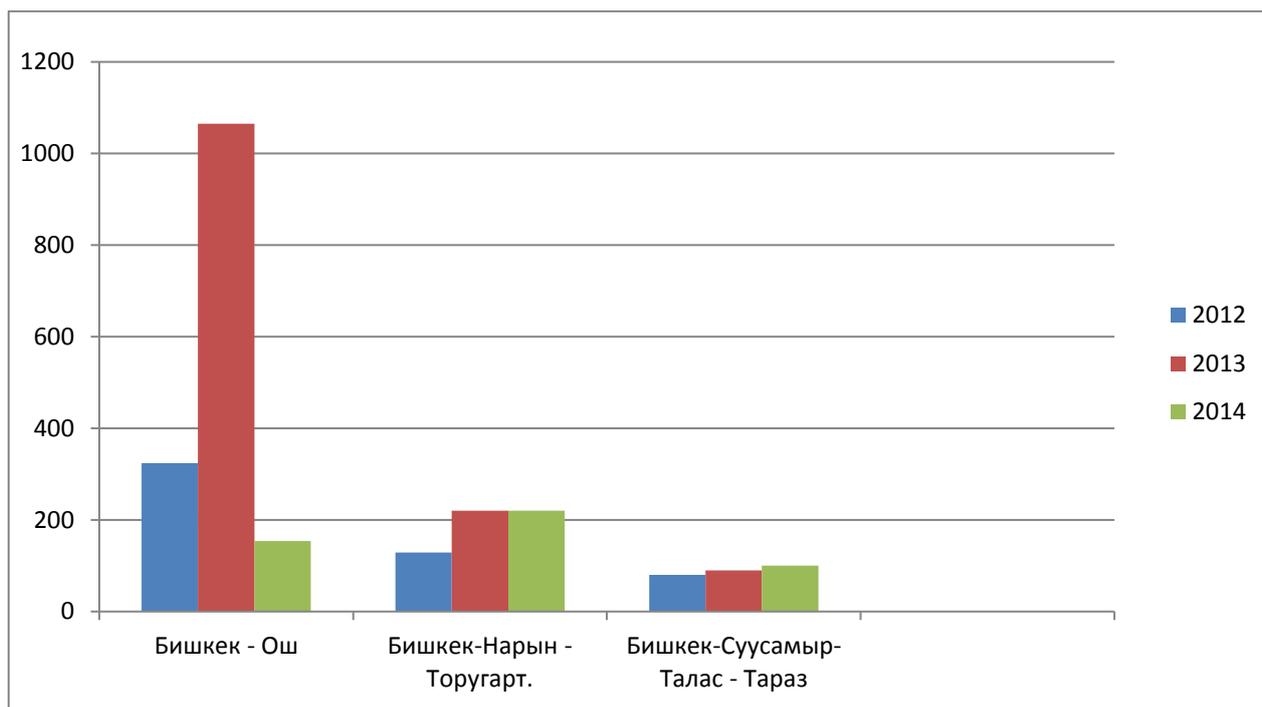


Рисунок. Диаграммы распределения дорожно-транспортных происшествий на горных автомобильных дорогах Кыргызской Республики

Таблица

Состояние аварийности на территории Кыргызской Республики по итогам работы за 12 месяцев 2015 г.

РЕГИОНАЛЬНЫЙ	ДТП	+, -, %	В ТОМ ЧИСЛЕ ВОД. Н/С	+, -, %	ПОГИБЛО	+, -, %	РАНЕНО	+, -, %
Всего по республике	5803 7492	+32,2	407 554	+36,1	1214 1358	+13,8	10739 10994	26,4
Город Бишкек	1785 2898	+62,4	68 95	+39,7	99 123	+24,2	2098 3546	+69,0
Чуйская область	1506 1702	+13,0	129 153	+18,6	305 343	+12,5	2305 2541	+10,2
Иссык-Кульская область	421 441	+4,8	42 54	+28,6	119 164	+37,8	731 762	+4,2
Нарынская область	143 155	+8,4	10 3	-70,0	43 58	+34,9	213 235	+10,3
Город Ош	364 435	+19,5	55 69	+25,5	30 24	-20,0	514 593	+15,4
Ошская область	631 683	+8,2	13 26	+100,0	179 185	+3,4	1178 1195	+1,4
Жалал-Абадская область	600 733	+22,2	51 94	+84,3	207 204	-1,4	952 1219	+28,0
Таласская область	125 177	+41,6	18 36	+100,0	42 60	+42,9	196 259	+32,1
Баткенская область	228 268	+17,5	21 24	+14,3	45 53	+17,8	322 389	+20,8

Факторы, связанные с транспортным средством, дорожным и природно-климатическими условиями: состояние тормозной системы, рулевого управления, общее техническое состояние автомобиля; плохая дорожная разметка; отсутствие технических средств организации дорожного движения (дорожных знаков, разметок и др.); недостаточная видимость, обусловленная состоянием окружающей среды (туман, дождь, снег).

За 12 месяцев 2015 г. на автодорогах и улицах нашей республики по сравнению с аналогичным периодом прошлого года зарегистрировано на 32,2 % больше дорожно-транспортных происшествий, при этом число погибших людей увеличилось на 13,8 % (с 1 214 до 1 358), раненных – на 26,4 % (с 10 739 до 1 0994) (см. таблицу).

В целях повышения безопасности движения на дорогах Кыргызской Республики к приоритетным направлениям обеспечения безопасности дорожного движения можно отнести:

1) качественную подготовку высококвалифицированных кадров – инженеров по организации и управлению автомобильным транспортом;

2) определение полномочий и ответственности соответствующих органов исполнительной власти Кыргызской Республики в области безопасности дорожного движения;

3) разработку, совершенствование и утверждение правил, стандартов, технических норм и других нормативных документов по безопасности дорожного движения в порядке, предусмотренном законодательством Кыргызской Республики;

4) создание рациональных и удобных условий для движения на автомобильных дорогах Кыргызской Республики;

5) регулирование деятельности автомобильного, городского наземного электрического транспорта и дорожного хозяйства;

6) допуск только исправных автотранспортных средств к дорожному движению;

7) систематическая регулировка параметров управления дорожного движения;

8) улучшение качества подготовки водителей транспортных средств и повышение их квалификации;

9) систематическое обучение школьников правилам дорожного движения;

10) материальное и финансовое обеспечение мероприятий по безопасности дорожного движения;

11) осуществление государственного контроля за выполнением законодательства Кыргызской Республики и соответствующих правил, стандартов, технических норм и других нормативных документов в области обеспечения безопасности дорожного движения.

Содержание и благоустройство автомобильных дорог должны служить максимальному удовлетворению нужд участников дорожного движения и обеспечению безопасности дорожного движения. В этих целях:

1) автомобильные дороги должны содержаться в рациональных и удобных для участников дорожного движения условиях и усовершенствоваться. При появлении обстоятельств, создающих угрозу безопасности дорожного движения, оно должно быть приостановлено или ограничено и должны приниматься неотложные меры по восстановлению безопасных условий движения;

2) на автомобильных дорогах должны быть проведены линии разметки, установлены необходимые дорожные знаки и указатели (в том числе маршрутные карты и схемы, отражающие

опасные и труднопроходимые участки), светофоры и другие технические средства регулировки дорожного движения;

3) должны быть обеспечены установка технических сооружений, прокладка коммуникаций, проведение охранных работ, строительство объектов сервиса и установка оборудования на них;

4) участники дорожного движения должны быть своевременно извещены об условиях и режиме движения на автомобильных дорогах, а при сильном ухудшении дорожных условий (сильном снегопаде, гололеде) для этих целей должны использоваться средства радио- и телевидения, должен быть обеспечен безаварийный проезд участниками дорожного движения опасных участков пути при неблагоприятных погодных условиях;

5) места, в которых имеются повреждения дорожного покрытия, угрожающие безопасности движения (ухабы, выбоины, ямы и т. п.), аварийноопасные участки и места, в которых часто случаются дорожно-транспортные происшествия, должны быть своевременно выявлены и срочно устранены, а если это невозможно, обозначены соответствующими дорожными знаками, ограждающими и направляющими средствами, предупреждающими знаками;

6) на горных дорогах Кыргызской Республики особенно должны быть приняты своевременные меры для срочной расчистки проезжей части горной автомобильной дороги от снежных лавин, грязи, затопления, навалов песка, сугробов, льда и обвалов камней. Для этого на горных дорогах через определенные расстояния должны функционировать дорожные службы, имеющие специальную технику для выполнения таких видов работ;

7) на междугородных автомобильных дорогах должны быть установлены системы вызова скорой помощи, организованы стоянки и остановки транспортных средств и оборудованы специальные места для оказания участникам дорожного движения первой медицинской помощи, их отдыха, питания, обеспечения простых жизненных и бытовых потребностей;

8) установка рекламных щитов и транспарантов, ухудшающих обзорность дороги, не должна допускаться.

В целях проведения государственной политики в области обеспечения безопасности дорожного движения должны разрабатываться программы государственного и местного значения, направленные на снижение количества дорожно-транспортных происшествий и причиненного вследствие них ущерба. Эти программы должны быть разработаны на основе рациональной координации территориального и отраслевого планирования, формирования взаимосвязанных и сбалансированных показателей с учетом социально-экономических и экологических условий конкретного региона, уровня развития дорожной сети, ее аварийного состояния и других данных единой системы учета дорожного движения.

Программа обеспечения безопасности дорожного движения должна охватывать:

- развитие и расширение дорог;
- усовершенствование организации дорожного движения;
- анализ состояния безопасности дорожного движения и мероприятия по снижению дорожно-транспортных происшествий и их последствий;
- прогнозы на определенный период;
- обоснованные конкретные цели;

- мероприятия, позволяющие достичь предусмотренных целей;
- стоимость программы и источники ее финансирования, создание дорожных фондов;
- формы контроля за выполнением программы и систематичность его осуществления.

Выводы

1. Согласно статистическим данным о ДТП за 2010–2013 гг. в КР наблюдается тенденция ежегодно увеличения количества ДТП. С 2012 по 2014 г. В КР было совершено всего 4 402 происшествий, 2012 г. – 987, 2013 г. – 1 972, 2014 г. – 1 129.

2. Анализ ДТП показывает, что на каждое из них случается в среднем не менее чем из-за трех причин. Статистические данные свидетельствуют, что нарушения водителями ПДД и их ошибки являются главными причинами ДТП – 70–75 %, неисправность транспортных средств – 2–4 %, неудовлетворительные дорожные условия – 4–11 %.

3. В целях снижения количества ДТП, а также в соответствии нормам современного международного сообщения и с повышением требований по обеспечению безопасности движения необходимо реализовать комплексные меры по обеспечению безопасности движения на горных дорогах Кыргызской Республики.

УДК 625.084

В.А. Артёменко, А.В. Лысянников, Ю.Г. Серебренникова

Научные руководители – доктор технических наук *Р.Б. Желукевич*,
кандидат технических наук *Ю.Ф. Кайзер*, кандидат технических наук *С.Н. Катаргин*
Сибирский федеральный университет

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗИМНИХ АВТОДОРОГ И АЭРОДРОМОВ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В районах Восточной Сибири, отличающихся достаточно продолжительным периодом низких температур и осадок в виде снега, находятся значительные запасы нефти и газа. Ограниченное развитие дорожной сети в районах месторождений, особенно в зимний период, заставляет компании искать альтернативные источники путей сообщения без нанесения вреда природе и с относительно низким уровнем материальных затрат, обладающих достаточной пропускной способностью. Одним из таких альтернативных источников является строительство зимних дорог и аэродромов.

© Артёменко В.А., Лысянников А.В., Серебренникова Ю.Г., 2016

В 2014 г. между Россией и КНР были заключены соглашения, согласно которым предусматривается строительство трубопроводов протяженностью более 3 000 км для транспортировки углеводородного сырья в Китай (рис. 1).

При отсутствии транспортных магистралей для доставки грузов в северные регионы нашей страны, лесозаготовок, мобильного доступа к различным участкам трубопровода, а также для обеспечения достаточного уровня механизации при строительстве и обслуживании трубопроводов требуется возведение наземных путей сообщения. С учетом климатических факторов, короткого периода положительных температур (не более четырех месяцев) целесообразным считается строительство зимних дорог и аэродромов.

В августе 2015 г. Российская делегация подала заявку в ООН на расширение арктического шельфа РФ, для освоения которого необходимо строительство капитальных аэродромов, что в условиях вечной мерзлоты является трудновыполнимой и ресурсоемкой операцией.

Освоение Дальнего Востока в поисках новых месторождений полезных ископаемых ставит перед руководством страны те же проблемы, что и арктический шельф. Однако данная проблема частично решается строительством снежоледовых аэродромов.

Указанные факты указывают на необходимость развития строительства снежоледовых дорог и аэродромов, для возведения которых требуются специализированные машины.

В данном направлении работали крупные НИИ, их результатом явилось создание ведомственных строительных норм по проектированию, строительству и содержанию зимних автомобильных дорог в условиях Сибири и Северо-Востока СССР [1].

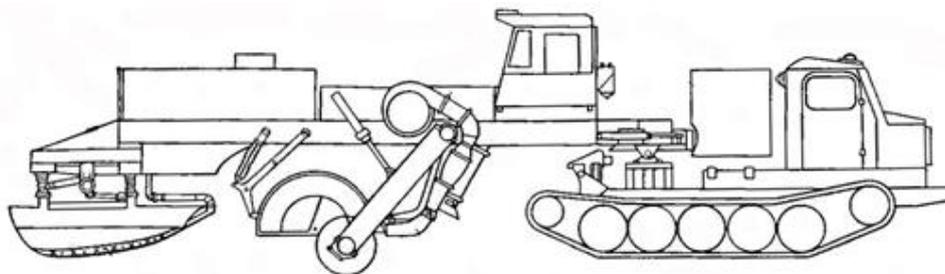


Рис. 1. Трубопровод Россия – Китай

В разное время, отдельно от крупных НИИ, строительством зимних дорог и аэродромов занимались отечественные ученые: И.С. Вайсберг, В.Э. Ронгонен, Н.Н. Карнаухов, В.В. Котельников, Ш.М. Мерданов, Д.Н. Устюгов и др. [2–6].

Как показал анализ существующих разработок [7, 8], при строительстве зимников и аэродромов целесообразно использовать специальные снегоуплотняющие машины.

Известны снегоуплотняющие машины СТМ-1, СТМ-2 (рис. 2, а), СТМ-2А (рис. 2, б) и МСТ 0282 (рис. 2, в).



а



б



в

Рис. 2. Снегоуплотняющие машины: а – термовибрационная машина СТМ-2;
б – термовибрационная снегоуплотняющая машина СТМ-2А;
в – снегоуплотняющая машина для строительства зимних дорог МСТ-0282

Наиболее успешным проектом в настоящее время является «Полярный слон» (рис. 3). Это российская разработка Д.Н. Устюгова, позволяющая строить зимники со скоростью 25 км/сут.

шириной до 5 м, однако стоимость данной машины составляет порядка 30 млн руб., что является существенной статьей затрат в бюджете компаний. Следовательно, существует потребность в разработке машины, не уступающей по техническим характеристикам, стоимости производства и эксплуатации в разы меньше.

Для процесса возведения снежоледовых дорог и аэродромов разработана мобильная установка [9] на базе гусеничного снегоболотохода Урал-5920 (рис. 4) со следующим комплектом оборудования: шнекороторный снегоочиститель, транспортер подачи снега, подогреватель, рабочий орган предварительного уплотнения, прицепной пневмоколесный виброкаток и агрегат для нанесения насечек на дорожное полотно (рис. 5).



Рис. 3. Дорожно-строительный комплекс «Полярный слон»



Рис. 4. Гусеничный снегоболотоход Урал-5920

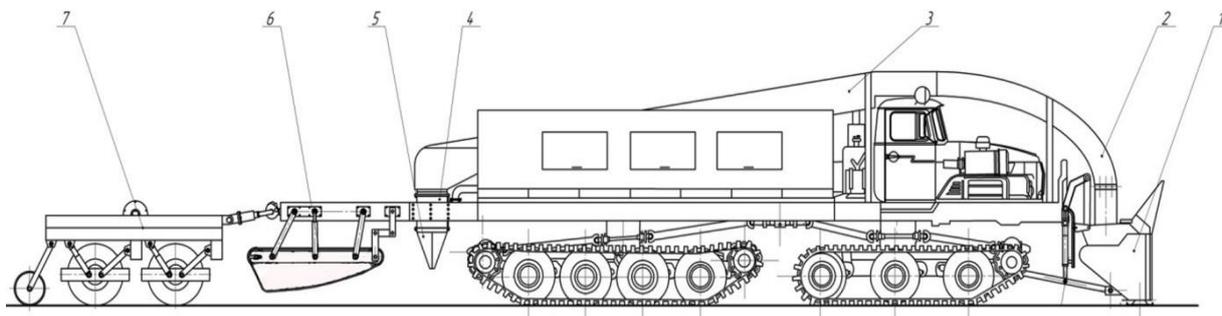


Рис. 5. Мобильная универсальная установка для строительства зимних дорог:
 1 – шнекороторный снегоочиститель; 2 – патрубок; 3 – транспортер;
 4 – газовая горелка; 5 – насадка; 6 – рабочий орган предварительного уплотнения;
 7 – прицепной пневмоколесный виброркаток

Данная мобильная установка позволит за один проход соорудить снежоледовую дорогу шириной до трех м. При этом ориентировочная стоимость – в 3–4 раза меньше стоимости установки «Полярный слон».

Список литературы

1. ВСН 137-89. Проектирование, строительство и содержание зимних автомобильных дорог в условиях Сибири и Северо-Востока СССР.
2. Вайсберг И.С. Выбор параметров и создание виброуплотнителей для строительства снежоледяных дорожных покрытий : дис. ... канд. техн. наук. Красноярск, 1982. 187 с.
3. Суховский А.Б. Машины для возведения снежоледяных покрытий. Строительные и дорожные машины. М., 1978. 12–14 с.
4. Котельников В.В. Выбор скоростных режимов уплотнения снега дорожными машинами : дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2000. 136 с.
5. Мерданов Ш.М. Научные основы создания комплексов машин для строительства временных зимних дорог в районах Севера и Сибири : автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень, 2010. 38 с.
6. Пат. 2296834 Российская Федерация, МПК Е 01 Н 4/00. Установка для строительства снежноуплотненных дорог и взлетно-посадочных полос / Д.Н. Устюгов; заявитель и патентообладатель Д.Н. Устюгов. № 2005139940/11; заявл. 21.12.05; опубл. 10.04.07, Бюл. № 10. 20 с.
7. Анализ источников увлажнения снега при сооружении зимних автодорог / Ю.Г. Серебrenникова, Ю.Ф. Кайзер, А.В. Лысянников [и др.] // Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса : материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. Новокузнецк, 2014. С. 307–309.
8. Артёменко В.А., Лысянников А.В., Кайзер Ю.Ф. Краткий анализ научных работ в области уплотнения дорожных покрытий из различных материалов // Молодежь и наука: проспект Свободный : материалы Междунар. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Красноярск, 2015. С. 4–5.
9. Универсальная установка для строительства зимних дорог / Ю.Г. Серебrenникова, Ю.Ф. Кайзер, Р.Б. Желукевич, М.А. Плахотникова [и др.] // Изв. ТулГУ. Сер. Технические науки. Вып. 8 : в 2 ч. Ч. 2. 2015. С. 92–99.

Е.А. Головина

Научный руководитель – *М.А. Плахотникова, Сибирский федеральный университет*

АНАЛИЗ ПРОТИВООБЛЕДЕНИТЕЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Обледенение воздушных судов (ВС) – одно из наиболее опасных воздействий внешней среды, которое существенно влияет на безопасность полетов. Образование плотной корки льда на фюзеляже и оперении ухудшает аэродинамические характеристики и летные качества ВС, так как происходит искажение обтекания поверхности ВС воздушным потоком и увеличивается лобовое сопротивление. Это лишает ВС устойчивости полета, снижает его управляемость. Для предотвращения накопления льда, снега, слякоти, инея на критических поверхностях ВС (плоскости крыла, передняя кромка крыла, плоскости горизонтального и вертикального стабилизаторов, руль направления, руль высоты, спойлеры, предкрылки, закрылки, фюзеляж, гондолы и воздухозаборники двигателей) перед полетом проводится противообледенительная обработка специальными противообледенительными жидкостями (ПОЖ). В настоящее время широкое применение нашли такие ПОЖ, как «Арктика ДГ», «ОСТАFLO EG», «Safewing MP II FLIGHT», «Max Flight 04», которые представляют собой растворы гликоля в воде с различными добавками для улучшения эксплуатационных свойств (температура замерзания, вязкость и коррозионная активность). Данные противообледенительные жидкости из-за наличия гликоля (моноэтиленгликоль, диэтиленгликоль, пропиленгликоль) имеют температуру замерзания значительно ниже, чем у воды, и применяются как для удаления снежно-ледяных отложений с поверхностей ВС (в нагретом виде), так и для защиты от них перед полетом (в холодном виде).

Экологическая опасность представленных технологических жидкостей связана в первую очередь с высокой токсичностью гликолей. Эти виды отходов образуются в огромных количествах: в год в зависимости от размера аэропорта и климатических условий потребляется несколько миллионов литров ПОЖ. При отсутствии системы сбора этих жидкостей на аэродромах в почву уходят десятки тысяч тонн токсинов. В США подсчитано, что каждый год от отравления этими веществами погибает до десяти тысяч домашних животных. Кроме гликолей в состав ПОЖ входят и другие не менее токсичные компоненты, такие как ацетат калия и ацетат натрия, а также ингибиторы коррозии, представляющие собой ядовитые вещества, наносящие вред здоровью человека и природе. Несмотря на то, что эти реагенты поддаются биологическому разложению, попадая в водоемы через дренажную систему аэродрома, они повышают потребление кислорода, вызывают рост биогенных веществ, нарушают экосистемы и полностью уничтожают водоем [1]. ПОЖ на основе гликолей относятся к третьему классу опасности для окружающей среды и подлежат обязательной утилизации.

За рубежом уделяется большое внимание вопросам охраны окружающей среды, так как экологические платежи за загрязнение ПОЖ соизмеримы со стоимостью самой жидкости. В связи с этим применяются всевозможные меры уменьшения вредного воздействия: сокращение количества потребляемой ПОЖ, сбор и переработка отработанной ПОЖ, применение экологически чистых ПОЖ. Первым в Европе провайдером наземного обслуживания, разработавшим, сертифицировавшим и начавшим производство собственной экологически чистой противообледенительной жидкости первого типа «Defrosol ADF», стала компания «Baltic Ground Services». «Defrosol ADF» – это прекрасный пример того, как компания, основываясь на собственном опыте и знаниях, может самостоятельно разработать и предложить рынку более качественный и одновременно более выгодный по сравнению с конкурентами продукт. Сертифицированная в мае 2013 г. североамериканскими исследовательскими лабораториями «AMIL» и «SMI» противообледенительная жидкость основана на натуральных материалах, полученных из возобновляемых источников. Использование глицерина вместо монопропиленгликоля позволило уменьшить выброс углерода во время противообледенительной обработки ВС, тем самым заметно уменьшив негативное воздействие на окружающую среду. Помимо экологических характеристик, «Defrosol ADF» также обладает низкой водной токсичностью и более высокими антикоррозийными свойствами, о чем свидетельствуют многочисленные эксперименты. Производство и использование «Defrosol ADF» началось с осени 2013 г. [2].

Отечественными противообледенительными жидкостями нового поколения являются «Дефрост ЭКО 1», «Дефрост ЭКО 4» и «Дефрост ЭКО Универсальный», разработанные компанией ООО «Оксайд» совместно с доктором технических наук, профессором В.А. Орловым и производимые в настоящее время на производственных мощностях компании ООО «Оксайд» в Санкт-Петербурге. Эти продукты не только экологически безопасны (время их полного биоразложения – от 14 до 40 дней) по сравнению с традиционными гликолевыми ПОЖ, они более эффективны и экономически выгодны. К тому же данные ПОЖ не нуждаются в утилизации и не требуют дополнительного нагрева перед обработкой ВС [3]. Основанная на уникальной формуле ПОЖ «Дефрост ЭКО 1» получила одобрение в Международном сертификационном центре «AMIL» и в ГосНИИ ГА и, в соответствии с «Перечнем противообледенительных жидкостей (ПОЖ), разрешенных к применению для защиты от наземного обледенения ВС ГА в осеннее-зимнем сезоне 2015–2016 гг.», допущена к использованию [4].

В результате проведенного анализа противообледенительных жидкостей нового поколения установлено, что применение современных безгликолевых ПОЖ:

- уменьшает вредное воздействие на окружающую среду и создает возможность для оздоровления территорий вокруг аэропортов;
- исключает необходимость установки и обслуживания дорогих очистных сооружений;
- сводит к нулю необходимость в экстразащите для обслуживающего персонала и в экстренных мерах безопасности при хранении и заправке специальной техники;
- ускоряет процесс подготовки оборудования перед обработкой самолета;
- уменьшает финансовые затраты;
- способствует экономии нефти и нефтепродуктов.

К тому же переход на безгликолевые ПОЖ дает возможность авиационной отрасли России выйти на международный уровень.

Список литературы

1. Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда для аэропортов от 30.04.2007. URL: http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/eb6967804885587d8054d26a6515bb18/Airports%20-%20Russian%20-%20Final_.pdf?MOD=AJPERES.
2. Авиационные решения для авиакомпаний. URL: <http://www.aviasg.com/ru/>.
3. Дефрост. Антиобледенительные решения. URL: <http://www.vpp.aero/>.
4. Перечень противообледенительных жидкостей (ПОЖ), разрешенных к применению для защиты от наземного обледенения ВС ГА в осеннее-зимнем сезоне 2015–2016 гг. URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70473996/>.

УДК 624.144.55

Н.С. Игнатович

Научный руководитель – кандидат технических наук *А.В. Лысянников*
Сибирский федеральный университет

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФРАКРАСНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ДЛЯ БОРЬБЫ СО СНЕЖНО-ЛЕДЯНЫМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ НА ДОРОЖНОМ ПОКРЫТИИ

Вопрос о повышении эффективности работ по очистке дорожных покрытий от снежно-ледяных образований является актуальным.

Повсеместно применяемыми способами борьбы со снежно-ледяными образованиями на дорожном покрытии являются тепловой, химический и механический, но они имеют ряд недостатков:

- высокие экономические затраты;
- низкая эффективность удаления снежно-ледяных образований;
- разрушение дорожного покрытия.

Наряду с представленными способами очистки дорожных покрытий от снежно-ледяных образований существует способ очистки с использованием жидких химических реагентов с одновременным воздействием на ледяные отложения ультразвукового излучения [1]. Основным недостатком данного способа является вредное воздействие химического реагента на покрытие, приводящее к его разрушению.

Существует способ борьбы со снежно-ледяными образованиями на дорожном покрытии с использованием комплексного воздействия тепловой и ультразвуковой энергий [2]. Недостатками этого способа являются:

- разрушение верхнего слоя покрытия и плавление герметизирующего материала деформационных швов;
- разрушение покрытия под воздействием мощного ультразвукового излучения;
- сложность обеспечения необходимого надежного контакта между излучателем и очищаемой поверхностью.

Известен способ борьбы со снежно-ледяными образованиями на дорожных покрытиях, заключающийся в использовании устройства, принцип работы которого основан на использовании светогидравлического удара [3]. Однако неконтролируемая интенсивность ударной нагрузки в момент излучения квантовым генератором приводит к образованию кратеров на поверхности покрытия; в связи со сложностью фокусировки излучателя на необходимой высоте слой снежно-ледяных образований отделяется не полностью.

Известно устройство для удаления снежно-ледяных образований с дорожных покрытий при помощи воздействия инфракрасного излучения [4]. При установке данного устройства на автомобиль КАМАЗ-55111 будет обеспечено качественное удаление снежно-ледяных образований с дорожного покрытия, а также значительное снижение затрат за счет экономии энергии, обусловленной особенностью воздействия инфракрасного излучения на снежно-ледяные образования (см. рисунок).

Устройство работает следующим образом: сначала запускают основной ДВС автомобиля и включают генератор инфракрасного излучения, который связан с излучателем. Для того чтобы очистить дорожное покрытие от снежно-ледяных образований используют мощный источник инфракрасного излучения в диапазоне оптической прозрачности льда [4]. Применяется когерентный генератор непрерывного излучения, не фокусируемый луч которого разворачиваемый в пространстве, прогревает поверхность дорожного покрытия за короткий промежуток времени и разрушает адгезионные связи снежно-ледяных образований, которые далее убирают механическим способом. Для того чтобы достичь максимальной эффективности использования инфракрасного излучения, скорость движения автомобиля во время работы устройства не должна превышать 14 км/ч [5].

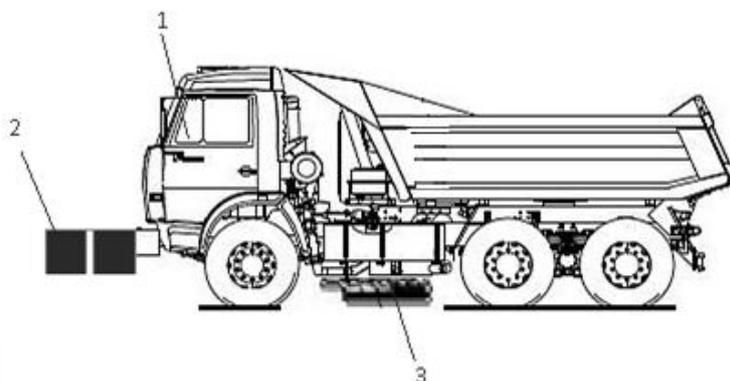


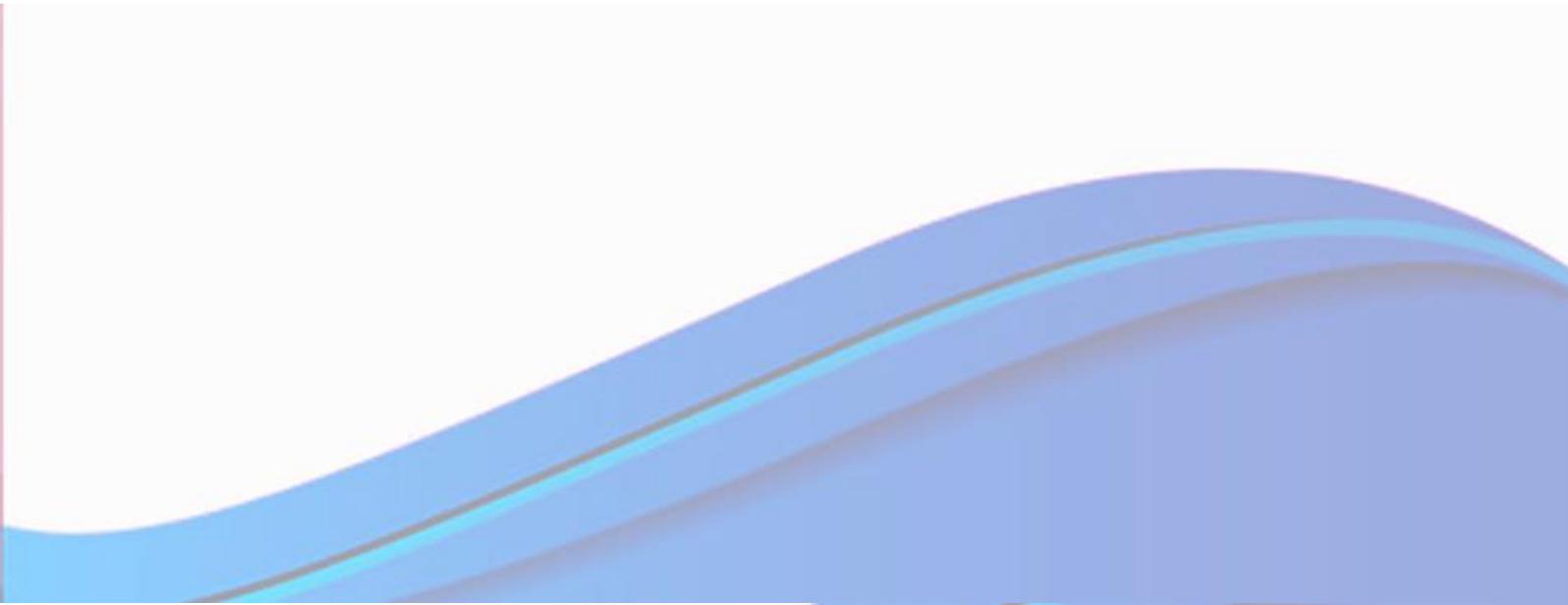
Рисунок. Устройство для удаления снежно-ледяных образований:
1 – базовое шасси КАМАЗ-55111; 2 – излучатель; 3 – отвал

Использование представленного способа удаления снежно-ледяных образований с дорожного покрытия, заключающегося в непрерывном воздействии инфракрасного луча, обеспечит значительное повышение производительности при борьбе со снежно-ледяными образованиями. Кроме того, сократятся затраты на очистку дорожного покрытия от снежно-ледяных образований за счет экономии энергии при частичном плавлении льда (полное плавление льда необходимо при тепловом способе очистки дорожных покрытий) и установленного отвала, который крошит подплавленный лед за счет собственной силы тяжести и конструктивных особенностей.

Список литературы

1. Пат. № 901384 Российская Федерация, E01H5/12. Способ борьбы со снежно-ледяными образованиями и устройство для его осуществления / С.П. Тихонов, А.Б. Ермилов ; заявитель и патентообладатель «Московский автомобильно-дорожный институт» ; заявл. 07.05.1980; опубл. 30.01.1982.
2. Пат. № 1371994 Российская Федерация, E01H5/12. Способ очистки аэродромных и дорожных покрытий от льда / И.А. Путинцев [и др.] ; заявитель и патентообладатель «Государственный комитет СССР по делам изобретений и открытий» ; заявл. 13.10.1980 ; опубл. 07.02.1982.
3. Пат. № 1418391 Российская Федерация, E01H5/12. Способ уборки снежно-ледяного образования с дорожных покрытий / В.С. Крючков ; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Государственный комитет СССР по делам изобретений и открытий»; заявл. 24.02.1987 ; опубл. 23.08.1988.
4. Пат. № 2307889 Российская Федерация, E01H5/10. Способ очистки аэродромных и дорожных покрытий от снежно-ледяных образований / Д.А. Миронюк, В.В. Волков ; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «Воронежское высшее военное авиационное инженерное училище (военный институт)» ; заявл. 09.11.2005 ; опубл. 10.10.2007.
5. Справочник по лазерной технике : пер. с нем. М. : Энергоатомиздат, 1991. 544 с.

НАУЧНЫЕ РАБОТЫ ШКОЛЬНИКОВ



А.Е. Киселёва

Руководитель – учитель химии **В.Э. Волюнкина**

Муниципальное общеобразовательное учреждение «Лицей № 1», г. Ачинск

Научный руководитель – аспирант **Р.А. Ваганов**

Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ УСТАНОВКИ ГИДРОКРЕКИНГА

Перспективный на сегодняшний день процесс гидрокрекинга позволяет получать с высоким выходом широкий ассортимент высококачественных нефтепродуктов практически из любого нефтяного сырья путем подбора соответствующих катализаторов и технологических условий. Эксплуатация лицензионной установки гидрокрекинга предполагает расход тепловых и водных ресурсов, которые, следуя гипотезе, можно сэкономить, внося изменения в работу тепловых потоков посредством более полного использования принципа теплообмена на всех стадиях производства.

Существующая установка гидрокрекинга предполагает подачу тяжелого газойля коксования в специализированный теплообменник, направленный на нагрев исходного сырья от 30 до 150 °С, что подразумевает значительные энергетические и финансовые затраты на использование греющего агента – насыщенного водяного пара [1].

Целью исследования является оптимизация тепловых потоков установки гидрокрекинга для экономии электроэнергии и уменьшения потребления греющего водяного пара.

Модернизация, предложенная в данной работе, основана на перенаправлении выходящего потока парогазовой фазы из сепаратора V-3204 на нагрев поступающего на установку холодного сырья в дополнительно установленном теплообменнике перед теплообменником E-3101/1,2.

Внесенные изменения позволят повысить температуру исходного сырья с 30 до 80 °С за счет охлаждения парогазовой фракции из сепаратора V-3204. Затем поток сырья нагревается от 80 до 150 °С за счет греющего водяного пара.

В результате проведенной модернизации сократится расход греющего водяного пара как в энергосберегающем, так и в экономическом смысле (см. рисунок).

Для подтверждения эффективности модернизации был рассчитан расход насыщенного водяного пара для схемы тепловых потоков до и после предложенных изменений. Методика расчета взята из [2]. Расчеты показали, что при установке дополнительного теплообменника и перенаправлении потока парогазовой фракции на нагрев исходного сырья экономия греющего водяного пара составит 38,27 % в год. Затраты на греющий водяной пар сократятся в 1,62 раза (расход до модернизации – 4 173,107 кг/ч, после модернизации – 2 575,99 кг/ч).

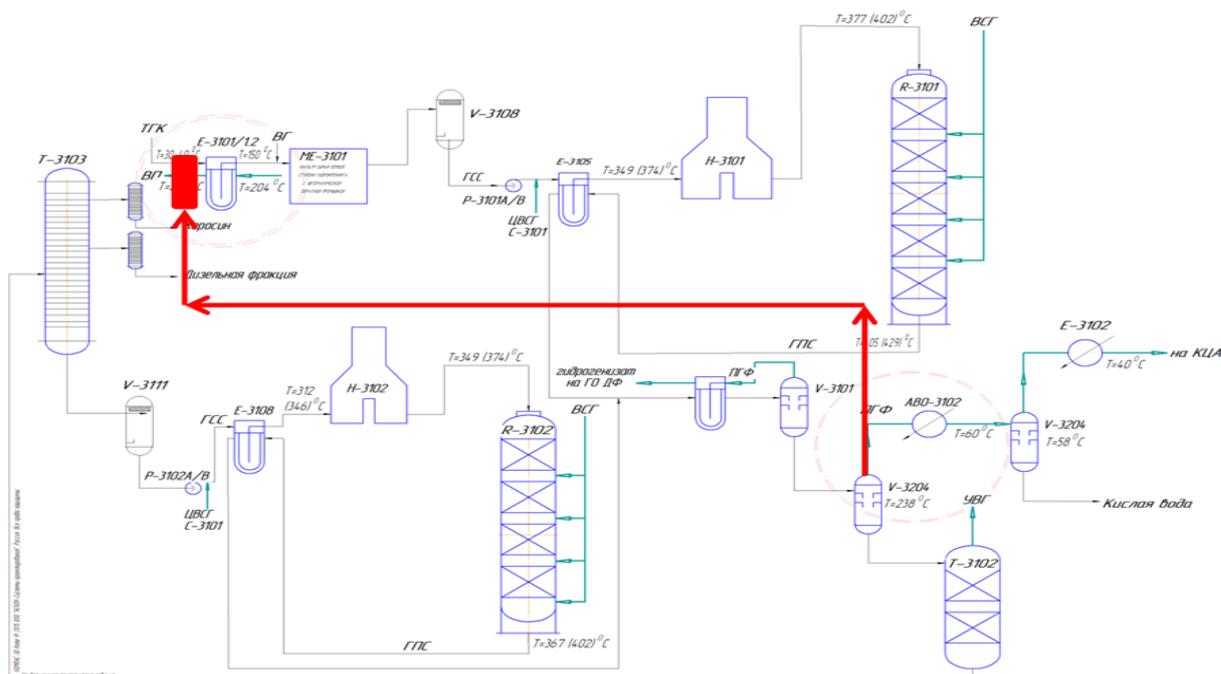


Рисунок. Схема установки после модернизации

Полученные результаты дают возможность проведения дальнейшего исследования, нацеленного на расчет экономических затрат на модернизацию установки, а также расчет экономической выгоды за счет снижения расхода греющего водяного пара и, как следствие, снижения электропотребления и экологической нагрузки.

Работа носит практический характер и может быть использована на нефтеперерабатывающем предприятии.

Список литературы

1. Технологический регламент АНПЗ ВНК «Секция 300 (гидрокрекинг и гидроочистка)».
2. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии : учеб. пособие. Л. : Химия, 1987. 576 с.

А.С. Лузгина

Руководитель – учитель химии, педагог дополнительного образования **Е.В. Селезова**
Краевое государственное автономное общеобразовательное учреждение «Краевая школа-интернат по работе с одаренными детьми "Школа космонавтики"»

Научный руководитель – студент 4-го курса **И.В. Потапенко**
Институт фундаментальной биологии и биотехнологии, Сибирский федеральный университет

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИРОДНЫХ, ИСКУССТВЕННЫХ И СИНТЕТИЧЕСКИХ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Мы живем в удивительном и динамично развивающемся крае, известном на весь мир красотой заповедника «Столбы» и величием реки Енисей. А еще Красноярский край один из регионов, который богат различными природными ископаемыми, в том числе здесь насчитывается более 20 месторождений нефти.

В Красноярском крае ведется большая работа по добыче нефти, поэтому для нашего края актуальна проблема, связанная с загрязнением воды реки Енисей и почвы нефтепродуктами.

В настоящее время нефть и продукты нефтепереработки относятся к наиболее широко распространенным и опасным веществам, загрязняющим природные воды. Нефть поступает в природные воды при перевозке водным путем, со сточными водами предприятий нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей, химической, металлургической и других отраслей промышленности. Неблагоприятное воздействие нефти сказывается различным образом на организм человека, животный и растительный мир, физическое, химическое и биологическое состояние водоемов. Входящие в состав нефти алифатические, нафтеновые и особенно ароматические углеводы оказывают токсическое воздействие на организм, поражая сердечно-сосудистую и нервную системы. Наиболее опасными являются полициклические углеводороды, обладающие канцерогенными свойствами. За последние годы произошло несколько глобальных катастроф – крушение танкеров и сотни тысяч тонн вылитой нефти. В 2002 г. в реки России было сброшено 2,6 млрд м³ неочищенной воды, одним из загрязнений которой были нефть и нефтепродукты [1]. В настоящее время многие акватории уже потеряли способность к самоочищению. В некоторых реках, заливах и бухтах нефть превратила их практически в мертвые районы.

Исследования по проблемам охраны окружающей среды, очистке природной воды от загрязнения нефтью являются актуальными. Так как в настоящее время нефтепродукты являются одним из важнейших энергоносителей для человечества и эта тенденция продлится как минимум ближайшие 20 лет, проблема попадание нефти в гидросферу Земли остается достаточно актуальной.

Из предлагаемых способов ликвидации проливов нефти наиболее эффективен сорбционный [2, 3].

Гипотеза: если сорбционные методы ликвидации нефти наиболее эффективны, то можно применить недорогие, но эффективные сорбенты, которые в дальнейшем будут переработаны.

Цель работы: подобрать оптимальные природные, синтетические и искусственные сорбенты для максимального извлечения нефти и нефтепродуктов с поверхности воды.

Для выполнения работы были поставлены следующие **задачи:**

1. Дать характеристику нефти как химического соединения различных углеводородов.
2. Изучить состав нефти.
3. Охарактеризовать влияние нефти и нефтепродуктов на водные организмы.
2. Изучить методы очистки воды от нефти и нефтепродуктов.
3. Подобрать природные сорбирующие вещества и исследовать способность природных сорбентов извлекать нефть.
4. Подобрать оптимальные искусственные и синтетические сорбенты.
5. Измерить токсичность проб воды после сорбции на люминометре.

В качестве объектов исследования были выбраны природные сорбенты: сено; хвоя ели; кора сосны; опилки, искусственные и синтетические сорбенты: уголь активированный и магнитная жидкость [4].

В процессе исследования влияния нефтяных загрязнений на водные объекты было выявлено следующее.

1. Нефть и нефтяные загрязнения оказывают пагубное воздействие на рост и размножение обитателей водоемов.

2. Из природных сорбирующих материалов (сено, хвоя ели, кора сосны, опилки) лучшими поглощающими свойствами обладает кора сосны и сено, максимальная сорбционная емкость коры составляет – 1,96 г нефти на 1 г сорбента, сена – 1,87 г. Наихудшей сорбционной емкостью обладают опилки, сорбционная емкость составляет 1,16 г на 1 г сорбента.

Природный сорбент с нефтью представляет собой твердую массу, которую можно использовать как топливо.

3. Вода, загрязненная нефтью имеет неприятный сильный запах (5 баллов), перманганатную окисляемость более 16 мг O_2 /л, непригодна для хозяйственных нужд.

4. Природные сорбенты (хвоя, сено, кора, опилки) применимы для очистки воды (пресной) от нефти. Лучшим природным сорбентом является кора.

5. Природный сорбент с нефтью представляет собой твердую массу, которую можно использовать как топливо.

6. Оценена возможность применения искусственных сорбентов (угля активированного) для сбора нефти и нефтепродуктов.

7. Оценена возможность применения синтетических сорбентов (магнитной жидкости) для сбора нефти и нефтепродуктов.

8. Тест на биолуцинометре показал, что наиболее нетоксичной является проба воды после сорбции корой и магнитной жидкостью.

Список литературы

1. Охрана окружающей среды / А.М. Владимиров [и др.]. Л. : Гидрометеоиздат, 1991.
2. ГОСТ 4979-49. Вода хозяйственно-питьевого и промышленного водоснабжения. Методы химического анализа. Отбор, хранение и транспортировка проб. URL: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_4979-49.
3. Способ очистки промышленных вод и вод на нефтяных судах: Бюл. изобретений, RU 2220879 С 1. 2003. № 32. 467 с.
4. Способы получения магнитных жидкостей. URL: <http://magneticliquid.narod.ru/authority/008>.

УДК 681.51:553.98

Б. Мороз, В. Небесный

Руководитель – преподаватель робототехники *А.М. Новикова*

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПОИСКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Современные нефтедобывающие компании планируют полномасштабную разведку и разработку нефтегазовых месторождений в заполярье и на арктических шельфах с привлечением передовых технологий для обеспечения максимальной эффективности геологоразведочных работ и минимального воздействия на окружающую среду.

Помимо этого, значительную часть средств компании тратят на обеспечение безопасности сотрудников в нетрадиционных и сложных коллекторах. Доступ к лучшим технологиям повышает уровень безопасности и снижает влияние человеческого фактора на ход работ, ускоряет результативность разведки углеводородов [1].

Проблематика. В настоящее время существуют проблемы в разведывательной деятельности: высокий риск для людей в экстремальных условиях; невозможность нефтеразведки в труднодоступных местах; большая загруженность людей.

Гипотеза. Разведку углеводородов можно частично либо полностью автоматизировать, а также сделать сам процесс эффективнее и быстрее.

Целью нашего проекта является усовершенствование процесса геологоразведочных работ, разработка и создание прототипа автономной системы, используемой для разведки нефтяных месторождений в труднодоступных природных зонах.

Задачи:

- изучить принципы разведки нефтяных месторождений;

- выявить недостатки используемых принципов;
- разработать усовершенствованный алгоритм работы системы;
- определить функциональность и потенциал системы;
- разработать виртуальную модель.
- собрать модель прототипа опытного образца (без учета материалов, используемых в реальных условиях, в дальнейшем тема будет проработана);

Поиски и разведка – это совокупность работ по открытию месторождений полезных ископаемых и оценки пригодности их для промышленной разработки.

Основными вопросами при разведке месторождений полезных ископаемых являются:

- определение формы и объема промышленной части месторождения. В зависимости от размеров изученной части месторождения подсчитываются те или иные запасы полезного ископаемого;
- установление качественной характеристики полезного ископаемого в тесной связи с техническими требованиями к сырью;
- выявление природных факторов, определяющих условия эксплуатации (состав и взаимоотношение пород, вмещающих месторождение, углы падения пород, обводненность месторождений, твердость и трещиноватость пород).

На сегодняшний день известны такие методы разведки:

- гравитационная разведка основана на зависимости силы тяжести от плотности горных пород: породы, насыщенные нефтью или газом, имеют меньшую плотность, чем те же породы, содержащие воду. Задача геофизиков – найти места с аномально низкой силой тяжести;
- магниторазведка основана на различной магнитной проницаемости горных пород. Аэромагнитная съемка позволяет выявить антиклинали – природные геологические ловушки для мигрирующих углеводородов на глубине до 7 км;
- сейморазведка определяет структуру залегания пород с помощью искусственно создаваемых упругих колебаний (сейсмических волн) при прохождении сквозь земную толщу. С точки зрения физики это те же звуковые волны, что и на поверхности, возникшие в результате возмущения среды и отразившиеся от какой-либо поверхности. Отраженные в виде эха сейсмические волны улавливаются сейсмоприемниками. Сейморазведку применяют не только для поиска структур, которые могут содержать углеводороды, но и для выбора оптимального места бурения разведочных скважин. Часто для повышения надежности прогнозирования сейсмический метод сочетают с бурением [2].

Существуют также геохимические методы поиска залежей углеводородов, основанные на изучении химического состава подземных вод и содержания в них растворенных газов и органических веществ – по мере приближения к залежи концентрация этих компонентов в водах возрастает.

При подробном рассмотрении всех методов разведки нефтяных месторождений был выявлен самый эффективный и удобный способ – это сейморазведка. Этот способ является совокупностью геофизических методов разведки, основанных на возбуждении и регистрации сейсмических волн разных типов с целью изучения строения, вещественного состава и напряженного состояния земных недр (рис. 1).

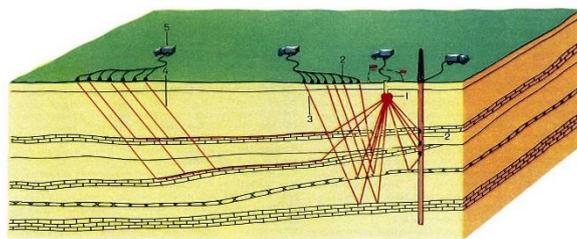


Рис. 1

Возбуждение сейсмических колебаний осуществляется на суше с помощью взрывов, механических ударов или вибраторов, на море – с помощью пневматических или электроискровых источников. Регистрация колебаний производится группами сейсмоприемников. Механические колебания почвы, преобразованные сейсмоприемниками в электрический сигнал, по соединительным линиям или по радио передаются на передвижную сейсморазведочную станцию. Здесь они усиливаются, частично отфильтровываются от помех и записываются в цифровом виде. По серии последовательно зарегистрированных и обработанных сейсмических волн строится сейсмический разрез земной коры в месте наблюдения, по картам отдельных сейсмических границ выявляются погребенные структуры с амплитудами до нескольких десятков метров [3].

При рассмотрении процесса поиска нефти были установлены следующие проблемы:

1. Высокий риск для людей в экстремальных условиях. Характеризуется трудностью работы при очень холодных температурах, осложнение связи с командным центром и, как следствие, ослабление снабжения всем необходимым [4].

2. Невозможность нефтеразведки в труднодоступных местах. Например, при освоении месторождений в заболоченных местностях и на морском шельфе.

3. Большая загруженность людей из-за большого количества переносимых вещей (личные вещи, приборы и др.) и загруженности территории.

Мы решили предложить свой вариант решения этой проблемы – создание автоматической системы для поиска нефтяных месторождений.

Самостоятельно робот будет осуществлять сейсмическую и геохимическую разведку. Для этого он будет снабжен источниками колебаний, приемниками отраженных и преломленных волн, отсеками для проб воды и почвы. В отличие от современного способа разведки нефтегазовых месторождений наш робот будет работать автономно (не требуется присутствие человека), испускание и принятие сигналов будет производиться по мере передвижения робота. Параллельно испусканию импульсов он будет принимать отраженные и преломленные сигналы, совмещая метод отраженных волн с методом преломленных. Это обеспечит большую точность (до 1–2 %) и глубинность разведки. Благодаря безостановочному движению увеличится скорость проведения исследований, спутниковая связь с базой обеспечит одновременный анализ полученных данных. По завершении разведки робот в автономном порядке возвращается на исходную позицию либо, при получении соответствующих команд с базы, приступает к сбору проб на наиболее перспективных участках для проведения геохимических анализов почвы и воды.

Робот будет приводиться в движение электромоторами. Редкоземельные магниты, используемые в моторах, позволяют добиться общей мощности минимум в 150 л.с. и крутящего момента в 500 Н·м. Электромоторы питаются от аккумуляторов (57), которые обеспечивают роботу запас хода [5]. Для пополнения заряда аккумуляторов в полевых условиях робот будет оснащен солнечными батареями. Управляется робот по защищенному радиоканалу. В случае обрыва радиосигнала предусмотрена автономная работа системы и запись полученных данных на внутреннюю память либо немедленное возвращение на базу. Робот будет защищен от ударов и повреждений композитной дисперсно-керамической броней, использование которой совместно с алюминиевым корпусом обеспечивает небольшой вес всей машины. Проектирование производилось в программе AutoCAD (рис. 2).

Сборка модели прототипа опытного образца (рис. 3, 4) была осуществлена на базе робототехнического конструктора NXT.

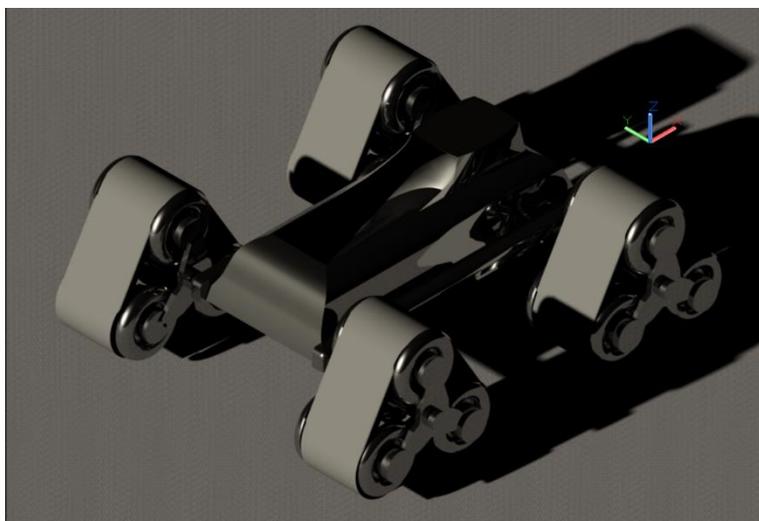


Рис. 2

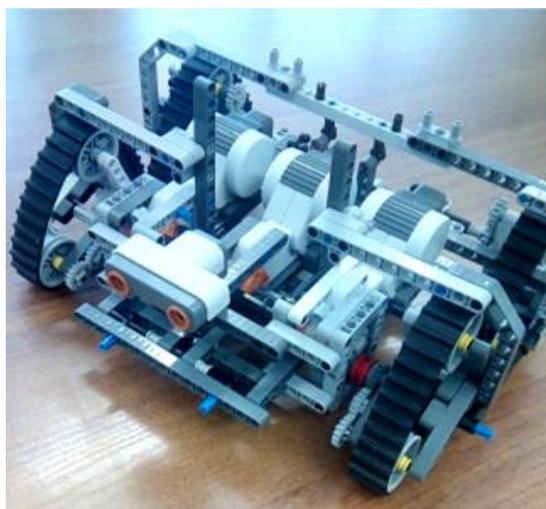


Рис. 3

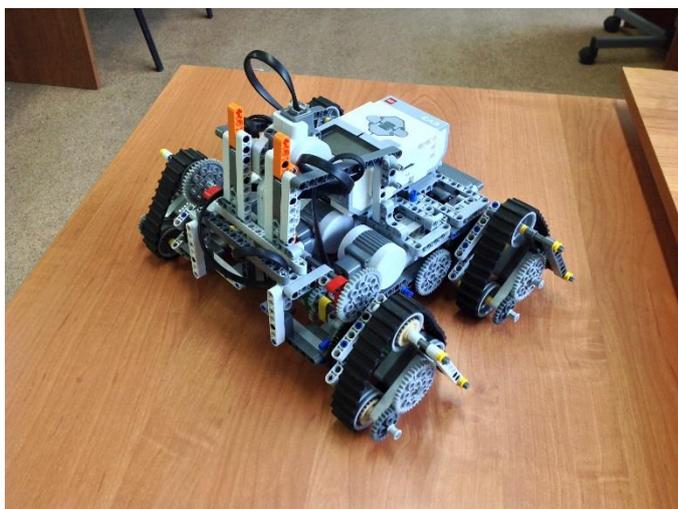


Рис. 4

Плюсы установки:

- ускорение процесса разведки. Полностью мобильная установка способна быстро перемещаться на новое место, нет затрат времени на установку оборудования;
- доступ к залежам углеводородов в труднодоступных местах. Хорошая проходимость установки помогает передвигаться как в заболоченных местностях, так и под водой;
- отсутствие человеческого фактора делает работы независимыми от погодных условий, повышает уровень безопасности личного состава;
- повышение качества полученных данных по средствам повышенной плотности испускаемых волн.

Список литературы

1. Перспективы развития и стратегия. URL: <http://www.rosneft.ru>.
2. Ванкор. Первые десять: Земля. Нефть. Люди.-В17. Красноярск : ООО ИПК «Платина», 2014. 176 с.
3. Сейсморазведка. URL: http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog/16226/СЕЙСМОРАЗВЕДКА.
4. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник. 7-е изд., стер. М. : Издат. центр «Академия», 2013. 352 с.
5. Беспилотный боевой робот. URL: <http://www.habrahabr.ru/company/alconost/blog/180793/>.

УДК 62-5

И.И. Попов, Р.И. Задолнин

Руководитель – *А. Фильнова*

Муниципальное автономное общеобразовательное учреждение «Лицей № 7»

БЕСПИЛОТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Целью работы является оптимизация технологии беспилотного летательного мониторинга трубопроводов. Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- 1) проведение сравнительного анализа различных видов мониторинга;
- 2) выявление преимуществ беспилотного мониторинга;
- 3) разработка метода сокращения времени мониторинга трубопровода.

Процессы взаимодействия газопроводов и нефтепроводов с окружающей средой идут на больших территориях. Оперативно оценить их масштабы и состояние можно лишь на основе применения дистанционных, в первую очередь аэрокосмических методов, позволяющих получать принципиально новую по качеству и полноте информацию не только в контрольных точках, но, что особенно важно, по всей трассе в целом.

Среди основных задач, решаемых с помощью аэро- и космосъемки, можно выделить следующие:

- выявление нарушений технического состояния объекта;
- выявление незаконных врезок в трубопровод;
- контроль экологического состояния природной среды вдоль трассы магистрального трубопровода;
- анализ участков перехода трубопроводов через водные преграды, автодорожные и железнодорожные переходы;
- исследование современных экзогенных процессов (сели, оползни, обвалы и др.);
- изучение активных разломов и современных движений земной коры, их влияния на трубопровод;
- составление карт грунтов, зон подтоплений, обводненных участков, областей засолений, коррозийных опасных сред, промерзающих и оттаивающих грунтов и др.;
- выделение участков для первоочередного диагностического исследования.

Беспилотные летательные аппараты (БЛА) выгодно отличаются от пилотируемых летательных аппаратов:

- удобством эксплуатации;
- малыми размерами;
- низкой акустической, визуальной заметностью;
- не требуют специально подготовленной посадочной площадки;
- не требуют специально подготовленного пилота;
- осуществляют воздушный мониторинг при различных метеоусловиях в любое время суток;
- стоимость беспилотного аппарата, его обслуживание гораздо дешевле, чем предназначенного для этих же целей пилотируемого технического средства;
- отсутствуют расходы по оплате работы пилота.

Таким образом, на сегодняшний день беспилотные летательные аппараты являются наиболее пригодными для качественного мониторинга трубопроводов.

Существует несколько моделей беспилотных летательных аппаратов. Самой распространенной и востребованной является модель БЛА ZALA 421–16.

Модель БЛА ZALA 421–16 – это беспилотный самолет тактической дальности с системой автоматического управления (автопилот), навигационной системой с инерциальной коррекцией (GPS/ГЛОНАСС), встроенной цифровой системой телеметрии, навигационными огнями, встроенным трехосевым магнитометром, модулем удержания и активного сопровождения цели (модуль АС), цифровым встроенным фотоаппаратом, цифровым широкополосным виде-

опередатчиком С-OFDM-модуляции, радиомодемом с приемником СНС <Диагональ ВОЗДУХ> с возможностью работы без сигнала СНС (радиодальномер), системой самодиагностики, отцепом парашюта и поисковым передатчиком (рис. 1, табл. 1).

На сегодняшний день в России для мониторинга нефте- и газопроводов используют вертолет МИ-8, который управляется двумя пилотами, а специалист осуществляет мониторинг. Специалисты ЗАО «Ванкорнефть» постепенно внедряют метод беспилотного мониторинга ввиду его неоспоримых достоинств. Но беспилотные самолеты контролируют большую протяженность магистрали нефтепровода. Одной из важных проблем, на наш взгляд, является то, что порыв трубопровода может произойти почти сразу после мониторинга на уже проверенном участке. И отследить его в этой ситуации будет крайне трудно, так как участок проверен и аппарат улетел.

Для решения возникшей проблемы мы предлагаем усовершенствовать технологию мониторинга беспилотными летательными аппаратами. Наш метод заключается в следующем: мы предлагаем увеличить количество беспилотных самолетов, используемых на нефтетрассе, тем самым уменьшить время получения информации. Попутно, мы предлагаем дополнить обучение в вузах для получения квалифицированных специалистов по управлению БЛА, тем самым сэкономить средства на аренде уже готовых специалистов. По всей длине нефтепровода располагаются подогреватели нефти, расстояние между которыми 190 км. Также мы предполагаем, что через нефтяную печь и контрольный пункт будут стоять антенны с радиусом действия 400 км. Это и есть оптимальный участок исследования для беспилотных самолетов. Такой участок можно облететь за короткий промежуток времени несколько раз в сутки, если есть необходимость. Таким образом, проверку можно проводить довольно часто и быстро, имея всегда актуальную информацию о состоянии трубопровода по всей длине магистрали. Самолет передает данные диспетчеру, и если произошла аварийная ситуация, своевременное обнаружение ее и выезд специалистов позволит избежать экологических и экономических проблем.

Таблица 1

Характеристика БЛА ZALA 421-16

Показатель	Количество
Продолжительность полета	4 ч
Размах крыла	1 680 мм
Максимальная высота полета	3 000 м
Посадка	Парашют
Скорость	130–200 км/ч
Максимальная взлетная масса	16 кг
Тип двигателя	ДВС тянущий



Рис. 1. Модель БЛА ZALA 421-16

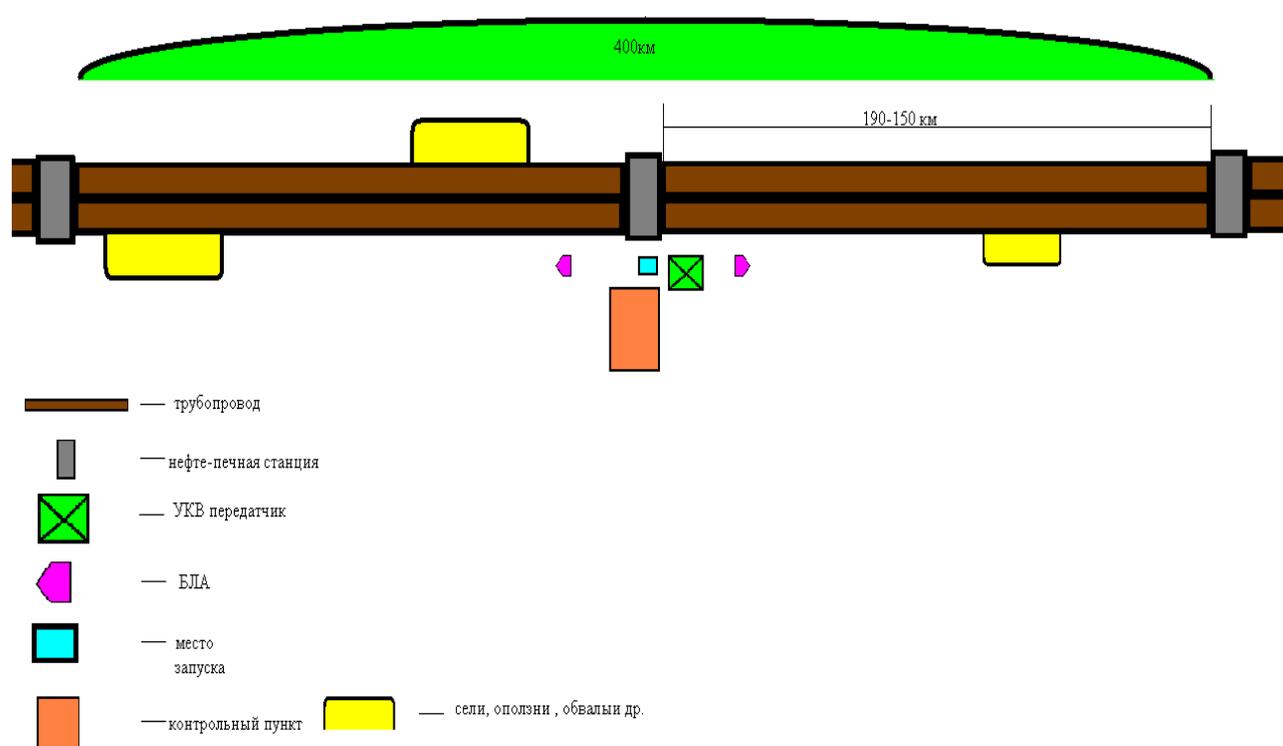


Рис. 2. Участок для мониторинга беспилотным летательным аппаратом

Во время диагностики почвы аппарат провозит фотосъемку. После прибытия на контрольный пункт данные собираются, проводится их анализ.

На рис. 2 представлен участок для мониторинга беспилотным летательным аппаратом.

Проводятся:

- заправка двигателя;
- проверка технического состояния;
- проверка технического состояния датчиков;
- включение датчиков;
- запуск системы проверки трубопровода;

- если найден дефект, то делается фото дефекта;
- отправка данных диспетчеру;
- отправка диспетчером данных на базу;
- выезд группы и устраняется дефект;
- беспилотный летательный аппарат прилетает в зону вылета;
- выбрасывает парашютное устройство спускается в зону вылета.

Экономический расчет. В ходе работы были произведены расчеты экономических затрат на данную систему (табл. 2).

Таблица 2

Экономический расчет себестоимости использования БЛА ZALA 421-16

Позиция	Стоимость, руб.
Устройство для запуска «Беспилотный летательный аппарат»	2 200 000
Датчик	45 000
Плата «Ардуин»	5 000
Ноутбук	50 000
Всего	2 300 000

В табл. 3–5 представлены сравнительные характеристики БЛА ZALA 421-16 и вертолета МИ-8.

Таблица 3

Сравнение характеристик с вертолетом МИ-8

Показатель	БЛА ZALA 421-16	МИ-8 (аренда)
Стоимость 1 шт., руб.	2 200 000	140 000
Наличие датчиков	Есть	Нет
Скорость, км/ч	190	180
Время полета	4–8	4

Длина трубопровода Ухта – Ярославль 1 500 км, на этом участке находится 8 печек.

Таблица 4

Сравнение с вертолетом МИ-8 на участке Ухта – Ярославль

Показатель	БЛА ZALA 421-16	МИ-8 (аренда)
Количество аппаратов для полной диагностики трубопровода, шт.	14	2
Полное время полета, ч	1	7
Стоимость всех аппаратов, руб.	30 800 000	1 960 000

Среднее количество вылетов в месяц – 12.

Таблица 5

Сравнение с вертолетом МИ-8 на участке Ухта – Ярославль за 1 и 2 месяца

Показатель	БЛА ZALA 421-16	МИ-8 (аренда)
Общая стоимость полетов в месяц, руб.	33 000 000	23 520 000
Общая стоимость полетов за 2 месяца, руб.	36 000 000	47 040 000

В ходе работы мы провели сравнительный анализ основных видов мониторинга систем нефтепроводов, показали преимущества беспилотного летательного мониторинга на примере модели самолета БЛА ZALA 421-16, разработали способ оптимизации технологии беспилотного летательного мониторинга нефте- и газопроводов.

В перспективе продолжения работы по данной теме предполагается создание компьютерной модели участка нефтепровода, контролируемого беспилотным самолетом.

С помощью нашего метода мы уменьшаем время поиска уже проявившейся проблемы, исполняем работу геотехнологической службы, которая следит за почвой, находящейся под трубой, что важно, как и состояние самого трубопровода.

Аналоги по нахождению проблемы трубопровода – это срочная служба компании, которая облетает участок на самолете.

УДК 543.544-414.5

В.В. Тимченко

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент *Е.И. Лесик*
Сибирский федеральный университет

ИЗУЧЕНИЕ И СРАВНЕНИЕ НЕФТЕПОГЛАЩАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СОРБЕНТОВ ПРИ РАЗЛИВАХ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ АКВАТОРИЯХ

Одним из наиболее масштабных загрязнений окружающей природной среды является загрязнение почв и водоемов нефтепродуктами в ходе перевозки, добычи, транспортировки и аварийных ситуациях, которые приводят к деградации водоемов, почв и, соответственно, уничтожению биоценозов на загрязненных территориях.

Применяемые в настоящее время методы очистки механического извлечения, выжигания, засыпания и захоронения нефти не отвечают требованиям быстрой, безопасной и экологичной ликвидации загрязнения.

В соответствии с «Энергетической стратегией РФ на период до 2020 г.» освоение нефтегазовых месторождений на шельфе северных и дальневосточных морей является одним из стратегических направлений развития экономики Российской Федерации. Разведанные запасы на шельфе Северного Ледовитого океана составляют 25 % мировых запасов углеводородного сырья. На нашем Северном шельфе содержится четверть запасов нефти и половина запасов газа России. Распределены они следующим образом: Баренцево море – 49 %, Карское – 35 %, Охотское – 15 %, лишь менее 1 % находится в Балтийском море и на нашем участке Каспия [1].

Добыча нефти на шельфе, а также ее транспортировка по водным акваториям сопровождаются рисками разливов вследствие аварий, чрезвычайных ситуаций природного характера, криминальных врезок, военных действий и террористических актов. Сегодня в России добывается ежегодно около 400 млн. т. нефти, из которых от 1,5 % до 10 % теряется при добыче и транспортировке. Это составляет 4,5 % млн т за год [2]. Если в результате работ по ликвидации последствий нефтяных разливов фактически весь объем разлитой нефти будет собран, то реальный экологический и экономический эффект будет высок.

Особенно опасны разливы нефти на водных системах. Поскольку нефть легче воды, она растекается по воде тонкой пленкой на значительную площадь. Через 10 мин. после того как в воде оказалась 1 т нефти, образуется нефтяное пятно, толщина которого составляет 10 мм. Со временем толщина пленки уменьшается (до менее 1 мм), в то время площадь пятна расширяется и способна покрыть площадь до 12 км². Дальнейшие изменения происходят под воздействием ветра, волн и погоды. Разливы нефти сопровождаются массовой гибелью морских млекопитающих, птиц, рептилий. Наносится ущерб рыбному промыслу. Залитые нефтью берега вредят прибрежной экосистеме, в северных регионах часто непоправимо. Нефтяная пленка, попадая на поверхность воды, изменяет состав спектра и интенсивность проникновения в воду света. При этом нарушается обмен энергией, теплом, влагой, газами между океаном и атмосферой, что оказывает губительное влияние на биоценоз Мирового океана.

Одним из эффективных методов сбора разливов нефти является сорбция пористыми материалами – сорбентами.

Цель работы: провести сравнительную оценку эффективности очистки адсорбентами водных экосистем от нефтепродуктов в условиях низких температур.

Задачи работы:

- установить закономерности сорбции нефтепродуктов адсорбентами в зависимости от температуры;
- обосновать выбор адсорбента, рекомендуемого для очистки водоемов и почв от нефтепродуктов в условиях Северных широт.

Использование сорбентов для сбора разливов нефти на водных системах. Сорбенты – твердые тела или жидкости, избирательно поглощающие (сорбирующие) из окружающей среды газы, пары или растворенные вещества [3]. Сорбенты предназначены для сбора нефти и различных нефтепродуктов, неполярных жидкостей, растворителей, токсичных жидкостей, агрессивных веществ и топлива с различных поверхностей:

- почв и грунтовых поверхностей;
- водоемов и акватории;
- отвалов, склонов;
- технических резервуаров;
- промышленных сточных вод.

В зависимости от характера сорбции различают абсорбенты-тела,

- образующие с поглощенным веществом твердый или жидкий раствор;
- поглощающие (сгущающие) вещество на своей (обычно сильно развитой) поверхности.

Основной характеристикой сорбентов является их сорбционная (поглощающая способность). Время сорбции зависит от химического состава и вязкости разлитых жидкостей, их объема, температуры условий окружающей среды и может составлять от нескольких минут до одного часа и более.

Сорбенты различаются:

1. По механизму удаления нефти. Для некоторых доминирует физическая поверхностная сорбция. Здесь сбор нефти происходит за счет адгезии (скрепление двух веществ) на поверхности частиц сорбента. В этом случае количество поглощаемых нефтепродуктов определяется величиной удельной поверхности материала и ее свойствами. Как показывают литературные данные, такой механизм сбора нефти и нефтепродуктов реализуется для порошковых и гранулированных материалов с закрытой пористой структурой и материалов, в которых поры по размеру недоступны для молекул удаляемого вещества. Характерным примером этого механизма является сбор нефти с помощью специальной порошковой смолы (размер частиц менее 1 мм).

Измельчение сорбирующего материала является наиболее простым способом увеличения площади его поверхности и поглотительной способности по отношению к нефти и нефтепродуктам.

При измельчении может достигаться критический размер частиц сорбента, когда процесс смачивания нефтью прекращается и сорбция не происходит. Реальный предел измельчения в технологии производства нефтяных сорбентов зависит от природы используемого материала и составляет не менее 0,1 мкм.

2. По структурному типу сорбенты делятся на волокнистые и объемно-пористые (с закрытой или открытой структурой пор). Волокнистые материалы представляют собой систему хаотично уложенных свободно распределенных в пространстве тонких нитей. Они, как правило, имеют пространственно неориентированную структуру, позволяющую загрязнениям контактировать с большой поверхностью в единицу времени.

Типичными волокнистыми материалами для сбора нефти являются вата, войлок, ткани, синтепон, базальтовое волокно.

3. По химическому составу и природе:

а) неорганические сорбенты. К ним относятся различные виды глин, диатомитовые породы (главным образом рыхлый диатомит – кизельгур), песок, цеолиты, туфы, пемза и т. п. Именно глина и диатомиты составляют большую часть товара на рынке сорбентов в силу их низкой стоимости и возможности крупнотоннажного производства. Сюда же можно отнести и песок, используемый для засыпки небольших разливов нефти и нефтепродуктов. Однако качество неорганических сорбентов совершенно неприемлемо с точки зрения экологии. Прежде всего, они имеют очень низкую емкость (70–150 % по нефти) и совершенно не удерживают легкие фракции типа бензина, керосина, дизельного топлива. При ликвидации разливов нефти на воде неорганические сорбенты тонут вместе с нефтью, не решая проблемы очистки воды от загрязнений. Практически единственными методами утилизации этих сорбентов является их промывка экстрагентами или водой с ПАВ, а также выжигание;

б) синтетические сорбенты. Чаще всего используются в странах с высокоразвитой нефтехимической промышленностью (США, страны ЕЭС, Япония). Обычно их изготавливают из полипропиленовых волокон, формируемых в нетканые рулонные материалы разной толщины. Кроме того, используют полиуретан в губчатом или гранулированном виде, формованный полиэтилен с полимерными наполнителями и другие виды пластиков. В то же время использование их в виде тонких порошков для повышения эффективности использования на тонких пленках, по мнению специалистов фирмы «Маннесман-Италия», недопустимо из-за опасности канцерогенных заболеваний;

в) природные органические и органоминеральные сорбенты. Чаще всего применяют древесную щепу и опилки, модифицированный торф, высушенные зернопродукты, шерсть, макулатуру. Одним из лучших природных сорбентов, сопоставимым по своей нефтеемкости с модифицированным торфом, является шерсть. Она может поглотить до 8–10 т нефти на тонну своей массы, при этом природная упругость шерсти позволяет отжать большую часть легких фракций нефти. Однако после нескольких таких отжимов шерсть сваливается в битуминизированный войлок и становится непригодной для использования. Высокая цена шерсти, недостаточное ее количество и строгие требования к хранению (шерсть очень привлекает грызунов, насекомых, претерпевает биохимические превращения) не позволяют считать ее сколько-нибудь перспективным массовым нефтяным сорбентом.

Объекты исследования. Базовые характеристики исследуемых сорбентов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Физико-химические характеристики сорбентов нефти

Вещество	Сорбент на основе торфа-мха	Сорбент на основе древесного сырья	Сорбент на основе минеральных компонентов	Сорбенты серии «Унисорб»
Основа	Мох, торф	Продукты пироллиза, опилки	Минерал, уголь, глина, золы	Карбамидоформальдегидный полимер
Внешний вид	Сыпучий материал светлого-коричневого цвета	Гранулы или порошок коричневого или черного цвета	Гранулы, порошок серого, черного, коричневого цвета	Крошка (хлопья) свободной формы размером 5–15 мм, цвет – от белого до кремового
Сорбционная емкость (поглощающая емкость) по нефти, кг нефти / 1 кг сорбента	4–12	3–5	2–5	30–67
Объемный вес (насыпная плотность), кг/м ³	130–180	200–220	70–150	18–25
Плавуемость	От 1 часа до 3 суток	От 2 до 8 суток	Не менее 30 суток	Не менее 30 суток
Утилизация	Сжигание	Сжигание	Выжигание	Биоразложение
Количество сорбента для поглощения, на 1 т нефти	180–250	260–300	200–500	30

Примером объемно-пористого сорбента является «Унисорб», разрабатываемый в СФУ.

Сорбент серии «Унисорб» характеризуется развитой пористой структурой, что позволяет собирать за короткое время значительные количества нефти и нефтепродуктов. При этом нефтяное пятно локализуется на месте, не давая загрязнению распространяться, оно является нетоксичным, не вызывает нарушения экологического равновесия в экосистемах. Температурный интервал среды по применению сорбента серии «Унисорб» ограничен лишь температурой застывания нефтепродуктов, или при сорбции нефти на воде – обледенения сорбента при отрицательных температурах. Также у него развитая пористая поверхность, которая позволяет ему моментально поглощать разлитые нефтепродукты, тем самым происходит локализация нефтяного разлива, что имеет большое значение – появляется время для подхода техники, необходимой для очистных мероприятий.

Изучение сорбционных свойств сорбента «Унисорб», выполненное в рамках данной работы, позволит наиболее полно и эффективно применять его для борьбы с нефтяными загрязнениями.

Методы исследования. Каждое определение сорбции проводят одновременно на трех образцах. Материал для исследований предварительно высушивается до постоянного веса. Высушивание образцов производят следующим образом: сначала образцы ставят в сушильный шкаф на 5 ч, затем на 3 ч, а затем сушат по 2 ч до постоянного веса при температуре 100 °С. После каждой сушки образцы в бюксах ставят в сухой эксикатор и охлаждают в нем в течение 30–50 мин, после чего взвешивают на аналитических весах. Высушивание до постоянного веса считают законченным, когда два последних взвешивания дают одинаковые результаты.

Вес исследуемого образца берется в зависимости от объемного веса материала. Так, для материалов с объемным весом 20–100 кг/м³ вес образцов должен быть не менее 0,5 г. Образец взвешивают с точностью до 0,001 г и хорошо измельчают. Затем, для определения эффективности способа очистки поверхности воды от нефти (или нефтепродуктов) в чашку Петри, заполненную на 1/2–1/3 водой, наносят слой нефти (или нефтепродукта) толщиной 1–5 мм (перед тем как нефть (или нефтепродукт) нанести на поверхность, замеряют ее вес или объем). На слой нефти (или нефтепродукта) наносят тонким слоем измельченный материал. Время контакта полимерного сорбента с нефтью (или нефтепродуктом) 40–60 мин. Затем воду из чашки Петри вместе с полимерным сорбентом сливают на сетчатый фильтр (предварительно взвешенный до 0,001 г). После того когда вся вода стечет, сетчатый фильтр вместе с сорбентом взвешивают до 0,001 г. Количество адсорбированной нефти (или нефтепродукта) определяют по разности веса сорбента до и после очистки. Затем рассчитывается вес поглощенной нефти (или нефтепродукта), приведенной к 1 кг адсорбента.

Результаты исследования. На первом этапе работы была определена сорбционная способность исследуемого адсорбента по отношению к различным нефтепродуктам (имитирующих легкую и тяжелую нефти). Результаты определения сорбционной способности «Унисорба» по отношению к различным нефтепродуктам приведены в табл. 2.

Сорбционная емкость (поглощающая емкость)
по нефтепродуктам «Унисорба» (при температуре 21 °С)

Вещество	Плотность, кг/м ³	Сорбционная емкость, кг нефтепродукта / 1 кг сорбента
Бензин	720	73
Керосин	820	68
Ацетон	790	40*
Нефть	850	65
Моторное масло	910	53

* не учитывалось испарение ацетона, только сорбция

Как видно из представленных данных, сорбционная способность «Унисорба» снижается с увеличением плотности нефтепродуктов. Легкие фракции нефти – бензин и керосин – имеют меньше среднюю молекулярную массу, чем нефть, поэтому вязкость этих компонентов будет ниже. Моторное масло при комнатной температуре характеризуется высокой вязкостью по сравнению с легкими углеводородами, что приводит к меньшей подвижности сорбируемых молекул. Эти факторы и оказали результирующее влияние на процессы сорбции нефтепродуктов адсорбентом «Унисорб».

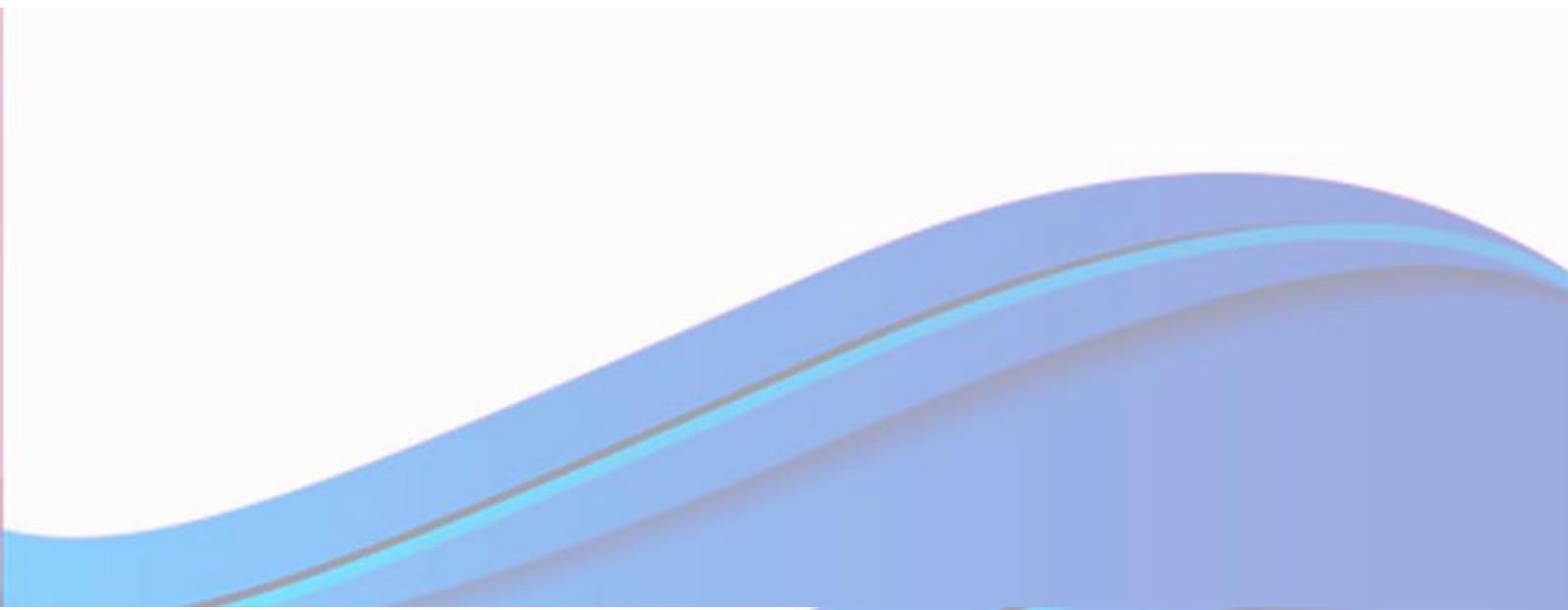
Выводы

1. На основании литературного обзора по теме применение сорбентов для сбора разливов нефти на воде и почве [1–5] установлено, что эффективными сорбентами являются природные и синтетические органические высокомолекулярные продукты.
2. Показано, что сорбционная способность адсорбента «Унисорб» превышает действие природных высокомолекулярных сорбентов: торф и опилки.
3. Проведенные сравнительные испытания сорбции нефтепродуктов «Унисорбом» установили, что с увеличением плотности и вязкости исследованных веществ сорбционная способность «Унисорба» снижается.

Список литературы

1. Бибик А.С., Махлайд И.А., Ладыгина Л.Ф. Разработка перспективных способов решения проблемы загрязнения окружающей среды нефтепродуктами // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. 2014. Т. 2, № 10.
2. Федотова А.С. Техногенное радиоактивное загрязнение сенокосных биогеоценозов аграрных ландшафтов лесостепной зоны Красноярского края // Вестн. Краснояр. гос. аграр. ун-та. 2009. № 5.
3. Сорбенты для сбора нефти : ст. URL: <http://t-water.ru>.
4. Формула для расчета нефти и характеристики сорбента серии «Унисорб». URL: <http://catalog.x-666.ru>.
5. Информация о сорбентах. URL: <https://ru.wikipedia.org>.

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА



**А.Г. Балаганская, О.А. Бурнышева,
Т.Н. Нефедьева, К.М. Ананьев**

Научный руководитель – кандидат химических наук *Е.И. Лесик*
Сибирский федеральный университет

ВЛИЯНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА АСПО И МАЗУТА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ И НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА СМЕСЕЙ, СОДЕРЖАЩИХ АСПО, ТМС И МАЗУТ

Нефть – многокомпонентная смесь углеводородных и неуглеродных соединений [1, с. 9]. В процессе добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти под влиянием изменяющихся температуры, давления и других факторов происходят фазовые переходы, сопровождающиеся образованием полигетерогенных дисперсных систем. К подобным процессам относят выделение из нефти асфальтеносмолистопарафинистых отложений (АСПО). Образование осадков АСПО в нефтяных емкостях приводит к снижению полезного объема, способствует коррозии емкостей и приводит к затруднению обследования состояния емкости [2, с. 268]. Выделение АСПО зависит от физико-химических характеристик нефти, температуры давления и ряда других факторов, а интенсивность накопления осадков – от конструктивных и технико-эксплуатационных особенностей емкостей [3, с. 2].

Используемые в настоящее время методы предотвращения образования АСПО в емкостях для хранения нефти не позволяют избежать образования отложений. Поэтому проблема удаления АСПО из технологического оборудования является актуальной [4, с. 145].

Существует несколько методов удаления АСПО из емкостей для хранения нефти, к которым относятся механические, тепловые, химические [5, с. 209].

Одним из эффективных методов удаления АСПО из технологических емкостей является применение различных растворителей и удалителей: индивидуальных органических, органических в смеси с ПАВ, водные растворы ПАВ, нефть и нефтепродукты, смешанные.

Учитывая недостатки различных растворителей и удалителей [1, с. 200], на основании аналитического и патентного обзора установлено, что наибольший интерес в качестве удалителей (растворителей) АСПО представляют растворители на основе нефти и нефтепродуктов. Наряду с этим АСПО не является неизбежным технологическим отходом нефтяной промышленности, они могут вовлекаться в производство битумов, мазутов, смазок.

Основной целью исследования является изучение состава АСПО, образующихся в емкости для хранения нефти АО «АНПЗ ВНК». К второстепенным целям эксперимента относятся подбор эффективного и доступного растворителя, а также определение влияния на комплекс технико-эксплуатационных характеристик введения АСПО в состав топочного мазута 100.

Задачей данного исследования является определение оптимального количества ТМС для разбавления АСПО, соблюдая требования паспорта на мазут по температуре застывания, кинематической вязкости.

Объектами исследования были выбраны донные АСПО, образовавшиеся в емкостях хранения нефти, мазут топочный марки 100, малозольный (ГОСТ 10585-2013), топливо судовое маловязкое (ГОСТ 32510-2013).

Для подбора углеводородного растворителя АСПО в исследуемом продукте и мазуте было определено содержание основных групповых компонентов (УВ + твердые парафины, смолы, асфальтены). Групповой состав мазута, АСПО определен адсорбционным методом [6, с. 101], полученные данные приведены в табл. 1.

Таблица 1

Групповой состав АСПО, мазута топочного 100, ТМС в массовых процентах*

Тип нефтепродукта	УВ + Твердые парафины	Твердые парафины	Смолы	Асфальтены	Механические примеси	Вода
АСПО	84,8	18,7	9,6	0,1	2,4	3,1
Мазут топочный 100	66,9	3,0	28,1	3,1	1,0	0,9
ТМС	99,1	2,8	0,9	–	–	–

* Данные приведены по ГОСТ 33139-2014. Дороги автомобильные общего пользования. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Метод определения содержания твердого парафина.

Установлено, что донные отложения АСПО характеризуются высоким содержанием масел и твердых парафинов.

Исходя из группового состава, в качестве растворителя АСПО предложено топливо судовое маловязкое. В составе топлива судового маловязкого входят углеводороды, в которых присутствуют алкановые и ароматические структуры, наиболее близкие к масляно-парафиновой части АСПО.

Для того чтобы определить влияние введения в топочный мазут 100 асфальтеносмолисто-парафинистых отложений с применением в качестве растворителя АСПО топлива судового маловязкого был использован метод ортогонального планирования эксперимента.

Содержание АСПО и топлива в мазуте варьировалось в диапазоне 0–10 масс. ч. с шагом варьирования 5 масс. ч., при содержании мазута топочного 100–100 масс. ч. Состав смесей и матрица планирования приведены в табл. 2.

Таблица 2

Матрица планирования эксперимента (соотношение нефтепродуктов в образцах, масс. ч.)

Порядковый номер пробы		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Характеристики исследуемой смеси	ТМС	0	0	0	5	5	5	10	10	10
	АСПО	0	5	10	0	5	10	0	5	10
	Мазут	100								

Приготовление смесей осуществлялось при температуре 70 °С: смешали АСПО с топливом судовым маловязким до образования однородной смеси, затем ввели мазут топочный. Полученные образцы исследовали на соответствие комплекса технико-эксплуатационных характеристик мазута топочного (ГОСТ 10585-2013), при этом оценивали такие показатели как температура застывания (ГОСТ 20287-91), кинематическая вязкость (ГОСТ 33-2000). Полученные данные были обработаны программой TurboPascal. Контурные кривые были построены с использованием программы Microsoft Excel 2007.

Метод ортогональных матриц позволяет получать приближенную оценку коэффициентов уравнений регрессии и устанавливать существенное влияние переменных на свойства смеси, а также обеспечить решение вопросов, возникающих при разработке технических условий на соответствующий материал [7, с. 15].

Используя метод ортогонального планирования, построен график, который основывается на изменении температуры застывания в зависимости от состава смеси. Переменными в данном эксперименте являлись соотношения АСПО и ТМС.

Контурные кривые по оптимизируемым параметрам приведены на рис. 1 и 2.

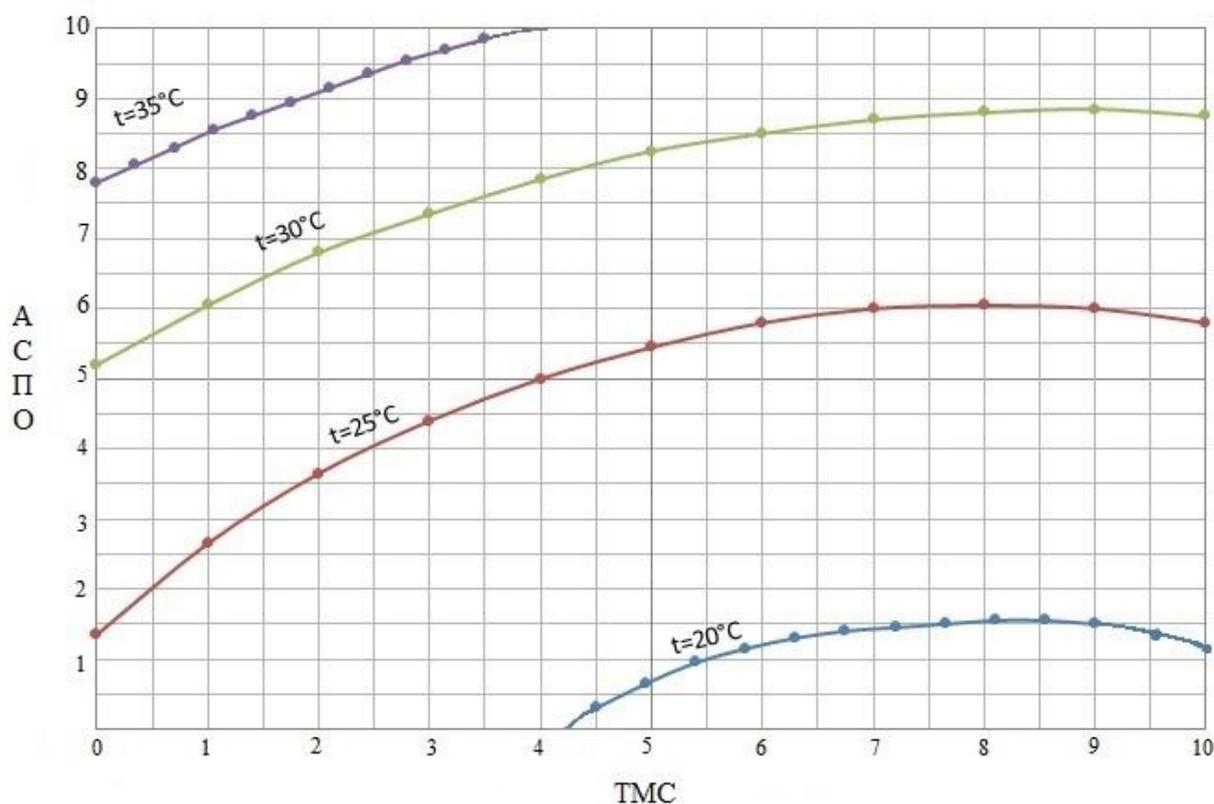


Рис. 1. Влияние соотношения АСПО (масс. ч.) и ТМС (масс. ч.) на температуру застывания экспериментальных смесей

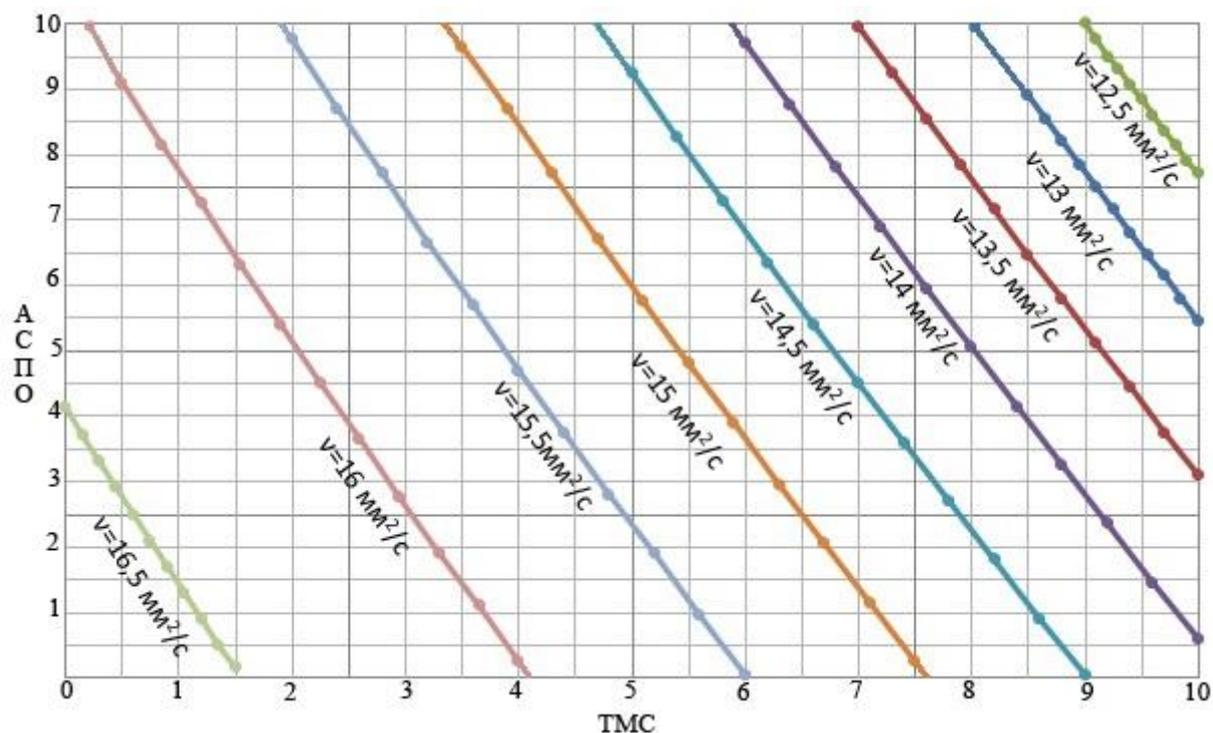


Рис. 2. Влияние соотношения АСПО (масс. ч.) и ТМС (масс. ч) на кинематическую вязкость экспериментальных смесей

На основании проведенного эксперимента установлено, что оптимальное соотношение АСПО : ТМС лежит в диапазоне $(5 \div 6) : (4 \div 10)$ на 100 массовых частей мазута топочного 100. Исходя из полученных данных определено, что образец, содержащий 5:5:100, соответствует ГОСТ 10585-2013 топочного мазута.

Таблица 3

Сравнительные технические характеристики опытной смеси с мазутом марки М-100*

Наименование показателя	Мазут топочный 100, ГОСТ	Опытная смесь
Вязкость кинематическая при 100 °С, мм ² /с	Не более 50,00	15,00–15,50
Температура застывания	Не выше 25	25

* Данные представлены по ГОСТ 10585-2013. Топливо нефтяное. Мазут. Техническое условие

Выводы

1. Установлен групповой состав углеводородов донных АСПО емкостей для хранения нефти на АО «АНПЗ ВНК», а также групповой состав мазута топочного М-100.
2. На основании установленного группового состава АСПО обосновано использование ТМС в качестве растворителя.
3. Методом ортогонального планирования эксперимента определено оптимальное соотношение АСПО и ТМС.

Список литературы

1. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. М. : Химия, 1990. 226 с.
2. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электрон. науч. журн. «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 268–270.
3. Каменщиков Ф.А. Удаление асфальтосмолопарафинистых отложений растворителями. М. : Ижевск, 2008
4. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. Краснодар : Издат. дом «Юг», 2011. Т. 2.
5. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ / М.Ю. Доломатов и др. М., 1991.
6. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. М. : Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1962. 888 с.
7. Евстратов В.Ф., Шварц А.Г. Планирование эксперимента и применение вычислительной техники в процессе синтеза резины. М. : Изд-во «Химия», 1970. 257 с.

УДК 665.6.033.28

Т.С. Горбасенко

Научный руководитель – кандидат химических наук *Е.И. Лесик*
Сибирский федеральный университет

ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ПОЛИМЕРНО-БИТУМНОЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА РУЛОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Современное строительное производство развивается быстрыми темпами. На данный момент в промышленном и индивидуальном строительстве используется большое разнообразие рулонных материалов как отечественного, так и зарубежного производства. Нефтяные битумы – самый крупнотоннажный продукт нефтехимии – остается главным компонентом гидроизоляционных и кровельных материалов.

От качества кровель зависят надежность и долговечность не только самих кровельных покрытий, но и зданий и сооружений в целом. Требования к эксплуатационным свойствам и долговечности материалов растут, поэтому возникает необходимость в их модифицировании. Ос-

новные недостатки битумов – интенсивное атмосферное старение и недостаточный температурный интервал применения. Самым перспективным направлением в модификации битумов является использование полимеров [1, с. 26]. Наибольшее распространение для этих целей получили термоэластопласты, в частности стирол-бутадиен-стирольные (СБС). Однако это весьма дефицитное и дорогостоящее полимерное сырье, и сами материалы в большинстве случаев непригодны к вторичной переработке. По этой причине необходимо подбирать дешевый, но аналогичный по свойствам модификатор [2, с. 14].

Известно, что в последнее время в связи с увеличением использования резиновых материалов резко возрастает количество вторичных резин. При этом объемы вторичной переработки резин значительно отстают от объемов накопления отходов из-за того, что большая часть вторичных продуктов не может конкурировать с первичными по критерию «цена/качество». Это приводит к резкому возрастанию степени загрязнения окружающей среды, не разрушающимися в естественных условиях отходами. В связи с этим возрастает значение технологий, позволяющих использовать вторичные, в том числе резиновые материалы для получения изделий высокого качества, которые могут конкурировать с изделиями из первичных материалов. Поэтому в последнее время особенно актуально с экологической точки зрения использовать отходы переработки амортизированных шин в изделия и материалы массового спроса [3, с. 58].

Сопоставительные исследования эффективности разных способов модификации битумов показали, что перспективным направлением модификации битумов является использование добавок резиновой крошки (РК). Преимуществами применения резины в качестве модификатора битумов являются:

- низкая стоимость модификатора, так как стоимость РК в среднем в 5–10 раз ниже стоимости каучуков и полимерных добавок типа СБС;
- высокое качество получаемых битумов, не уступающее качеству битумов, модифицированных синтетическим каучуком;
- экологическая целесообразность организации широкомасштабной утилизации изношенных автомобильных шин и других отходов резинотехнических изделий [4, с. 23].

Улучшение качества РБВ будет достигнуто в том случае, если РК будет пластифицирована при минимальной степени деструкции. Если пластификация РК осуществляется за счет смол и высокомолекулярных ароматических углеводородов битума, заметного улучшения низкотемпературных свойств РБВ не наблюдается, так как эти углеводороды стеклуются при высоких температурах. При пластификации РК парафино-нафтеновыми углеводородами возможно улучшение низкотемпературных свойств РБВ [5, с. 134]. Однако протекторные и диафрагменные резины имеют большее химическое сродство к ароматическим углеводородам. Поэтому процесс набухания, пластификации и деструкции таких резин проходит быстрее в битумах и нефтяных остатках с более высоким содержанием ароматических компонентов (масел, смол, асфальтенов) [6, с. 45].

При выполнении исследований в качестве исходных компонентов использовались: битум марки БНД 90/130, предоставленный Ачинским нефтеперерабатывающим заводом; резиновая крошка, изготовленная из амортизированного протектора покрышки; термоэластопласт ДСТ-30-01 [7, 8]; стеклоткань; тальк в качестве наполнителя [9]. В рецепте варьировались значения содержания ДСТ-30-01, РК и ее дисперсности.

РК получена методом механического измельчения на вальцах дробильных ДР-800 490/610 амортизированного протектора крупногабаритных шин. Механическое сдвиговое измельчение шин направлено на получение РК с требуемым размером частиц. В результате измельчения протектора образуется РК следующего фракционного состава: более 2 мм; 1,0–1,6 мм; 0,63–1,0 мм; менее 0,63 мм.

Для исследований [10–13] использовалась крошка трех видов: мелкодисперсная (0,5–1 мм), среднедисперсная (1–2 мм), крупнодисперсная (более 2 мм).

В работе применялась ортогональная композиционная схема планирования эксперимента при изучении свойств рулонного материала в зависимости от двух компонентов. Варьируемые факторы – содержание полимера и РК. При расчете основных уровней варьирования переменных значения средней дозировки компонентов были выбраны, как в типовом рецепте марки стандарт, а шаг варьирования принят с таким расчетом, чтобы охватить представляющий практический интерес область исследования.

Расчеты производились в программе TurboPascal. В соответствии с полученными данными рассчитаны коэффициенты уравнений зависимости свойств от состава для физико-механических показателей рулонных покрытий, проведен анализ зависимости свойств от содержания полимера и РК, построены контурные кривые изменения свойств от двух компонентов одновременно.

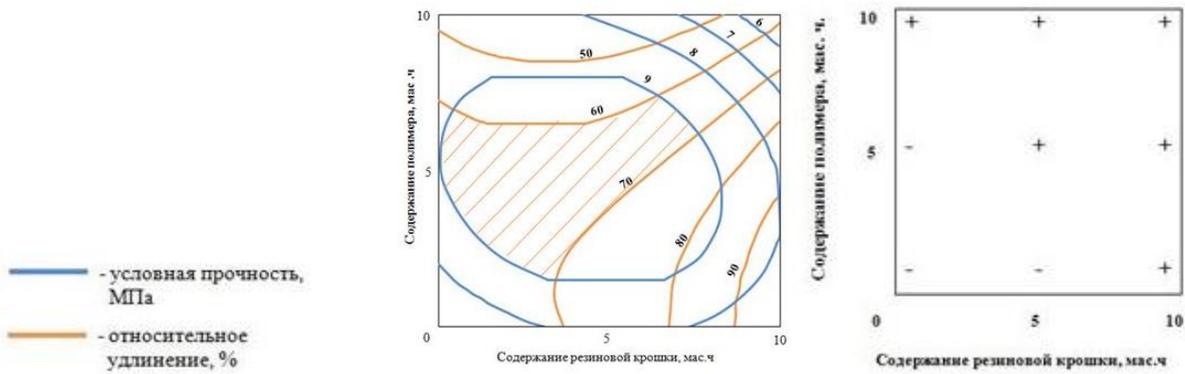
Для определения состава смеси, удовлетворяющего комплексу требований, то есть для нахождения компромиссного решения, использовали метод совмещения контурных кривых. В заштрихованной области находятся смеси, характеризующиеся оптимальными показателями. Комплекс оптимальных физико-механических характеристик битумного кровельного материала достигается в случае использования РК фракционного состава 0,5–1 мм. Увеличение размера частиц РК приводит к ухудшению данных характеристик.

Осенне-зимний период нашего региона длится 7 месяцев. Одна из важнейших характеристик рулонного покрытия – это его низкотемпературные свойства. Было проведено исследование на хрупкость при $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ [14]. На основании полученных данных установлено, что с увеличением содержания РК свыше 5 масс. ч. полученные композиции имеют удовлетворительные характеристики по данному показателю.

На рис. 1–3 представлены графики совмещенных контурных кривых для крошки разного фракционного состава.

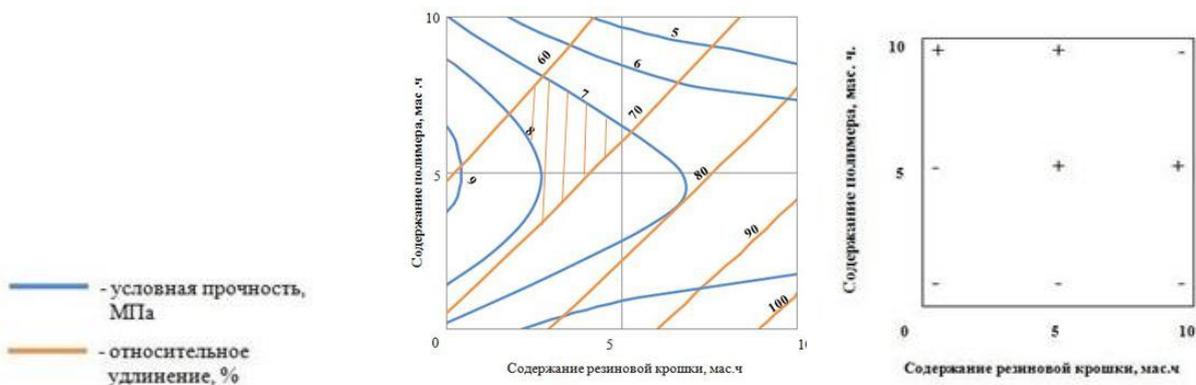
Выводы. Практическое значение применения модифицированных битумов в строительстве для производства рулонных покрытий велико. В данном исследовании представлены результаты по изучению физико-механических свойств битумов, модифицированных различными видами дисперсности РК. Показано, что применение РК позволяет получить РБВ с высокими эксплуатационными свойствами. Введение в битум марки БНД 90/130 до пяти весовых частей на пять частей полимера мелкодисперсной и среднедисперсной РК приводит к увеличению прочностных характеристик в 1,5 раза и повышению гибкости в широком интервале температур. Увеличение дисперсности уменьшает эффективность использования.

Использование РК имеет ряд преимуществ: низкую стоимость, высокое качество получаемого модифицированного битума, решение проблемы утилизации изношенных автомобильных шин и отходов резинотехнических изделий.



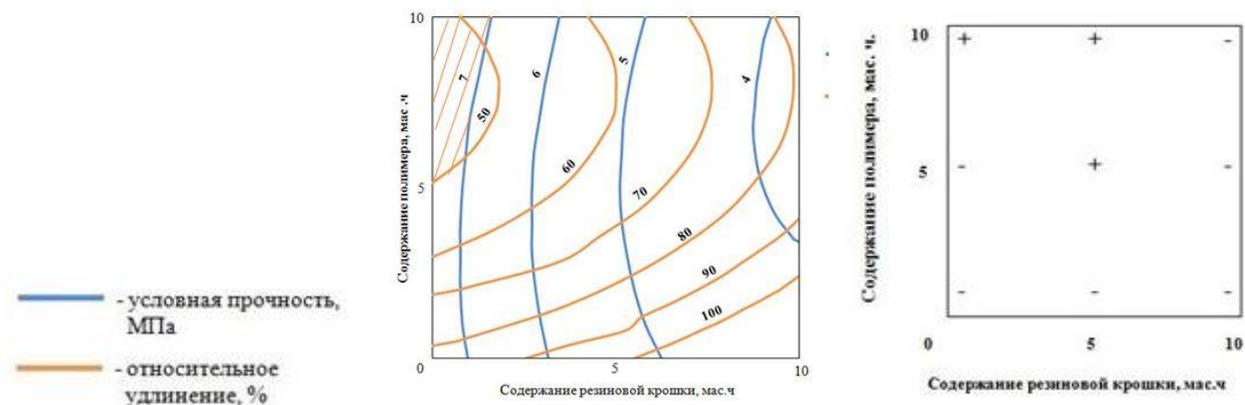
Морозостойкость при -25 °С

Рис. 1. Совмещенные контурные кривые для мелкодисперсной крошки



Морозостойкость при -25 °С

Рис. 2. Совмещенные контурные кривые для среднedisперсной крошки



Морозостойкость при -25 °С

Рис. 3. Совмещенные контурные кривые для крупнодисперсной крошки

Список литературы

1. Галдина В.Д. Модифицированные битумы : учеб. пособие. Омск : СибАДИ, 2009. 228 с.
2. Самохвалова Н. Способы устройства кровель из современных материалов // Стройка. 17 мая 2001 г. С. 16.
3. Абрамян С.Г., Ахмедов А.М., Чередниченко Т.Ф. Современные кровельные материалы и технологии : учеб. пособие. Волгоград : ВолгАСУ, 2014. 137 с.
4. Смирнов Н.В., Смирнов Б.М., Булгаков А.П. Использование резиновой крошки в наполнении битума для асфальтового покрытия автодорог // Новые технологии. Инжиниринг. СПб, 2012. 17 с.
5. Розен К.К. Утилизация покрышек методом пиролиза. СПб. : Браско, 2009. 15 с.
6. Мадумарова З.Р. Изучение влияния химического состава сырьевых компонентов на физико-химические свойства окисленных битумов и кинетику процесса : дис. ... канд. хим. наук. Самара, 2006. 145 с.
7. Окладников В.П., Дошлов О.И., Коновалов Н.П. Адгезия и адгезивы. Т. 3. Влияние органических адгезивов на структурообразование в процессах окусковывания и спекания дисперсных систем : монография. Иркутск, 1998. 222 с.
8. ТУ38.103267-99. Термоэластопласты бутадиенстирольные. URL: <http://ntcp.ru/work/library/5039/4946>.
9. Тальк // dic.academic.ru : интернет-изд. 2000-2014. URL: <http://dic.academic.ru/dic.nsf/ru-wiki/166874>. URL: <http://gostrf.com>.
10. ГОСТ 11501-78. Битумы нефтяные. Метод определения глубины проникновения иглы. URL: <http://gostrf.com>.
11. ГОСТ 11506-94. Битумы нефтяные. Метод определения температуры размягчения по кольцу и шару. URL: <http://gostrf.com>.
12. ГОСТ 11505-75. Битумы нефтяные. Метод определения растяжимости. URL: <http://gostrf.com>.
13. ГОСТ 18180-72. Битумы нефтяные. Метод определения изменения массы после прогрева. URL: <http://gostrf.com>.
14. ГОСТ 11507-78. Битумы нефтяные. Метод определения температуры хрупкости по Фраасу. URL: <http://gostrf.com>.

А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, А.М. Козлов

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор **Ф.Г. Жагфаров**
 Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПИРОЛИЗА

Производство низших олефинов является одним из наиболее динамично развивающихся секторов нефтехимии. Этилен и пропилен – базовые полупродукты органического и нефтехимического синтеза, основа крупнотоннажного производства полимерных материалов. Для получения низших олефинов основными сырьевыми ресурсами служат нефть и природный газ, в зависимости от доступности и стоимости.

В случае получения низших олефинов из метана возможно несколько вариантов не прямых процессов. Одним из таких является сочетание технологии Фишера – Тропша с процессом пиролиза.

Цена на нефть зависит от колебаний цены на нефть. Большую часть операционных затрат на установках пиролиза составляют затраты на сырье. При определенных условиях цена на нефть, а соответственно, и на прямогонный бензин может стать настолько велика, что более целесообразным будет использование для получения низших олефинов природного газа [1].

Для комплексной оценки необходимо учесть особенности пиролиза синтетического прямогонного бензина. Для сравнения выходов основных продуктов в процессе пиролиза были использованы нефтяная и синтетическая фракция «НК-180». Групповой углеводородный состав, определенный по ГОСТ 32507-2013, нефтяной и GTL-бензиновых фракций приведен в таблице. Содержание серы (см. таблицу) определялось в соответствии ГОСТ 32139-2013.

Исследование процесса термического пиролиза проводили в лабораторной установке проточного типа. Процесс осуществляли в стальном реакторе U-образной формы. На входе в верхней части реактора имеется штуцер для возможности подвеса в среднюю часть реактора металлического кольца для определения интенсивности коксообразования. Реактор помещали в электропечь (рис. 1). Температура в реакционной зоне поддерживалась постоянной на уровне 820 ± 1 °С.

Таблица

Характеристика сырья

Бензиновая фракция	Алканы	Изоалканы	Арены	Нафтены	Олефины	Количество серы, ppm
Нефтяная	26,0	31,0	16,2	22,1	4,7	869
Синтетическая GTL	39,7	49,1	0,5	10,4	0,3	Отсутствует

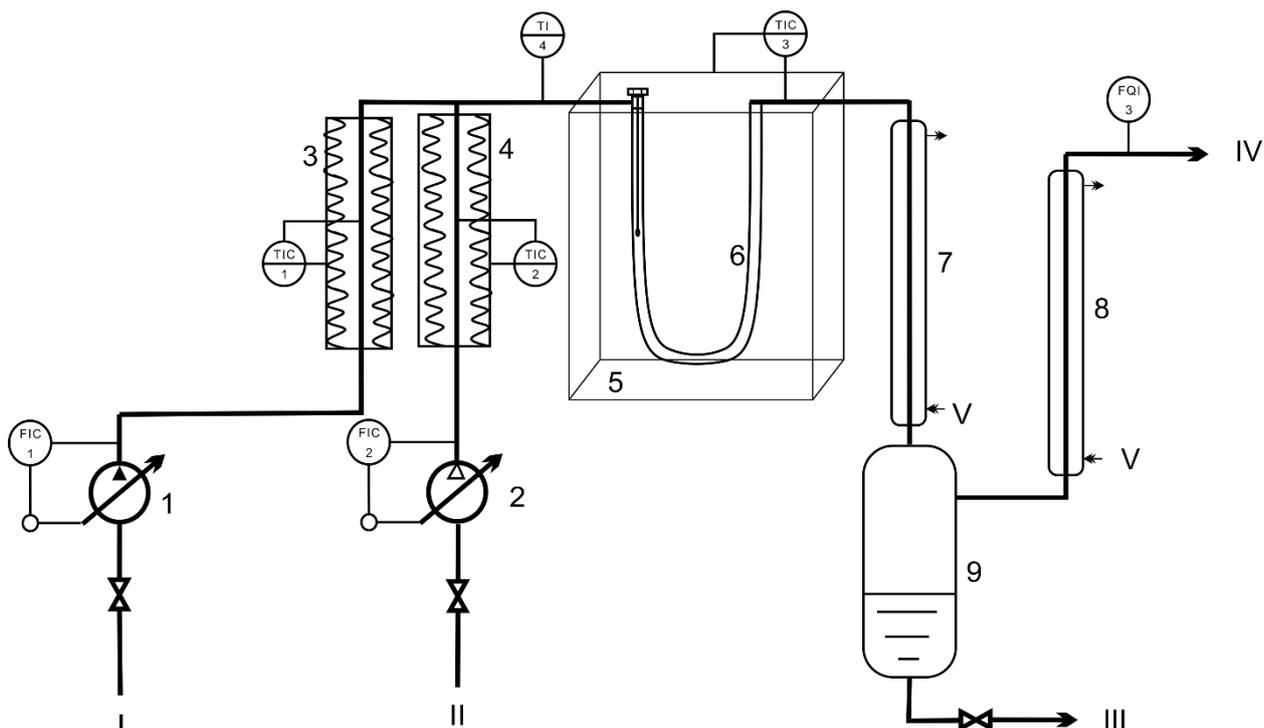


Рис. 1. Лабораторная установка термического пиролиза: 1, 2 – насосы; 3 – подогреватель пара; 4 – подогреватель УВС; 5 – печь; 6 – змеевик; 7, 8 – холодильник; 9 – емкость. Линии: I – вода; II – жидкое сырье; III – смола; IV – пирогаз; V – охлаждающая вода

Вода и сырье поступали в испарители, где поддерживалась определенная температура: для сырья – 300–320 °С; для воды – 500–520 °С. После испарения водяной пар и сырье поступали в верхнюю часть реактора и далее в реакционную зону.

Полученные пиролизом 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 методикой аналогичной ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определением состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности» с использованием двух колонок и детекторов по теплопроводности и пламенно-ионизационного.

На ачальном этапе проводились опыты на нефтяном и на GTL-бензине. Исследования пиролиза синтетической бензиновой фракции показали высокие выходы низших олефинов и низкое смолообразование, однако наблюдалось интенсивное образование кокса.

Коксообразование является общей проблемой, связанной с любым процессом пиролиза. Из-за высоких температур газ кокс непрерывно отлагается на стенках реактора, а также на теплообменниках технологической линии. Частицы кокса со стенок труб собираются в U-образных соединениях в печи, образуя тем самым гидравлические сопротивления и препятствуя движению потока газов пиролиза. Постепенно отложения кокса в печи, 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 должны быть постепенно увеличены. Через несколько недель работы давление на входе или температура труб достигают 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 [2].

В нефтяной промышленности для уменьшения коксообразования в настоящее время применяется диметилдисульфид (ДМДС), однако в России он не производится, ДМДС импортируется либо из стран ЕС, либо из Китая. В России ДМДС производства компаний Arkema или ChevronPhillips использует ПАО «Казаньоргсинез» и ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Результаты проведенных исследований показали, что по сравнению с нефтяной фракцией выход этилена при использовании GTL-фракции с ингибитором выше в среднем на 1 % масс, пропилена на 3 % масс (рис. 2).

Проведя аналогию с катализаторами риформинга нефтяной промышленности, где олово используется в качестве модификатора, повышающего стабильность катализатора, было решено испытать соединения олова в качестве ингибитора коксообразования при пиролизе. Основной причиной дезактивации катализаторов риформинга в цикле реакции является их закоксовывание. Повышение стабильности при введении модифицирующих металлов связано с воздействием на процесс коксоотложения.

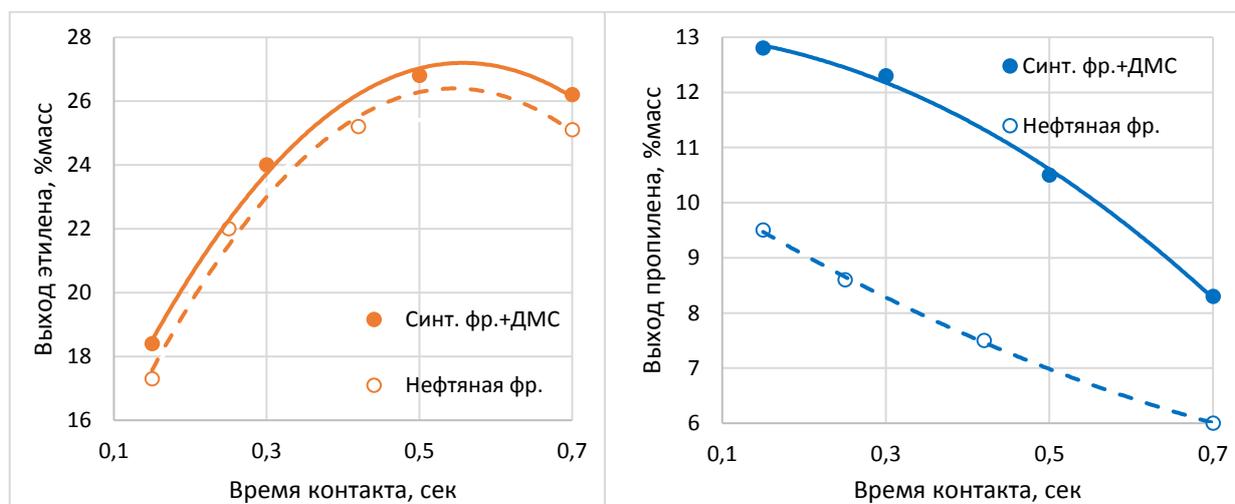


Рис. 2. Выход этилена и пропилена при пиролизе

В дальнейшем для снижения образования кокса был испытан комплексный ингибитор на основе соединений олова в сочетании с соединениями серы. Он позволил существенно снизить коксообразование при пиролизе GTL-бензина. Предположительно, механизм действия данного типа ингибитора заключается в подавлении активных центров, являющихся катализаторами коксообразования, в качестве которых выступает материал стенок печей пиролиза. По-видимому, на стенке реактора осаждаются соединения олова, тем самым блокируя каталитически активные поверхностные центры.

Измерение количества образующегося кокса проводили методом синхронного термического анализа (СТА-анализа) на приборе фирмы «NETZSCH» (Германия). СТА-анализ сочетает методы дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) и термогравиметрического анализа (ТГ) в рамках одного измерения. Для проведения анализа использовалось кольцо, изготовленное из стали. Кольцо подвешивалось в зоне протекания процесса пиролиза на время проведения опыта, после чего подвергалось регенерации в токе азот/кислород, фиксируя при этом изменение массы и суммарный тепловой эффект. Результаты ТГ-анализа показали, что в присутствии комплексного ингибитора на основе соединений олова образование кокса идет менее интенсивно.

Как видно из кривых синхронного термического анализа (СТА-анализа), выгорание кокса с применением ингибитора на основе соединений олова протекает более интенсивно – температурный интервал выжигания кокса меньше, чем в других опытах, к тому же он смещен в сторону меньших температур (рис. 3). Данное изменение можно объяснить тем, что в случае применения ингибитора выгорание нитевидного кокса начинается при более низкой температуре и количество данного типа кокса существенно меньше [3]. Таким образом, подтверждается предположение, что олово блокирует каталитические центры на поверхности стали змеевика.

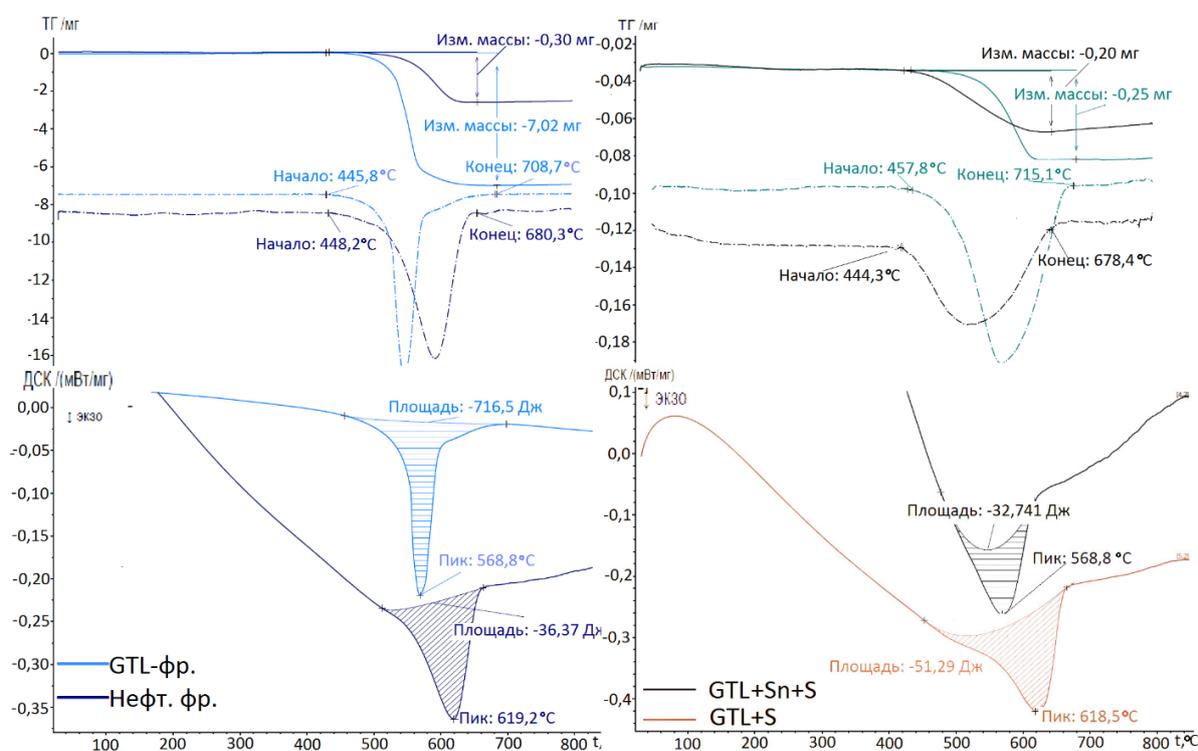


Рис. 3. Результаты синхронного термического анализа

Таким образом, показано, что при пиролизе синтетической бензиновой фракции наблюдаются повышенные выходы низших олефинов. Подобран комбинированный ингибитор на основе серо- и оловосодержащих соединений для пиролиза GTL-бензина, который значительно уменьшает образование кокса на стенках реактора. Это позволяет сократить расходы на регенерацию и делает целесообразным использование природного газа для получения этилена и пропилена посредством пиролиза GTL-бензиновой фракции.

Проблема создания отечественных технологий в области нефтехимии в настоящее время весьма актуальна. С каждым годом потребность в продуктах пиролиза растет, равно как и потребность в повышении эффективности процесса пиролиза. При этом ингибирование коксообразования и подбор альтернативного сырья является одним из наиболее важных ключей к повышению эффективности данного процесса.

Список литературы

1. Оценка эффективности процесса пиролиза с использованием GTL-бензиновой фракции / А.Б. Карпов, И.В. Мещерин, А.Л. Лapidус [и др.] // НефтеГазоХимия. 2016. № 1. С. 14–18.
2. Совершенствование технологии пиролиза путем применения ингибиторов коксообразования / Ф.Г. Жагфаров, А.Б. Карпов, В.Ю. Василенко [и др.] // НефтеГазоХимия. 2014. № 4. С. 24–27.
3. Карпов А.Б., Жагфаров Ф.Г., Козлов А.М. Снижение коксоотложения в печах пиролиза с помощью ингибитора коксообразования // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 11. С. 21–25.

УДК 665.752

И.Л. Олейник, В.А. Рудко

Научный руководитель – доктор технических наук *Н.К. Кондрашева*
Санкт-Петербургский горный университет

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВАНАДИЯ В ПРОЦЕССЕ ТЕРМОДЕСТРУКТИВНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО ПОЛУЧАЕМЫХ ПРОДУКТОВ

Содержание ванадия в нефтях. В тяжелых нефтях в больших концентрациях находится множество различных металлов, значительная часть которых приходится на ванадий и никель. Содержание ванадия в отечественных месторождениях приведено в табл. 1.

Содержание ванадия в нефтях различных месторождений [1]

Нефть	Ванадий, вес. %
Никольская бобриковского горизонта	0,00030
Пронькинская турнейского яруса	0,00091
Пронькинская башкирского яруса	0,00800
Бобровская угленосного горизонта	0,00270
Бобровская окского надгоризонта	0,00150
Родинская верейского горизонта	0,00550
Пономаревская	0,00100
Арланская	0,01500

Концентрация ванадия столь высока в некоторых нефтях, что она сравнима с концентрацией металла в руде, а извлекать его из нефти более эффективно. Также ванадий, извлеченный из тяжелых нефтей, обладает лучшим качеством, чем ванадий из металлических руд. Такие страны как Канада, Япония и США уже давно получают практически весь используемый в промышленности ванадий из тяжелых нефтей.

Значительная часть ванадия сосредоточена в тяжелых нефтях. Преимущественно тяжелая нефть добывается на территории Западной Сибири, на долю которой приходится около 40 % всей ее добычи. Наибольшим содержанием ванадия обладают нефти Восточно-Сургутского, Яунлорского и Полуденного месторождений (380–560 г/т) [2].

Наиболее обширным по числу месторождений с тяжелыми ванадиевоносными нефтями является Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн (90 месторождений). Нефти Ульяновского, Нурлатского, Гремихинского, Радаевского, Кулешовского месторождений обладают содержанием ванадия в пределах от 400 до 1 400 г/т [2].

Распределение ванадия при прямой перегонке нефтяного сырья. Ванадий распределен в нефти неравномерно. Его значительная часть сконцентрирована в остатках переработки. Содержание ванадия в легких фракциях в сотни раз меньше, чем в тяжелых. Также содержание во вторичных продуктах меньше, чем в продуктах первичной перегонки нефти, так как большая часть ванадия уходит в остаток и остается на катализаторе. Распределение ванадия по фракциям в процессе первичной переработки нефтяного сырья месторождений Западной Сибири и Арланской нефти приведено в табл. 2.

Таблица 2

Распределение ванадия по фракциям при прямой перегонке [3]

Пределы выкипания фракций, °С	Содержание ванадия, г/т
Арланская нефть	
Исходная нефть	150,000
200–250	0,006
250–300	0,010
300–350	0,020
350–400	0,120
>400	300,000

Смесь западносибирских нефтей	
Исходная нефть	45,000
400–450	0,030
>350	90,000
>450	150,000
Масла > 450	70,000
Смолы	130,000
Асфальтены	830,000

Легкий и тяжелый газойли коксования как компоненты судовых топлив. Судовые топлива являются товарными продуктами, которые в зависимости от физико-химических характеристик и состава предназначены для применения в высокооборотных, среднеоборотных и малооборотных дизельных и энергетических установках судов морского, речного и рыбопромыслового флота [4]. Возможными компонентами для приготовления судовых топлив различного назначения являются средние и тяжелые дистилляты каталитических и термолитических процессов, в том числе и процесса замедленного коксования – легкие и тяжелые газойли.

Содержание зольных элементов – примесей неорганического происхождения, образующихся при сгорании в остаточных топливах, в соответствии с ТУ 38.1011314 «Топливо судовое высоковязкое Э», не должно превышать значений для отдельных марок: 0,02 % – СЛ; 0,05 % – СВЛ; 0,12 % – СВТ и 0,15 % – СВС. Наличие этого требования обусловлено способностью зольных элементов становиться причиной абразивного износа трущихся поверхностей деталей цилиндро-поршневой группы в двигателях внутреннего сгорания [5]. К судовому топливу, получаемому из нефтяных дистиллятов по ТУ 38.101567 «Топливо маловязкое судовое», также предъявляются жесткие требования по содержанию золы – не выше 0,02 %.

Содержание ванадия отдельным пунктом также нормируется по ТУ 38.1011314 в остаточных топливах (не выше): 0,001 % – СЛ; 0,01 % – СВЛ; 0,02 % – СВТ и 0,04 % – СВС. Наличие ванадия в топливе приводит к коррозии судовых энергетических установок, при этом коррозионно-активной является пятиокись ванадия (V_2O_5). При температуре выше 650 °С она, находясь в полужидком состоянии, катализирует процесс окисления металла кислородом и одновременно растворяет продукты окисления, способствуя новому взаимодействию кислорода с металлом [6]. Таким образом, высокотемпературная коррозия (600–700 °С), вызванная наличием ванадия в судовом высоковязком топливе, приводит к разрушению поверхностей нагрева, уплотняющих поверхностей выпускных клапанов и лопаток газовых турбин [7].

Высокотемпературная коррозия ванадия усиливается натрием, попадающим в топливо с бортовой морской водой. Вместе они образуют соединение $Na_2O \cdot V_2O_4 \cdot V_2O_5$ (ванадилванадат натрия), который плавится при 625 °С. Это соединение реагирует с окисной пленкой железа (Fe_2O_3) на поверхности металла и разрушает ее [7]. Также негативное воздействие оказывает сульфатная форма натрия. Сульфат натрия (Na_2SO_4) в зоне высоких температур диссоциирует на Na^+ и SO_4^{2-} , а сульфат-ион, в свою очередь, разлагается на триоксид серы (SO_3) и ион кислорода. Последний взаимодействует с окисной пленкой, а сульфат-ион при нарушении покрытия защитной

пленки взаимодействует непосредственно с металлом, при этом образуется сульфид и оксид металла, а также ион кислорода [6].

Распределение ванадия по фракциям в процессе замедленного коксования. Определение V в составе продуктов замедленного коксования тяжелого нефтяного сырья осуществляли по ГОСТ 10364 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения ванадия» методом фотометрии водных растворов ванадия, полученных при предварительном озолении проб нефтепродуктов по ГОСТ 1461 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности». Объектами исследования выступают легкий (ЛГЗК) и тяжелый (ТГЗК) газойли замедленного коксования.

На первом этапе была определена зольность ЛГЗК и ТГЗК. Эксперимент проводили параллельно в двух тиглях. Все полученные при определении зольности ЛГЗК и ТГЗК данные приведены в сводной табл. 3. Среднее значение зольности ЛГЗК по результатам двух параллельных определений составило 0,01983 % масс., а ТГЗК – 0,05649 % масс.

На втором этапе для определения ванадия полученную при сжигании нефтепродуктов золу подвергали кислотной обработке с последующим фотометрированием раствора комплекса фосфоровольфрамвокислого ванадия на длине волны 436 нм.

К золе добавляли 5 см³ HCl (разб.) и подогревали до растворения золы, полученный раствор упаривали до 2–3 см³ и добавляли к нему 0,5 г Na₂CO₃ (безвод.). Полученный раствор упаривали на песчаной бане до исчезновения влаги и прокаливали 2–3 мин в муфельной печи при температуре 800±20 °С. Сплав в тигле охлаждали до комнатной температуры и растворяли в 10 см³ дистиллированной воды. Полученный раствор дважды фильтровали через один и тот же фильтр в мерную колбу вместимостью 50 см³. Фильтр с осадком промывали порциями дистиллированной воды до нейтральной реакции по фенолфталеину. Промывные воды присоединяли к фильтрату и доводили до метки дистиллированной водой.

В мерную колбу на 100 см³ помещали 40 см³ аликвоты водного раствора золы нефтепродукта, к которой добавляли 2 см³ H₂SO₄ (разб. 1:1), 5 см³ H₃PO₄ (разб.) и 2,5 см³ раствора вольфрамвокислого натрия, предварительно приготовленного из метаванадиевокислого аммония (NH₄VO₃). Полученный раствор нагревали до 50 °С и переносили в мерную колбу на 50 см³, отстаивали в течение 60 мин. Контрольный раствор сравнения готовили аналогично, но без добавления аликвоты водного раствора золы нефтепродукта.

Измерение оптической плотности определяемых водных растворов золы ЛГЗК и ТГЗК по два параллельно полученных образца соответственно, определялось относительно контрольного раствора. Массу ванадия в мг/кг, содержащуюся в 50 см³ раствора, определяли по градуировочному графику, который был построен по пяти точкам с определенной оптической плотностью из растворов с заранее известным содержанием ванадия в 50 см³ раствора: 0; 0,25; 0,50; 1,00 и 1,25 мг/кг.

Оптическая плотность растворов с соответствующими концентрациями ванадия для построения градуировочного графика, а также полученные значения для ЛГЗК приведены в табл. 4.

Градуировочный график зависимости оптической плотности от концентрации ванадия в растворах представлен на рисунке. Коэффициент достоверности аппроксимации (детерминации) R² показывает степень соответствия трендовой модели исходным данным и составляет 0,996. Если R² принимает значение выше 0,8, то модель достаточно качественная, а чем ближе значение к 1,0, тем выше качество модели.

Таблица 3

Сводная таблица измеренных и рассчитанных значений
в ходе определения зольности ЛГЗК и ТГЗК*

Эксперимент 1 (ЛГЗК)			Эксперимент 2 (ТГЗК)		
№	Масса тигля, г		№	Масса тигля, г	
	1	2		1	2
1	40,12470	35,89760	1	40,13555	35,90880
2	40,12670	35,89900	2	40,13505	35,90700
3	40,12730	35,89890	3	40,13455	35,90510
4	40,12630	35,89850	4	40,13300	35,90180
5	40,12560	35,89790	5	40,13140	35,90005
6	40,12605	35,89305	6	40,13130	35,88975
7	40,12530	35,89310	–	–	–
8	40,12600	35,89310	–	–	–
$m_T=$	40,12600	35,89310	$m_T=$	40,13130	35,88975
Масса ЛГЗК, г			Масса ТГЗК, г		
$m_{ЛГЗК=}$	4,94580	5,06750	$m_{ТГЗК=}$	5,20320	4,99700
Масса золы фильтра, г			Масса золы фильтра, г		
$m_{з.ф.} =$	0,00054		$m_{з.ф.} =$	0,00054	
Масса тигля с золой, г			Масса тигля с золой, г		
1	40,12795	35,89565	1	40,13575	35,89610
2	40,12790	35,89535	2	40,13455	35,89440
–	–	–	3	40,13475	35,89420
Масса золы, г			Масса золы, г		
$m_з =$	0,00190	0,00225	$m_з =$	0,00345	0,00445
Зольность, %			Зольность, %		
$X =$	0,01658	0,02309	$X =$	0,04555	0,06744
Зольность-среднее, %			Зольность-среднее, %		
$X_{ср} =$	0,01983		$X_{ср} =$	0,05649	

* Определение массы в ходе анализа проводилось на аналитических весах с точностью до 0,00005 г

Таблица 4

Значения концентрации ванадия и оптической плотности
в градуировочных растворах и водных растворах золы ЛГЗК

Параметр	Градуировочные растворы					Образцы	
	1	2	3	4	5	ЛГЗК 1	ЛГЗК 2
Концентрация V, мг/кг	0,000	0,250	0,500	1,000	1,250	0,035	0,050
						Ср. знач.: 0,043	
Оптическая плот- ность, A	0	0,147	0,238	0,478	0,595	0,017	0,024

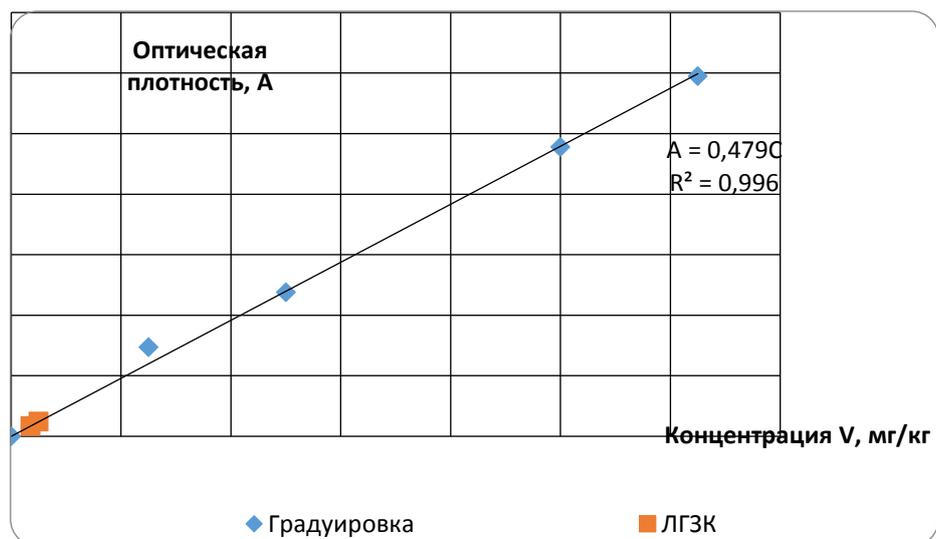


Рисунок. Градуировочный график для определения содержания ванадия

Выводы

1. Средние и тяжелые дистиллятные фракции процесса замедленного коксования могут являться компонентом судовых топлив, при этом высокое содержание зольных компонентов отрицательно влияет на работу двигателя и коррозионную устойчивость.

2. Ванадий в легком газойле замедленного коксования 0,043 мг/кг, при этом зольность 0,01983 %, а зольность тяжелого газойля – 0,05649 %.

Работа выполнена в рамках реализации гранта РФФИ «Разработка фундаментальных основ извлечения металлов из высоковязких нефтей и битумов с учетом их реологических свойств с использованием систем, моделирующих гидро- и электроимпульсные, центробежные и кавитационные эффекты» (15-17-00017).

Список литературы

1. Нефти СССР : справ. Т. II. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. М. : Химия, 1972. 392 с.
2. Яценко И.Г. Тяжелые ванадиевоносные нефти России // Изв. Том. политех. ун-та. 2012. Т. 321, № 1. С. 105–111.
3. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение : справ. / И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Бнатов [и др.] ; под ред. В.М. Школьников. 2-е изд. перераб. и доп. М. : ИЦ «Техниформ», 1999. 596 с.
4. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Рудко В.А. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных и судовых топлив при помощи депрессорных присадок // Акад. журн. зап. Сибири. 2014. Т.10, № 2 (51). С. 41.
5. Большаков В.Ф., Гинсбург Л.Г. Применение топлив и масел в судовых дизелях. М. : Транспорт, 1976. 214 с.
6. Новый российский стандарт на судовые топлива // Мир нефтепродуктов / Т.Н. Митусова, В.В. Булатников [и др.]. 2011. № 4. С. 31–33.
7. Поконова Ю.В. Тяжелые нефтяные топлива. СПб. : Марина, 2012. 140 с.

В.И. Стахив

Научный руководитель – доцент *Л.Н. Багдасаров*

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ОПЫТ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ МАСЕЛ-ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МАСЛА НА ОСНОВЕ ПРОДУКТОВ ГИДРОИЗОМЕРИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ

В связи с возросшей геополитической напряженностью импортозамещение является одним из ключевых направлений производства масел. Создание масла-теплоносителя для различных технологических задач, которое позволило бы заменить зарубежные аналоги, – актуальная задача.

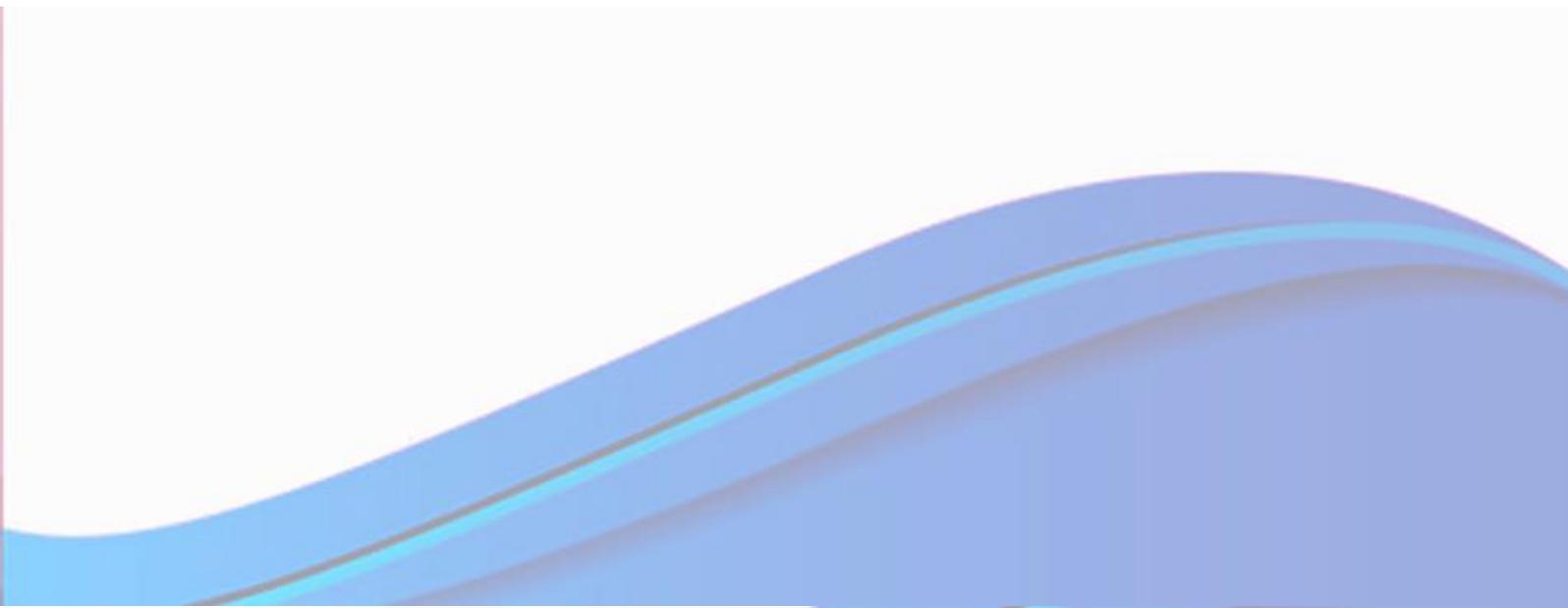
Объектами исследования в настоящей работе являлись шесть образцов товарных масел: «ЛУКОЙЛ ТЕРМО ОЙЛ», «Mobiltherm 605», «Shell Heat Transfer Oil S2», «Башнефть АМТ-300», «Газпромнефть МТ-300 Ом», отработанное масло «Mobiltherm 605».

Определены физико-химические свойства масел-теплоносителей до и после испытаний на термическую стабильность. Представлены результаты оценки теплофизических характеристик теплоносителей и коэффициент преломления. Теплоемкость масла «ЛУКОЙЛ ТЕРМО ОЙЛ» с ростом температуры до 150 °С растет в наибольшей степени, что объясняется почти полным отсутствием ароматических углеводородов. По термической стабильности и воздействию на металлы масло-теплоноситель «ЛУКОЙЛ ТЕРМО ОЙЛ» превосходит как очищенные масла «Mobiltherm 605» и «Shell Heat Transfer oil S2», так и масла на основе экстрактов селективной очистки «Башнефть АМТ-300» и «Газпромнефть МТ-300 Ом».

Идентичность химического состава масел «ЛУКОЙЛ ТЕРМО ОЙЛ», «Mobiltherm 605» и «Shell Heat Transfer oil S2» позволяет сделать вывод о полной взаимозаменяемости масел, при добавлении в систему одного масла в другое возможно смешение их в любых пропорциях без существенных изменений в работе циркуляционных систем нагрева. Смешение масла «ЛУКОЙЛ ТЕРМО ОЙЛ» с теплоносителями на основе экстрактов селективной очистки масляных дистиллятов (типа «АМТ-300») путем добавления в систему будет улучшать работу последней пропорционально объему добавления.

Опыт применения масел-теплоносителей «Mobiltherm 605» и «Shell Heat Transfer oil S2» позволяет рассчитывать, что при эксплуатации масла-теплоносителя «ЛУКОЙЛ ТЕРМО ОЙЛ» в циркуляционных системах с температурами нагрева выше 300 °С срок службы масла без замены и пополнения системы составит не менее пяти лет.

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ



**В.А. Азарникова, Ю.Э. Акентьева,
Е.В. Сколкова, С.Е. Чудинова**

Научные руководители – кандидат технических наук *А.Н. Минкин*,
кандидат технических наук *А.В. Бражников*
Сибирский федеральный университет

РАЗРАБОТКА МЕТОДА СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВЗРЫВЕ В ЗАМКНУТОМ ОБЪЕМЕ

Взрыв внутри технологического оборудования и производственных помещениях является одной из наиболее опасных и типичных для предприятий химической и смежных отраслей промышленности аварийной ситуацией. Статистика показывает, что из всех аварий в химической промышленности нашей страны 20–25 % связано со взрывами и загораниями. Взрывы в производственных помещениях, как правило, являются следствием предшествующих им взрывам в оборудовании. Поэтому взрывозащита технологического оборудования является основой профилактики взрывов в здании и обеспечения взрывобезопасности производств в целом.

Технологические регламенты большинства процессов по переработке горючих материалов разрабатываются таким образом, чтобы не допустить образования взрывоопасных концентраций. Однако практика показывает, что несмотря на это, взрывоопасные смеси в аппаратах образуются часто.

В оборудовании по переработке горючих материалов взрывоопасные смеси могут иметь место в регламентном режиме работы технологического оборудования. Профилактика взрывов в таких производствах направлена на недопущение образования мощных электрических искр, открытого пламени, перегрева деталей машин и т. д. Анализ показывает, что из всех взрывов в промышленности только 10 % связано со взрывами пыли, однако, это, как правило, наиболее тяжелые по материальному ущербу и числу человеческих жертв аварии. Пылевые взрывы могут происходить в сушилках, фильтрах, бункерах, мельницах и другом оборудовании [1, с. 124].

Разработка и использование средств защиты оборудования от взрывов должна базироваться на четких представлениях о механизме происходящих при этом процессов, особенно о динамике их развития. Под взрывом понимается горение, сопровождающееся освобождением большого количества энергии в ограниченном объеме за короткий промежуток времени. Взрыв приводит к образованию и распространению со сверхзвуковой скоростью взрывной ударной волны, представляющей собой скачок давления (с избыточным давлением более 5 кПа), плотности, температуры и скорости среды, оказывающей ударное механическое воздействие на окружающие предметы [2, с. 784].

Наиболее опасным внешним проявлением взрывов горючих смесей в замкнутом объеме считается быстрое повышение давления, причем (если не считать детонацию) максимальное давление взрыва может превышать начальное в 8–11 раз. Защита от взрывов в технологическом оборудовании и зданиях по существу всегда направлена на предотвращение их разрушения под действием давления.

Распространенным способом взрывозащиты оборудования является применение устройств сброса давления взрыва: взрывных клапанов, мембран. Применение таких устройств не устраняет, а лишь уменьшает разрушительное действие взрыва, их срабатывание почти всегда связано с большими залповыми выбросами продуктов, представляющих опасность для окружающей среды и людей.

Наиболее надежным способом взрывозащиты является установка достаточно прочного оборудования, способного выдержать полное давление взрыва. Этот способ не применяется часто в связи с большими экономическими затратами [3, с. 392].

Целью данной работы является разработка метода снижения давления при взрыве горючей смеси в замкнутых объемах. Для определения влияния пластинчатых насадок на давление взрыва и скорость нарастания давления при взрыве паропылевоздушной горючей смеси была разработана установка, схема которой показана на рисунке.

Исследования проводились с пылевидными, паро(газо)воздушными средами, с гибридными смесями и при влиянии твердых негорючих примесей. Для проведения исследований применялись образцы следующих веществ: крахмала, мебикара, нефтепродуктов, в том числе ацетона, спирта и оксида кремния в качестве ингибитора.

Наиболее взрывоопасной из пылевоздушных является горючая смесь с размеров твердых частиц менее 75 мкм, поэтому были использованы вещества данной дисперсности [4, с. 482].

Проводилась серия предварительных испытаний для нахождения оптимальной концентрации дисперсного материала, при которой возникает наибольшее давление взрыва.

Для определения изменения давления взрыва от отношения площади внутренней поверхности к объему во взрывной камере устанавливалось различное число пластинчатых насадок, делящих ее на равные части. С каждой группой пластинчатых насадок проводилась серия из десяти испытаний при оптимальной концентрации и отличной от нее. По полученным осциллограммам определялось давление взрыва и скорость нарастания давления взрыва. Часть результатов экспериментов представлены в таблице.

Так как в реальных условиях аппараты могут быть секционированы неравномерно, были проведены экспериментальные исследования при горении горючих смесей с равномерным и неравномерным секционированием, при равной площади внутренней поверхности. В результате обработки экспериментальных данных была получена зависимость

$$P_{\text{взр}}^* = \sum_{i=1}^n P_{i \text{ взр}} \frac{V_i}{V_{\text{общ}}},$$

где $P_{\text{взр}}^*$ – давление взрыва в аппарате при произвольном секционировании, Па; $P_{i \text{ взр}}$ – давление взрыва в i -й секции, Па; V_i – объем i -й секции, м³; $V_{\text{общ}}$ – общий объем, м³.

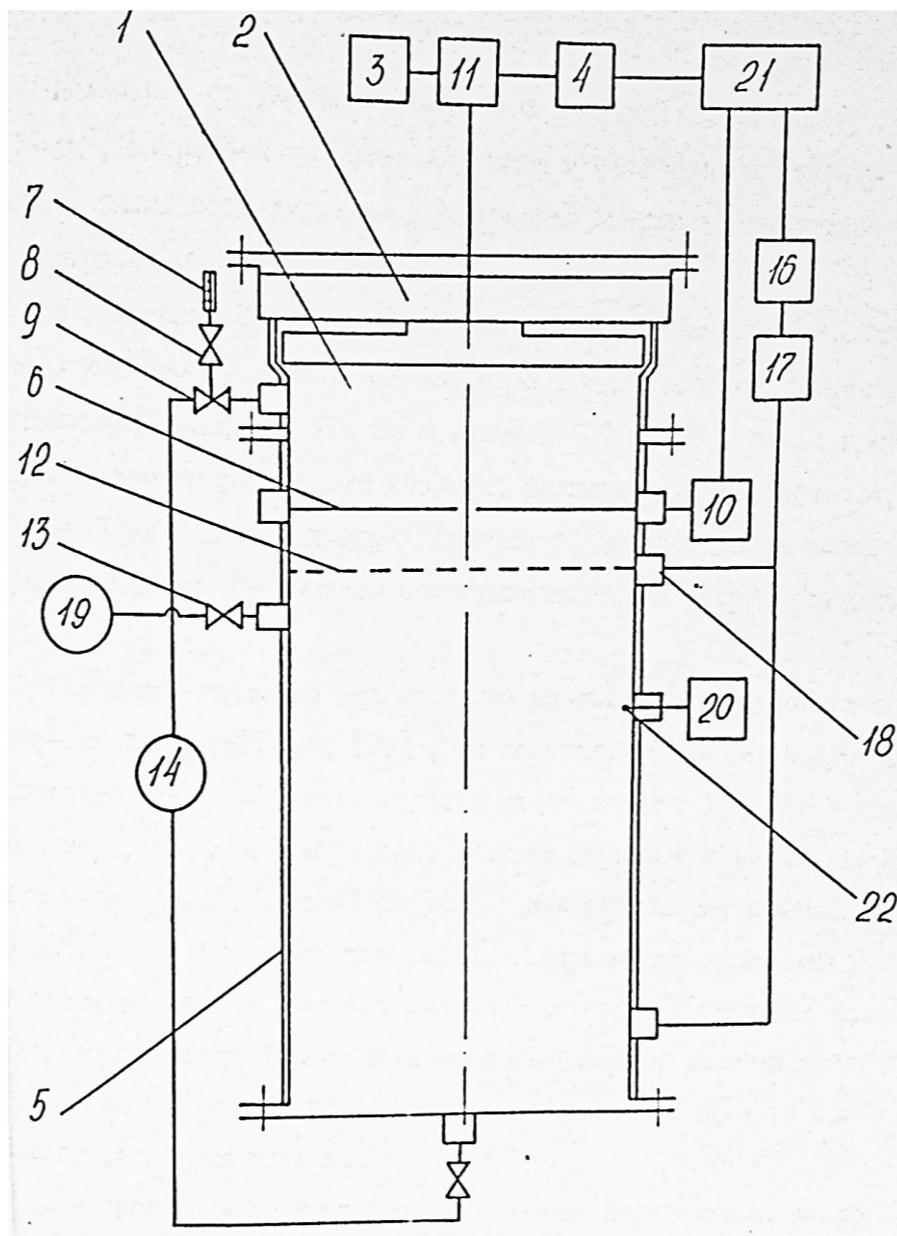


Рисунок. Принципиальная схема экспериментальной установки: 1 – взрывная камера; 2 – устройство для создания пылевоздушной среды; 3 – стабилизатор; 4 – ЛАТР-1; 5 – термостатируемый нагреватель; 6 – электроды; 7 – мерник; 8 – кран; 9 – кран; 10 – индуктивная катушка; 11 – измеритель напряжения; 12 – пластинчатая насадка; 13 – кран; 14 – воздуходувка; 15 – кран; 16 – осциллограф; 17 – усилитель; 18 – датчики давления; 19 – вакуум насос; 20 – потенциометр; 21 – пульт управления; 22 – термоэлектрический преобразователь

Сравнение результатов экспериментов с расчетными значениями показало их соответствие с точностью не менее 7 %.

В результате проведенных исследований было выявлено влияние пластинчатых насадок на давление, развиваемое при горении паровоздушных, пылевоздушных и гибридных горючих смесей. Показано, что при уменьшении эквивалентного диаметра происходит снижение давления, развиваемого при горении горючих смесей, и происходит сокращение времени, в течение которого достигается максимальное давление взрыва.

Данные, полученные в ходе проведения экспериментов

№ п/п	Количество насадок, шт	Среднее значение давления взрыва, МПа	Относительная погрешность при доверительной вероятности $P = 0,95$	Вид вещества и его концентрация
1	0	0,540	2,40	Ацетон $c = 4,2 \%$
2	2	0,526	1,57	
3	3	0,525	2,70	
4	4	0,515	1,99	
5	6	0,475	2,17	
6	8	0,447	2,90	
7	12	0,365	2,75	
8	24	0,250	2,37	
9	0	0,531	5,97	Крахмал $c = 690 \text{ г/м}^3$
10	2	0,495	4,38	
11	3	0,452	5,74	
12	4	0,378	2,57	
13	6	0,337	2,67	
14	8	0,277	3,98	
15	12	0,208	5,69	
16	24	0,114	5,01	
17	0	0,557	4,32	Крахмал $c = 693 \text{ г/м}^3$ Ацетон $c = 5,7 \%$
18	2	0,540	5,14	
19	3	0,518	2,32	
20	4	0,468	4,80	
21	6	0,446	3,58	
22	8	0,387	3,59	
23	12	0,321	2,77	
24	24	0,204	3,92	

Список литературы

1. Архипов В.А., Синогина Е.С. Горение и взрывы. Опасность и анализ последствий : учеб. пособие. ТГПУ : Изд-во Том. гос. пед. ун-та, 2007. 124 с.
2. Даниленко В.В. Взрыв: физика, техника, технология. М. : Энергоатомиздат, 2010. 784 с.
3. Гельфанд Б.Е., Сильников М.В. Взрывобезопасность : учебник. СПб. : Астерион, 2006. 392 с.
4. Брушлинский Н.Н., Корольченко А.Я. Моделирование пожаров и взрывов. М. : ПОЖ-НАУКА, 2000. 482 с.

А.С. Горбунов, Г.С. Дупляков

Научный руководитель – кандидат технических наук *М.В. Елфимова*
ФГБОУ ВО «Сибирская пожарно-спасательная академия», ГПС МЧС России

ИССЛЕДОВАНИЕ ОГNETУШАЩИХ СВОЙСТВ ВОЗДУШНО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕН

Проблема предупреждения пожаров и борьбы с ними в России с каждым годом становится все более актуальной. Растет производство и потребление нефтепродуктов, спиртов и других горючих жидкостей, при хранении, транспортировании и использовании которых необходимо обеспечивать пожаровзрывобезопасность. Ежегодные материальные потери и число жертв от пожара и взрывов в мире неуклонно растут и достигают столь значительных размеров, что борьба с ними приобретает важнейшее государственное значение. Достаточно, например, отметить, что только в России за 2015 г. произошло 8 крупных аварий на объектах нефтегазовой промышленности и убытки достигли более 5 млрд долл. Начиная с 2010 г., в среднем происходит около двенадцати крупных аварий ежегодно [1]. Противопожарная защита нефтяной и нефтехимической промышленности, объектов транспорта нефти, хранилищ и перевалочных баз во многом обеспечивается за счет применения в качестве средства тушения пожаров пены различной кратности, эффективность которой определяется составом пенообразующей композиции.

Увеличение в России масштабов производства нефти и нефтепродуктов, а также расширение их производства в районах с суровыми климатическими условиями поставило задачу создания эффективных пенообразователей, обладающих высокой огнетушащей способностью при тушении пламени углеводородов и спиртов.

В связи с большим разнообразием на рынке возникла необходимость исследования огнетушащих свойств пенообразователей и пен различных по своей химической природе, а на основе данных исследований возможно составление рекомендаций по применению пенообразователей при тушении пожаров на предприятиях нефтехимической промышленности.

Согласно ГОСТ 50588-2012 пенообразователи разделены на две классификационные группы в зависимости от применения: пенообразователи общего назначения и пенообразователи целевого назначения. По химическому составу применяемые в настоящее время пенообразователи подразделяют на синтетические углеводородные, синтетические фторсодержащие и фторпротеиновые.

Пенообразователи общего назначения – пенообразователи, используемые для получения пены различной кратности и растворов смачивателей при тушении горючих жидкостей, твердых горючих материалов, волокнистых и тлеющих веществ, для защиты стро-

ительных конструкций, технологических аппаратов и хранящихся материалов от воздействия тепловых потоков. По химическому составу пенообразователи общего назначения классифицируются как синтетические углеводородные типа S.

Пенообразователи целевого назначения – пенообразователи, используемые в основном при тушении нефти, нефтепродуктов, водонерастворимых и водорастворимых горючих жидкостей. По химическому составу пенообразователи целевого назначения подразделяют на: синтетические углеводородные типов S, S/AR; синтетические фторсодержащие с высокой огнетушащей эффективностью типов AFFF, AFFF/AR, AFFF/AR-LV; фторпротеиновые с высокой огнетушащей эффективностью типов FP, FFFP, FP/AR и FFFP/AR.

Пенообразователи типа AFFF (*aqueous film forming foam*) – синтетические фторсодержащие пленкообразующие пенообразователи целевого назначения для тушения горючих жидкостей.

Пенообразователи типа FFFP (*film forming fluoroprotein*) – протеиновые фторсодержащие пленкообразующие пенообразователи целевого назначения для тушения горючих жидкостей.

Пенообразователи типа FP (*fluoroprotein*) – протеиновые фторсодержащие пенообразователи целевого назначения для тушения горючих жидкостей.

Пенообразователи типа AFFF/AR (*aqueous film forming foam, alcohol-resistant*) – синтетические фторсодержащие пленкообразующие спиртоустойчивые пенообразователи целевого назначения для тушения водорастворимых и водонерастворимых горючих жидкостей.

Пенообразователи типа AFFF/AR-LV (*aqueous film forming foam, alcohol-resistant, low-viscosity*) – синтетические фторсодержащие пленкообразующие спиртоустойчивые пенообразователи целевого назначения низкой вязкости для тушения водорастворимых и водонерастворимых горючих жидкостей.

Пенообразователи типа FFFP/AR (*film forming fluoroprotein, alcohol-resistant*) – протеиновые фторсодержащие пленкообразующие спиртоустойчивые пенообразователи целевого назначения для тушения водорастворимых и водонерастворимых горючих жидкостей.

Пенообразователи типа FP/AR (*fluoroprotein, alcohol-resistant*) – протеиновые фторсодержащие спиртоустойчивые пенообразователи целевого назначения для тушения водорастворимых и водонерастворимых горючих жидкостей.

Пенообразователи типа S/AR (*synthetic, alcohol-resistant*) – синтетические спиртоустойчивые пенообразователи целевого назначения без содержания фторированного поверхностно-активного вещества для тушения водорастворимых и водонерастворимых горючих жидкостей.

Пенообразователи типа S (*synthetic*) – синтетические пенообразователи, не содержащие фторированные поверхностно-активные вещества для тушения пожаров. Пенообразователь типа S используется для приготовления рабочего раствора для получения пены, а также рабочего раствора смачивателя при тушении твердых горючих материалов, лесных и торфяных пожаров. Рабочая концентрация пенообразователя типа S в водном растворе для получения пены, как правило, в два раза превышает концентрацию пенообразователя типа S в водном растворе для получения раствора смачивателя.

Пенообразователи (смачиватели) типа WA (*wetting agent*). Синтетические пенообразователи, не содержащие фторированные поверхностно-активные вещества, используются для тушения пожаров в качестве смачивателя. Могут использоваться для приготовления рабочего раствора смачивателя непосредственно в цистерне пожарного автомобиля. Обладают низкой пенообразующей способностью для предотвращения образования пены в насосе. Применяются при тушении твердых горючих материалов, лесных и торфяных пожаров.

Объектами исследования выбраны пены низкой, средней и высокой кратности из следующих пенообразователей:

- пенообразователь типа S – ПО-6РЗ;
- пенообразователь типа AFFF – ПО-РЗФ;
- пенообразователь типа AFFF/AR – ПО-РЗП.

При приготовлении образцов пен применяли воду по ГОСТ 50588-2012 (дистиллированная вода).

Эксперименты проводили по ГОСТ Р 53280.2-2010 (стендовая методика).

Во время проведения эксперимента № 1 определяли время поверхностного тушения н-гептана и растворителя в противне пеной низкой, средней и высокой кратности при установленной интенсивности подачи рабочего раствора пенообразователя и определяли время повторного воспламенения поверхности горючего от внесенного в потушенный пеной модельный очаг горящего тигля. Результаты показаны в табл. 1.

Таблица 1

Результаты эксперимента по проведению поверхностного тушения

Пенообразователь и кратность	Время тушения н-гептана, с	Время повторного воспламенения н-гептана, с	Время тушения растворителя, с	Время повторного воспламенения растворителя, с
ПО-6РЗ (пена низкой кратности)	47	90	Пена неэффективна	–
ПО-6РЗ (пена средней кратности)	25	78	Пена неэффективна	–
ПО-6РЗ (пена высокой кратности)	Пена неэффективна	–	Пена неэффективна	–
ПО-РЗФ (пена низкой кратности)	15	Более 450	35	100
ПО-РЗФ (пена средней кратности)	25	Более 450	46	79
ПО-РЗФ (пена высокой кратности)	–	–	–	–
ПО-РЗП (пена низкой кратности)	14	Более 450	15	Более 450
ПО-РЗП (пена средней кратности)	27	Более 450	27	Более 450
ПО-РЗП (пена высокой кратности)	–	–	–	–

Выводы

1. Наиболее эффективной пеной для тушения н-гептана является пена низкой кратности из пенообразователей типа AFFF и AFFF/AR.

2. Наиболее эффективной пеной для тушения полярных жидкостей является пена низкой кратности из пенообразователей типа AFFF/AR.

3. Пена средней кратности менее эффективна, чем пена низкой кратности

4. Применение пенообразователя типа S для тушения резервуара с нефтепродуктами малоэффективно, так как быстро разрушается под действием огня.

5. Применение пенообразователя типа S для тушения резервуара с полярными жидкостями запрещается, так как пена неэффективна и увеличивается возможность растекания за пределы резервуара.

6. Пенообразователь типа AFFF малоэффективен для тушения полярных жидкостей, так как пленка, образовавшаяся на поверхности растворителя, быстро растворяется и возможно повторное воспламенение резервуара от других источников зажигания.

Во время проведения эксперимента № 2 определяли время подслоного тушения н-гептана и растворителя в противне пеной низкой, средней и высокой кратности при установленной интенсивности подачи рабочего раствора пенообразователя и определяли время повторного воспламенения поверхности горючего от внесенного в потушенный пеной модельный очаг горящего тигля. Результаты показаны в табл. 2.

Таблица 2

Результаты эксперимента по проведению подслоного тушения

Пенообразователь и кратность	Время тушения н-гептана, с	Время повторного воспламенения н-гептана, с	Время тушения растворителя, с	Время повторного воспламенения растворителя, с
ПО-6РЗ (пена низкой кратности)	Пена неэффективна	–	Пена неэффективна	–
ПО-6РЗ (пена средней кратности)	Пена неэффективна	–	Пена неэффективна	–
ПО-6РЗ (пена высокой кратности)	–	–	–	–
ПО-РЗФ (пена низкой кратности)	12	Более 450	Пена неэффективна	–
ПО-РЗФ (пена средней кратности)	Пена неэффективна	–	Пена неэффективна	–
ПО-РЗФ (пена высокой кратности)	–	–	–	–
ПО-РЗП (пена низкой кратности)	12	Более 450	35	Более 450
ПО-РЗП (пена средней кратности)	Пена неэффективна	–	Пена неэффективна	–
ПО-РЗП (пена высокой кратности)	–	–	–	–

Выводы

1. Применение пенообразователя типа S – для подслоного тушения нефтепродуктов и полярных жидкостей запрещено.
2. Пена средней кратности – для подслоного тушения неэффективна.
3. Пену высокой кратности невозможно подать в слой горючей жидкости.
4. Тушение полярных жидкостей подслоным способом малоэффективно при применении пенообразователей типа AFFF/AR и неэффективно для пенообразователей AFFF и S.

По результатам экспериментальной части разработаны рекомендации по применению пенообразователей для тушения нефтепродуктов. Полученные данные могут быть использованы для проведения экспертиз противопожарной защиты нефтебаз и лабораторных практиках при подготовке и переподготовки специалистов.

Список литературы

1. Пронедра. Пожары. Нефть. URL: <http://www.pronedra.ru/tags/пожары,нефть>.

УДК 662.612: 662.613: 66.088

О.Л. Магдеева¹, В.А. Кузнецов, К.Н. Мешков, А.О. Марков

¹*Сибирский федеральный университет*

Научный руководитель – кандидат технических наук **М.Ю. Чернецкий**

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ САМОВОЗГОРАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Проблема самовозгорания угля является общемировой. Так, ежегодные потери угольных ресурсов в результате самовозгорания составляют в Китае более 200 млн т, что равно седьмой части годовой добычи, и помимо прямого экономического ущерба чревато серьезными экологическими последствиями. Самовозгорание является основной причиной пожаров на складах топлива и топливоподачах (50–60 %), по этой причине происходит каждый шестой пожар на котельных и тепловых электростанциях. Существующие сегодня методы оценки пожаро- и взрывоопасности углей являются часто обобщенными, не отражающими реальные процессы, происходящие в твердом топливе с течением времени и в ходе его переработки. Целью данной работы являлась разработка расчетно-экспериментальной методики оценки самовозгорания угля при транспортировке и хранении в кузовах, основанной на изучении реакционных свойств угольного топлива и трехмерного моделирования процессов тепломассопереноса с учетом химического реагирования.

Для определения критических условий процессов самовозгорания, протекающих по тепловому механизму, использовалась экспериментальная установка, схема которой представлена на рис. 1 [1]. Установка предназначена для определения кинетических параметров процессов самонагрева. Основу установки составляет суховоздушный термостат специальной конструкции, позволяющий поддерживать температуру в диапазоне от 50 до 300 °С с точностью 0,5 °С. Реакционный сосуд (контейнер) выполнен в виде цилиндра из тонкой латунной сетки. В ходе опытов регистрируется температура не менее чем в четырех точках (в термостате, вблизи стенки, в центре и на границе реакционного сосуда) с помощью хромель-алюмелевых термопар диаметром 0,3–0,5 мм. Для расчета эффективной энергии активации E и предэкспоненциального множителя C полученные в ходе опыта термограммы обрабатываются и пересчитываются в аррениусовских координатах.

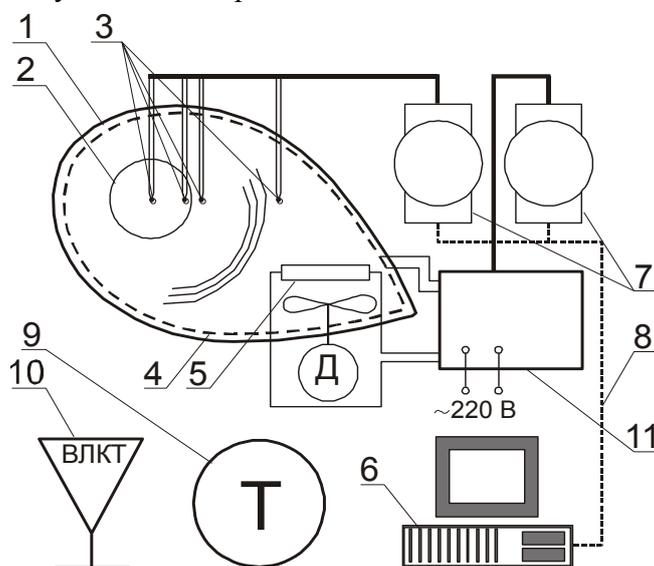


Рис. 1. Установка определения параметров самовозгорания [1]:

- 1 – корпус термостата; 2 – реакционный сосуд; 3 – термопары; 4 – основной нагреватель; 5 – вспомогательный нагреватель; 6 – ПЭВМ; 7 – модули сбора данных и управления; 8 – линия связи RS-485; 9 – сушильный шкаф; 10 – весы; 11 – модуль электропитания и управления

Процесс разогрева образца пыли бурого угля в термостате записывается в виде

$$\frac{dT}{d\tau} = \frac{m}{C_m} (\dot{Q}_m + \dot{Q}_d + \dot{Q}_o), \quad (1)$$

где \dot{Q}_m – тепловая мощность, обусловленная теплопроводностью, Вт; \dot{Q}_o – мощность тепловыделения при окисления угля, Вт; C_m – теплоемкость кокса, Дж/(кг·К).

$$\dot{Q}_m = \alpha S (T - T_o), \quad (2)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); S – площадь поверхности теплоотдачи, м².

Тепловыделение при окислении угля учитывается посредством задания источника в виде

$$C_p \rho \frac{dT}{dt} = C_p \rho \cdot n \cdot C \exp \left\{ -\frac{E}{RT} \right\}, \quad (3)$$

На границах задается коэффициент теплоотдачи, соответствующий постановке задачи.

Полученная математическая модель позволяет рассчитывать динамику разогрева (тепло-выделения) пыли угля в процессе самовозгорания в зависимости от свойств угольной пыли и внешних факторов.

Геометрия, размеры и расчетная сетка вагона для хранения и транспортировки угля представлены на рис. 1.

Были выполнены оценки самовозгорания исходного угольного топлива. При моделировании использовались данные, полученные в ходе проведения экспериментальных работ (см. таблицу).

На рис. 2 представлены результаты в виде временной зависимости нагрева бурого угля при хранении в кузове при начальной температуре окружающего воздуха 400, 407, 417 К. При данной начальной температуре происходит самовозгорание угля с периодом индукции 99 ч (4,125 суток), 60 ч (2,51 суток) и 31 ч (1,29 суток) соответственно.

Результаты моделирования хорошо согласуются с оценками, сделанными по теории Франк-Каменецкого [2] для параллелепипеда угля объемом 90,8 м³. Теория Франк-Каменецкого дает критическую температуру на 7 К выше, чем результаты моделирования.

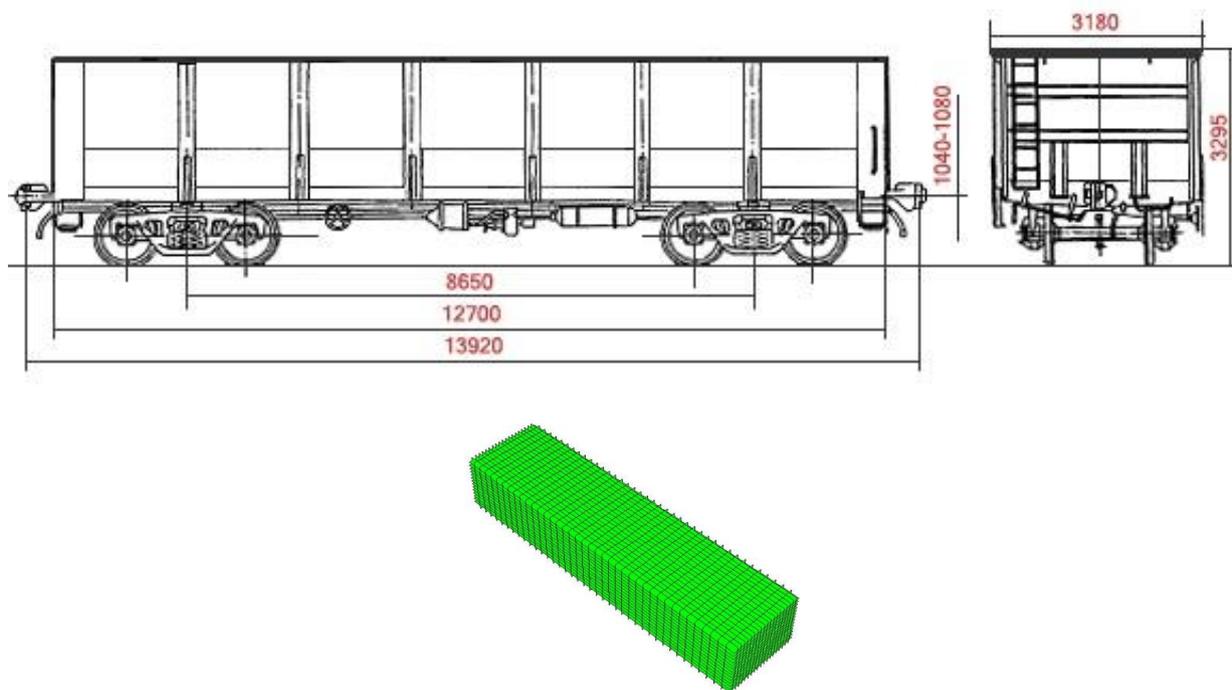


Рис. 2. Размеры, геометрическая модель и расчетная сетка вагона, заполненного углем

Таблица

Свойства угольной пыли при моделировании процесса

C_p , Дж/кг·К	ρ , кг/м ³	α , Вт/(м ² ·К)	λ , Вт/м·К	E , Дж/моль	C , К/с
1 065	750	20	0,1	108 846	$5.53 \cdot 10^{11}$

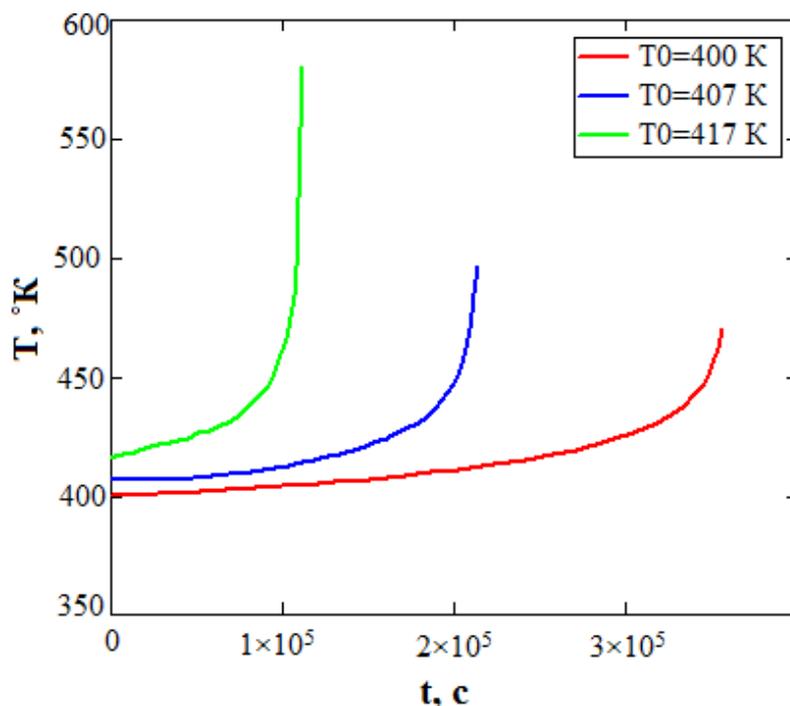


Рис. 3. Временная зависимость нагрева угля при хранении в вагоне при различных начальных температурах

Предлагаемая методика легко реализуема в производственных условиях, требует достаточно простой в изготовлении экспериментальной установки, наличие программного обеспечения, в основу которого положена математическая модель, представленная выше и задание необходимых для расчета параметров: температура окружающей среды, реакционных свойств угля, полученных предварительно, условия складирования или перевозки угля. С использованием предлагаемой методики можно исследовать факторы, влияющие на увеличение рисков самовозгорания, при его перевозке в полувагонах железнодорожным транспортом, а также при хранении на временных складах. Обосновать и разработать конструкции специализированных контейнеров, удовлетворяющие требованиям по самовозгоранию угля, а также продуктов переработки угля (кокс, полукокс) в нестандартных условиях.

Исследования выполнены при поддержке РФФИ (грант № 15-38-20969).

Список литературы

1. Захаренко Д.М. Особенности развития теплофизических процессов самовозгорания и взрыва пыли бурых углей : дис. ... канд. техн. наук. Красноярск, 2001. С. 69–82.
2. Франк-Каменецкий Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике. М. : Наука, 1967. 491 с.

Ю.О. Усатая

Научный руководитель – кандидат технических наук, старший научный сотрудник **Е.И. Пономарев**
Сибирский федеральный университет

МЕТОД РЕГИСТРАЦИИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ И ВЕРХОВЫХ ПОЖАРОВ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА

На территории Сибири ежегодно фиксируются лесные пожары (ЛП) на площадях до 17 млн га [1]. Прогнозируется дальнейшее возрастание частоты возникновения и интенсивности пожаров, в том числе в зоне бореальных лесов Сибири [2, 3]. В связи с этим актуальна разработка новых методов детектирования пожаров и прогнозирования уровня воздействия на леса. В частности, детектирование верховых пожаров и пожаров экстремальной интенсивности позволит прогнозировать уровень после пожарных изменений.

В связи с большим охватом территории оперативный мониторинг ЛП в современных условиях может быть проведен только с использованием спутниковых систем. Сегодня официально до 51 % лесов отнесено под спутниковые методы мониторинга. Данная работа выполнена с использованием банка данных лесных пожаров Сибири за период 1996–2015 гг. Института леса имени В.Н. Сукачева СО РАН.

Основная цель работы – разработка технологии детектирования экстремальных и верховых пожаров дистанционными методами и адаптация имеющихся подходов для условий Сибири.

Исходная информация включала динамику 20 пожаров, для которых была восстановлена динамика мощности теплоизлучения активных зон на основе более ста наблюдений для каждого случая пожара. Выборка пожаров охватывала период 2012–2015 гг., были представлены данные для различных лесорастительных районов Сибири.

На основе спутниковой съемки TERRA/Modis в среднем инфракрасном ($\lambda \sim 4$ мкм) диапазоне для активной зоны пожара вычислялся показатель мощности теплоизлучения. В зарубежных публикациях такая характеристика известна как Fire Radiative Power (FRP) [4, 5, 6]. Мощность тепловыделения, связанная с количеством сгорающей растительной биомассы, может рассматриваться как критерий при оценках уровня воздействия огня на древостои. Особенно эффективно такой показатель применим в случаях пожаров с экстремальной мощностью теплоизлучения, включая верховые [7].

Классификация отдельных участков пожаров по мощности позволяет в перспективе перейти к решению обратной задачи оценки количества сгорающих горючих материалов и уровня воздействия огня на древостои. Такая информация позволит повысить точность оценок пожарных эмиссий, воздействия огня на древостои на локальном и глобальном уровнях.

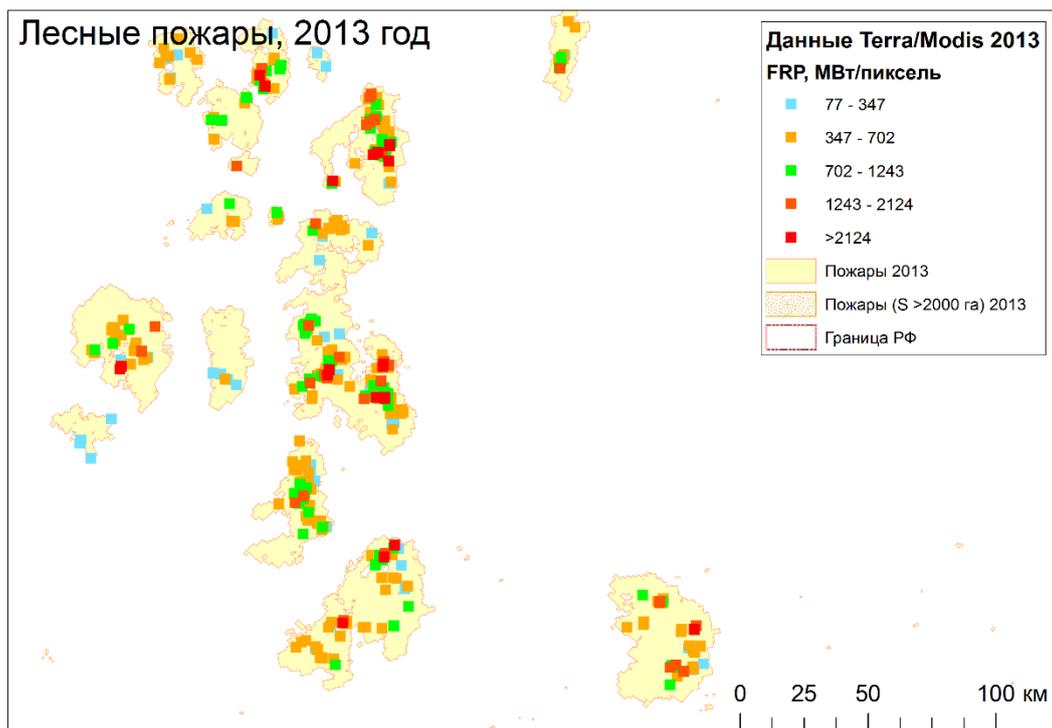


Рис. 1. Классификация пожаров в диапазонах FRP, 2011– 2015 гг.

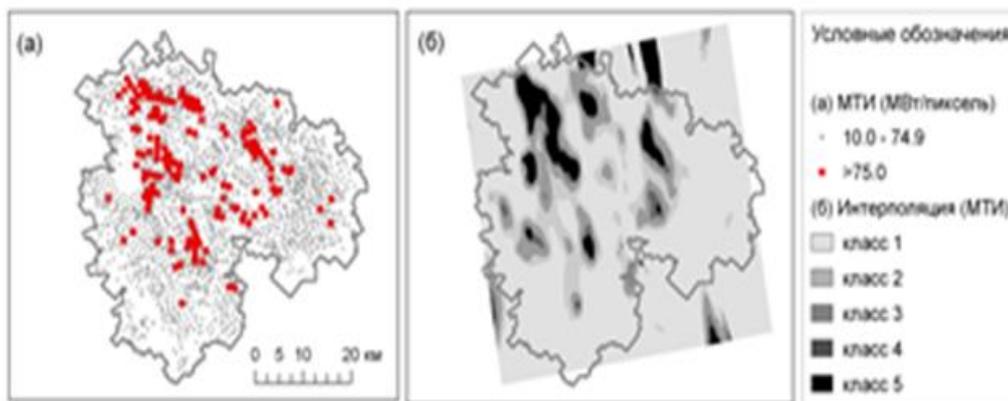


Рис. 2. Пример обработки данных о динамике мощности тепловыделения на различных стадиях развития пожара: *а* – исходный набор попиксельных измерений, красным выделены точки с экстремальными значениями МТИ; *б* – результат интерполяции по уровню МТИ.

Получены следующие результаты. Впервые для пожаров на территории Сибири адаптирована технология оценки мощности теплоизлучения от активной зоны пожара на основе спутниковых съемок TERRA/Modis. Установлено, что доля пожаров с экстремальными характеристиками тепловыделения составляет $8,0 \pm 2,18$ % от общего числа. Не менее 5 % от среднегодовой площади лесных пожаров площади составляют участки, пройденные высокоэнергетическими или верховыми пожарами.

Разработали критерий детектирования пожаров экстремальной интенсивности горения и верховых пожаров. Получили количественную оценку таких пожаров в масштабах Сибири за период 2011–2015 гг. Установлено, что доля экстремальных пожаров ежегодно составляет 4–6 % от общего числа, а площади с экстремальным уровнем после пожарного воздействия – до 70 %.

На основе метеорологических данных, установили динамику показателя пожароопасности ПВ-1 в районе действия лесного пожара.

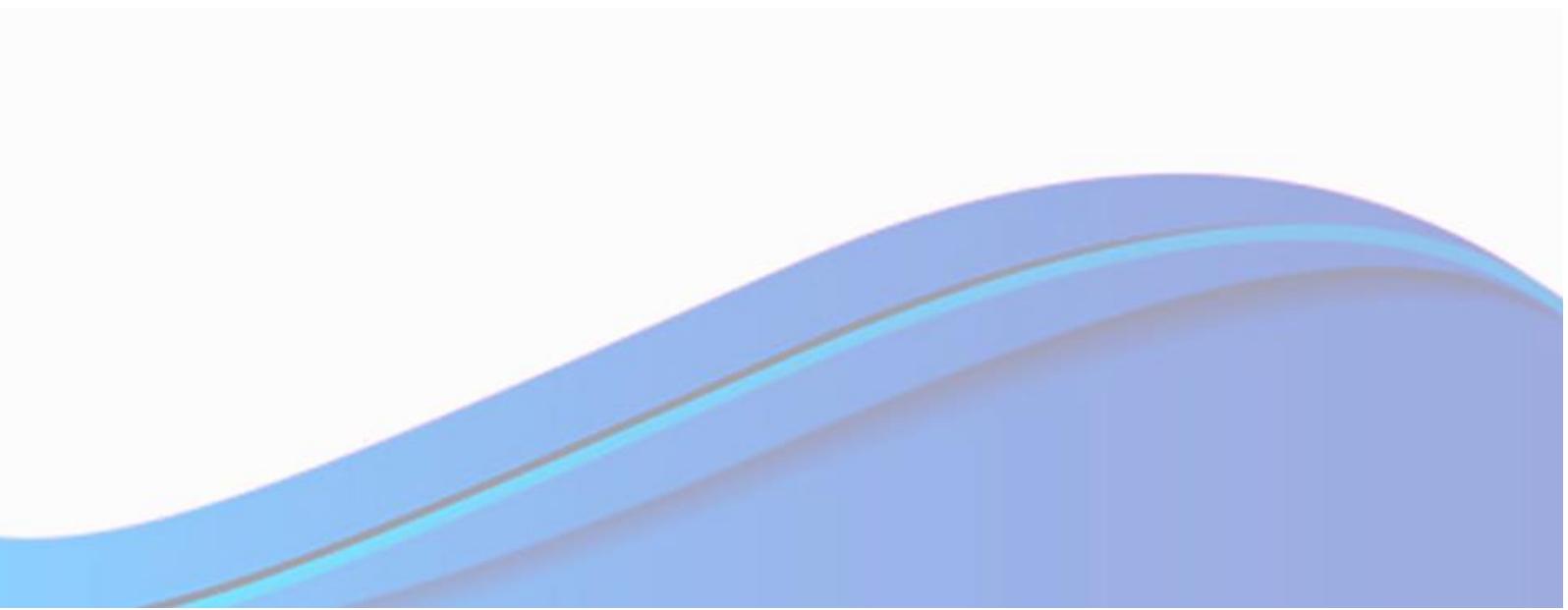
Установлен уровень зависимости мощность теплоизлучения от пожара от внешних факторов (уровень пожарной опасности по условиям погоды, преобладающий древостой). В первом приближении эта связь описывается экспоненциальной функцией с достоверностью аппроксимации на уровне 0,94.

Дано количественное описание различий мощности теплоизлучения от активной зоны пожара в лесах Сибири с преобладанием сосновых и лиственничных насаждений.

Список литературы

1. Швиденко А.З., Щепаченко Д.Г. Климатические изменения и лесные пожары в России // Лесоведение. 2013. № 5. С. 50–61.
2. A comparison of Canadian and Russian boreal forest fire regimes / W.J. de Groot, A.S. Cantin, M.D. Flannigan [at al.] // For. Ecol. and Manag., 2013. 294. P. 23–34.
3. Extreme fire events are related to previous-year surface moisture conditions in permafrost-underlain larch forests of Siberia / M. Forkel, K. Thonicke, C. Beer [at al.] // Environ. Res. Lett., 2012, 7, 044021: 9.
4. Relationship between remotely sensed fire intensity and rate of emission of smoke: SCAR-C experiment / Y. Kaufman, L. Remer, R. Ottmar [at al.] // In J. Levine (Ed.). Global biomass burning. MA: MIT Press. 1996. P. 685– 696.
5. Швецов Е.Г., Пономарев Е.И. Оценка влияния внешних условий на мощность теплоизлучения от лесных пожаров по данным спутникового мониторинга // Сиб. эколог. журн. 2015. № 3. С. 413–421.
6. Пономарев Е.И., Иванов В.А., Швецов Е.Г. Детектирование верховых лесных пожаров по данным съемки Terra/Modis // Лесное хозяйство. 2014. № 2. С. 32–33.
7. Пономарев Е.И. Классификация пожаров в Сибири по мощности излучения на основе показателя FRP по данным TERRA/Modis // Исслед. Земли из космоса. 2014. № 3. С. 56– 64.

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА



В.Г. Белов, А.В. Кротов

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *О.В. Колмаков*
Сибирский федеральный университет

SMART METERING: ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНОЛОГИИ

На оснащение интеллектуальными приборами учета (Smart Metering) в западной концепции Smart Grid отводится до 40 % от общей суммы инвестиций. В ближайшие годы ежегодные мировые капитальные затраты коммунальных организаций на «умные» счетчики и их установку будут продолжать расти, достигнув 8,3 млрд долл.

Smart-счетчики способны на большее помимо простого ведения учета:

- являются важным датчиком в сети низкого напряжения;
- собирают статистику состояния сети, позволяя операторам лучше предвидеть проблемы и принимать быстрые и точные решения по управлению «на передовой» организацией на основе их приложений оптимизации энергосистемы для создания более активной и самовосстанавливающейся сети.

«Умные» счетчики интегрированы в единую платформу управления энергопотреблением, работа которой позволяет сократить потребление, уменьшить количество отключений, снизить негативное воздействие на окружающую среду.

В России, по данным Минэнерго РФ, не более 5 % установленных счетчиков имеют функцию обратной связи, то есть являются «умными». Основная функция счетчиков в России – биллинг.

Системы Smart Metering («умные» измерения) – интеллектуальные приборы учета с двунаправленной связью, установленные на стороне потребителя. Обеспечивают регулярный опрос, обработку данных, предоставление информации о потреблении энергоресурсов и возможность автоматического и удаленного управления.

Технологии Smart Metering также обеспечивают:

- 1) достоверное измерение энергоресурсов;
- 2) автоматизированную и оперативную обработку, передачу и представление информации о потреблении энергоресурсов;
- 3) осуществление контроля режима потребления;
- 4) сведение баланса по группам счетчиков с целью выявления безучетного потребления и фактов воздействия на счетчики;
- 5) определение фактических потерь в сетях;
- 6) ограничение и отключение энергопотребления;

- 7) оценку эффективности энергосберегающих мероприятий и технологий;
- 8) управление потоками мощности.

«Умные» системы учета. Кому это необходимо?

- **Сетевым компаниям:** снижение технологических и коммерческих потерь, сведение энергобалансов, противодействие искаженным показаниям и попыткам неучтенного потребления контроль и защита от хищений, платформа для внедрения Smart Grid.
- **Энергосбытовым компаниям:** автоматизированный сбор данных, ограничение мощности в случае задолженности, удаленное отключение абонентов, планирование закупок на оптовом рынке, стимулирование электронных расчетов, снижение агентской комиссии за оплату, повышение платежной дисциплины.
- **ЖКХ, УК:** получение удаленного автоматизированного доступа к данным о потреблении, получение инструмента для проведения расчетов, точность финансово-экономического планирования.
- **Потребителям:** контроль качества электроэнергии, интернет-кабинет, экономия энергоресурсов, снижение расходов за счет дифференцированных тарифов, возможность самостоятельно оценивать и регулировать энергопотребление.

SMART METERING: «умный» учет энергоресурсов

Технологии Smart Metering позволяют оценить эффективность внедрения энергосберегающих технологий, сделать прозрачными расчеты за потребленные энергоресурсы, оперативно получать данные о текущем потреблении электроэнергии, режимах потребления, контроля исправности счетчиков, осуществить сведение баланса по группам счетчиков с целью выявления безучетного потребления и фактов воздействия на приборы учета.

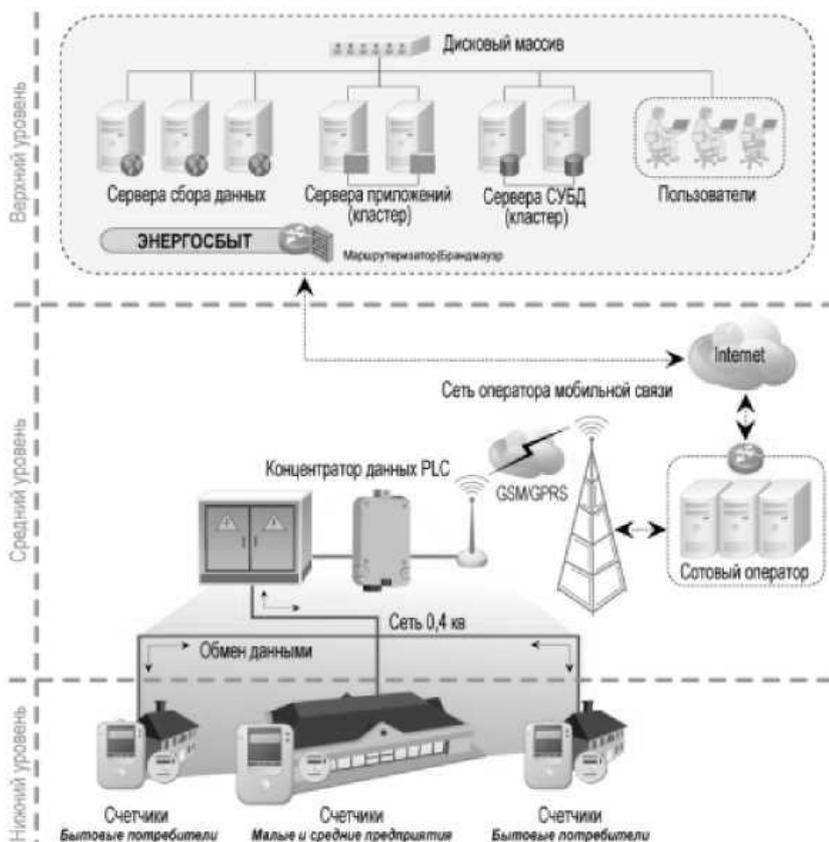
Создание систем Smart Metering предполагает формирование нескольких уровней.

Верхний уровень Smart Metering, в основе которого лежит MDM (Meter Data Management) система, который обеспечивает комплексное управление инфраструктурой, включая дистанционный сбор, хранение, обработку данных результатов измерений, управление нагрузкой потребителя, мониторинг состояния элементов системы и многое другое.

Средний уровень представляет собой коммуникационную среду, обеспечивающую безопасный и защищенный обмен данными между верхним и нижним уровнями системы.

Нижний уровень включает установленные на стороне потребителя интеллектуальные приборы учета.

Вендоры, специализирующиеся на разработке программного обеспечения, предлагают новые решения в области «умного» учета, позволяющие не просто измерять и «превращать» в «деньги» данные результатов измерений, но также решать сложные аналитические задачи, связанные с управлением инфраструктурой, прогнозированием потребления, выявлением фактов и борьбой с хищениями энергоресурсов, повышением энергоэффективности и другими задачами, требующими оперативной обработки и анализа больших объемов информации.



Рисунок

Счетчики одного из основных мировых лидеров производства «умных» приборов учета, компании Echelon (США), позволяют регистрировать одновременно до шестидесяти четырех (более чем из восьмидесяти возможных) типов измерений с интервалами от одной минуты до одних суток. Таким образом, объем информации, которую можно использовать для анализа, в расчете на 30 млн абонентов, может составить десятки триллионов измерений в год.

Данное направление, получившее название Meter Data Analytics (MDA), можно считать следующим этапом развития информационно-аналитических технологий в Smart Metering. Одними из основных лидеров в области MDA в настоящее время являются такие компании как Oracle Corporation, SAP, eMeter Corporation.

ЗАДАЧИ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ СИСТЕМ SMART METERING

Перед системами программного обеспечения Smart Metering стоят следующие ключевые задачи:

- дистанционное считывание показаний приборов учета энергоресурсов;
- работа с большим, в отдельных случаях многомиллионным, количеством точек учета, обеспечивая при этом высокий уровень производительности;
- дистанционный контроль параметров качества электроэнергии;
- дистанционное управление приборами учета энергоресурсов;

- дистанционное параметрирование приборов учета энергоресурсов;
- дистанционное управление энергопотреблением;
- регистрация событий приборов учета, фактов несанкционированного доступа;
- расчет потерь и сведение балансов;
- создание любых иерархий объектов учета, ведение нормативно-справочной информации, генерация отчетов и т. д.;
- возможность обмена данными с другими сертифицированными системами;
- возможность адаптации под иные задачи, предусмотренные бизнес-процессами заказчика.

В России и за рубежом в настоящее время существует немало программных продуктов, предназначенных для работы в составе АИИС КУЭ. Однако практика бизнеса порой требует новых разработок, необходимость которых вызвана потребностями крупных проектов.

ОПЫТ «УМНЫХ ГОРОДОВ»: ПИЛОТНЫЙ ПРОЕКТ В ПЕРМИ

Заказчик: Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго».

Проект в рамках федеральной программы «Считай. Экономь. Плати». Пять компаний-интеграторов, среди которых «Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ"», установили 49,9 тыс. «умных» приборов учета в Мотовилихинском районе г. Пермь.

ИЦ «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» по итогам участия получил диплом ОАО «Холдинг МРСК» за лучшее соответствие приборов учета техническим требованиям в пилотном проекте.

Результаты:

- сокращение потерь на 3,8 млн кВт ч ежемесячно за счет более высокой точности приборов учета и полного «охвата» потребителей;
- полное исключение случаев бездоговорного и безучетного потребления;
- определение объемов передачи по реальному уровню потребления, а не нормативам;
- срок окупаемости – 4,5 года.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ: НЕОБХОДИМ КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

Переход на интеллектуальные приборы учета приведет к созданию системы контроля состояния сети и лучшей прогнозируемости потребления.

В случае отказа от внедрения Smart Metering Россия технологически может отстать от мирового сообщества и увеличить свои риски в экономическом аспекте (в силу активного развития концепции Smart Grid, которая базируется на Smart Metering, в развитых странах).

Технологии Smart Metering доступны и могут быть применены повсеместно, имеют ряд неоспоримых преимуществ перед традиционными, не имеющими интеллектуальной составляющей, приборами учета.

Системы Smart Metering являются базовым звеном в решении задач повышения энергоэффективности и энергосбережения.

Список литературы

1. URL: http://www.ackye.ru/activities/smart-metering/?sphrase_id=1938.

А.И. Колмакова, М.О. Колмакова

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент **В.О. Колмаков**
Сибирский федеральный университет

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ ТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Из общего количества вырабатываемой электроэнергии до 30 % расходуется на электрическое освещение, поэтому активное использование новых энергосберегающих технологий в освещении ведет 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*) – источник 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 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 тока, 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 тока. 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 гармониках 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 %.

Некоторые характерные результаты применения АФГ для нелинейных нагрузок, которые могут быть достигнуты в зданиях делового профиля (нагрузка ПК-типа) представлены на рис. 2 [7].

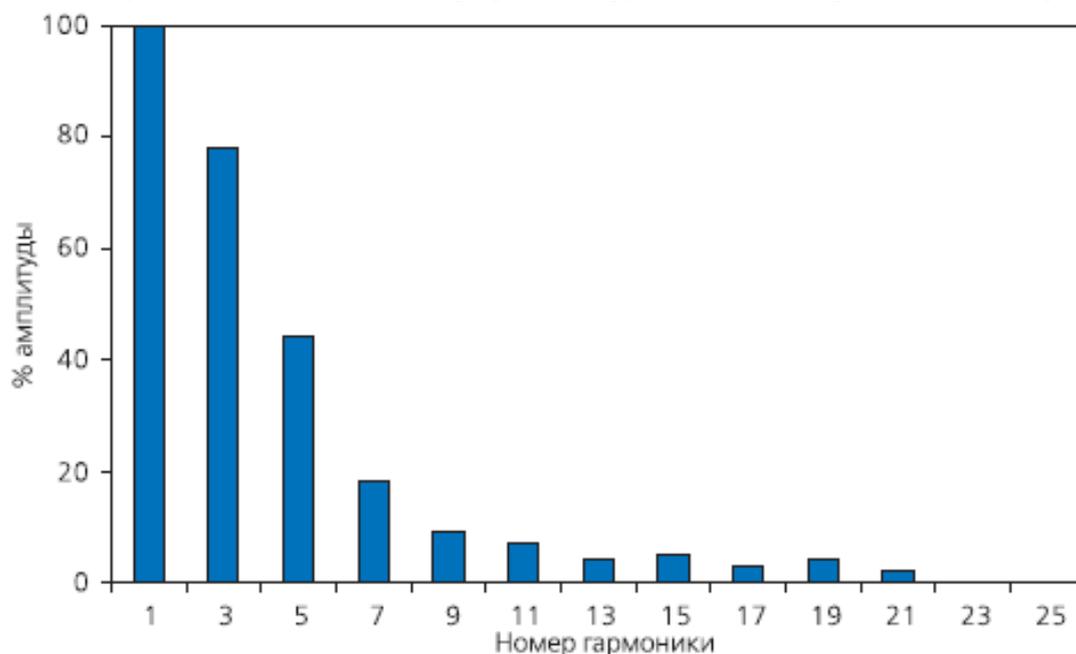


Рис. 1. Некомпенсированный спектр нагрузок ПК-типа

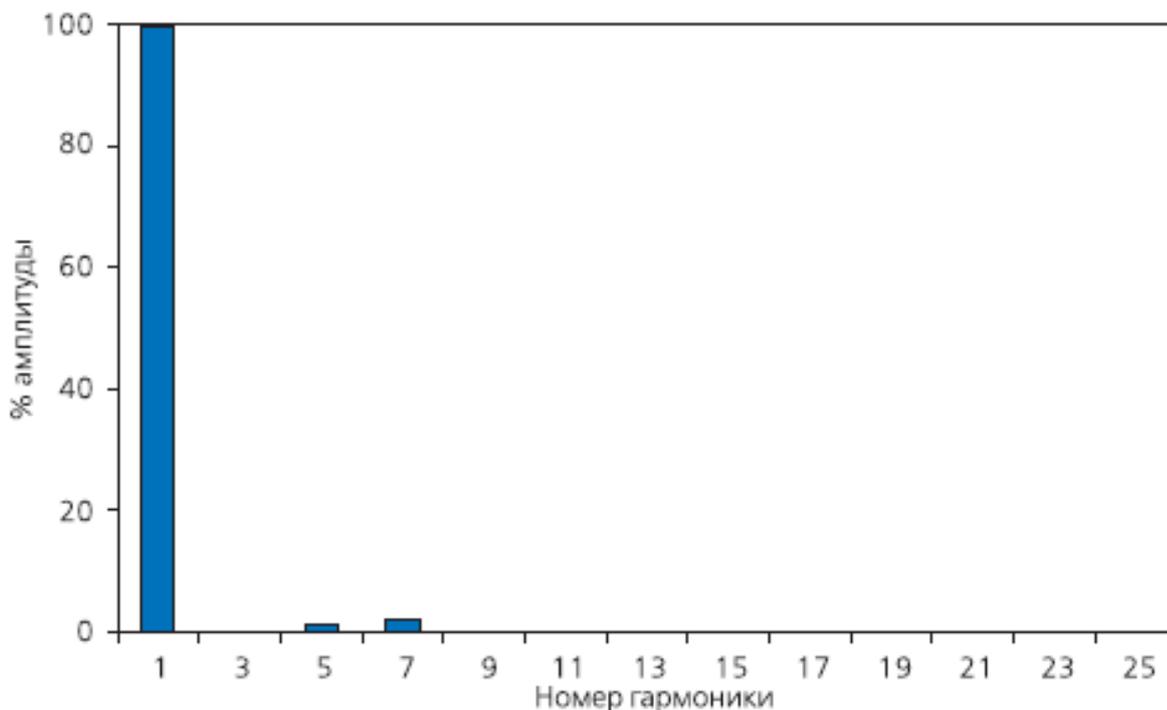


Рис. 2. Полностью исправленная нагрузка ПК-типа

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.

В силу того, что осветительную нагрузку можно отнести к статической, задача оптимизации передаточных функций частотно зависимых звеньев по условиям селективности и быстродействия не представляется актуальной. Приоритетными вопросами являются обеспечение параметров электроэнергии в соответствии с нормативными показателями ее качества.

ГОСТ 13109-97 не требует полной компенсации токов высших гармоник, ограничивая только их процентное содержание в питающем токе.

Одним из вариантов снижения влияния на питающую сеть импульсного характера потребления LED-освещения может быть использование корректора коэффициента мощности [8]. На рис. 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.

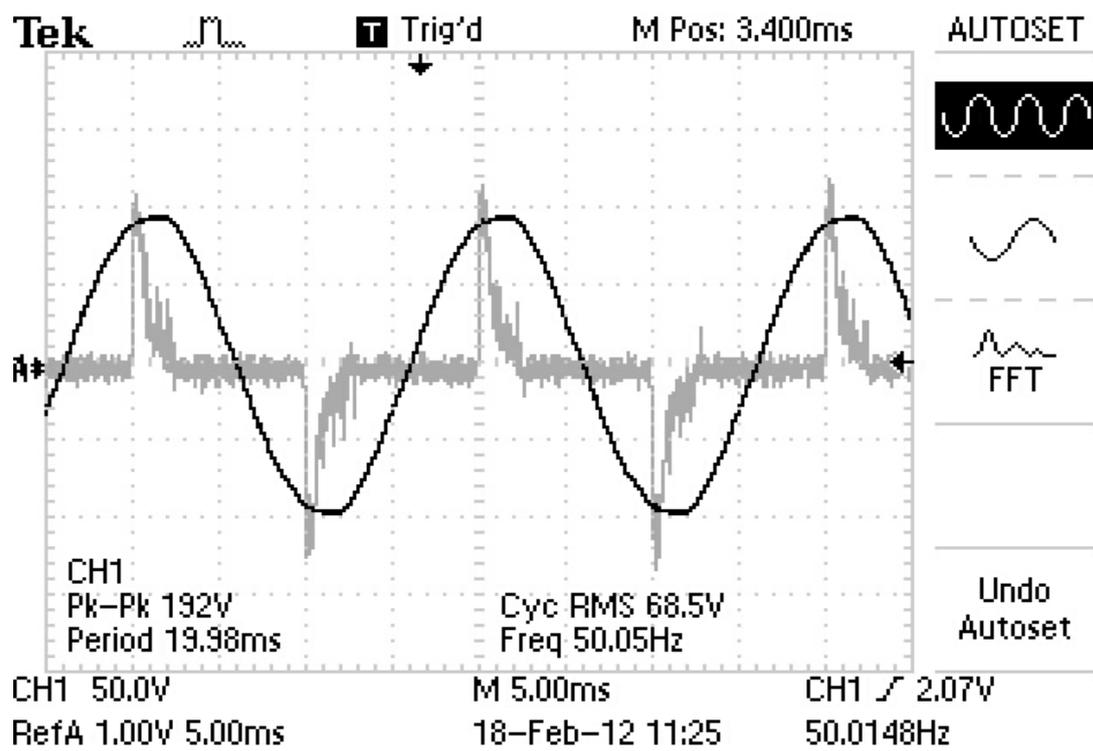


Рис. 3. Анализ тока потребления

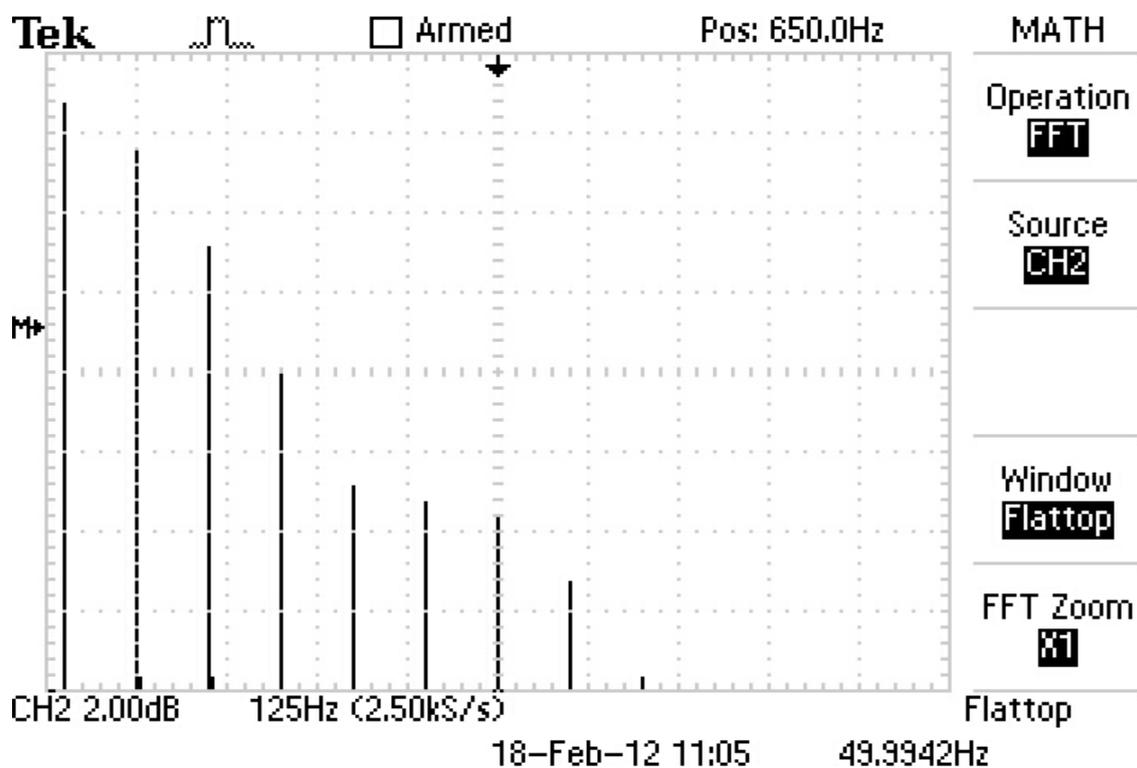


Рис. 4. Анализ потребляемого тока светодиодных светильников в спектральных координатах

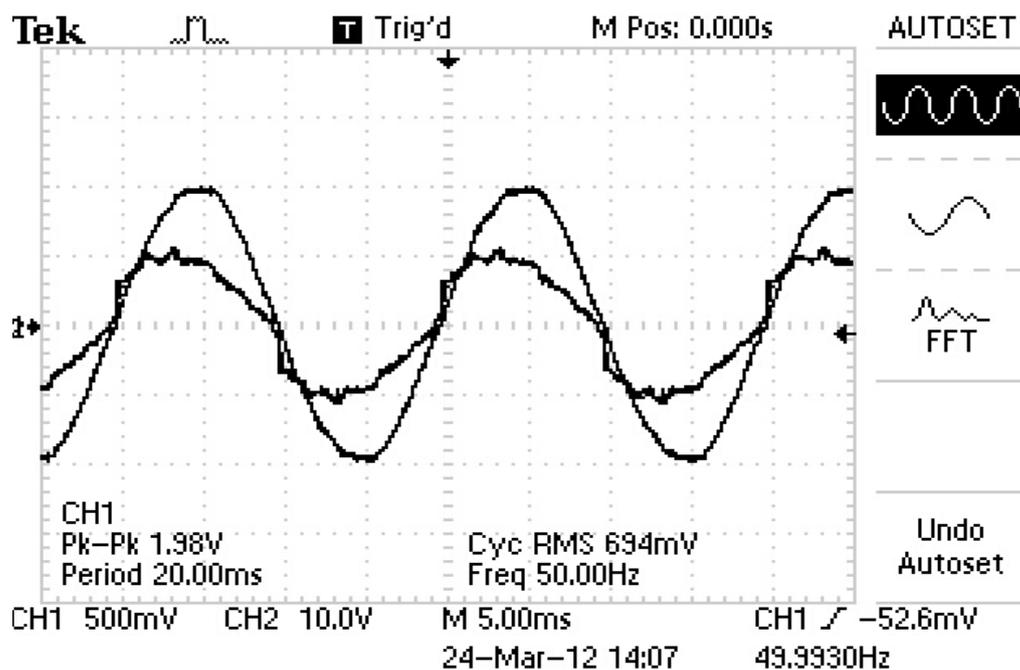


Рис. 5. Осциллограмма тока потребления светодиодного светильника

Выводы:

- 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. СПб. : Наука, 2000. 255 с.
2. Набиуллина Э. Светодиодные лампы подешевеют. URL: http://www.sm-svet.ru/news/news.php?ELEMENT_ID=138.
3. СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. ИЗД
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 : науч.-техн. сб. / под ред. Г.М. Малышкова, А.В. Лукина. М. :АОЗТ «ММП-Ирбис», 2002. Вып 5. С. 1–6.
7. Шри Карв. Активные фильтры гармоник // Энергосбережение. 2004. № 4. С. 74. URL: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2561.

А.И. Колмакова, М.О. Колмакова, Р.Н. Галиахметов

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *В.О. Колмаков*
Сибирский федеральный университет

ПРОБЛЕМЫ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Очевидность достоинств светодиодных светильников (СДС) обусловила целесообразность замены традиционных источников света полупроводниковыми. Актуальность задачи перехода на новые технологии искусственного освещения подтверждают масштабные научно-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 долл. 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 г. 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 г. 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 энерго-сберегающие светодиодные приборы и использовать передовое промышленное оборудование для освещения наиболее важных достопримечательностей музея: Пирамиды, Двор Наполеона, Квадратный Двор 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 появились в продаже во Франции с января 2010 г. 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 г. полностью прекратила производство ламп накаливания [4].

Специалисты в области СД-освещения прогнозируют 20%-ный рост мирового рынка СДС ежегодно, что составило свыше 11 млрд долл. уже к 2012 г. [5].

Индустрия OLED-освещения (органические светодиоды) совершила резкий подъем в 2011 г. 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, 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 г. для различных отраслей применения. По этим данным, 2011 г. стал толчком в развитии СД-индустрии. В это время компании Philips, GE, Konica Minolta, Lumiotec и OSRAM перешли к массовому производству. К 2008 г. объем общих рыночных поставок составил 6 млрд долл.

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 г. мировой рынок AM-OLED превзойдет рынок PM-OLED. В 2007 г. общее число реализованных экранов AM-OLED составляло 2,6 млн единиц при выручке 67 млн долл. В 2014 г. эти цифры достигли, соответственно, 185 млн единиц и 4,6 млрд долл. 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, по данным Минпромторга России,

в первую очередь может быть достигнута за счет прорыва в создании новых типов силовых полупроводниковых приборов и управляемого электропривода для промышленности, ЖКХ, транспортных и других отраслей. Второе место по потенциалу энергосбережения занимают системы освещения [7].

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 1960–80-е гг. были заложены не только возможности для развития светодиодной промышленности, но и основы нитридной технологии. В 1990-е гг. 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», то есть 50 Гц) гармоника, то есть 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 рис. 1 показан график синусоиды основной частоты с гармониками 3-го и 5-го порядков. На рис. 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 несинусоидальную 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, то есть по ответвленным цепям, не предназначенным для передачи токов гармоник, то они проявляются как напряжения.



Рис. 1. Основная частота с гармониками 3-го и 5-го порядков

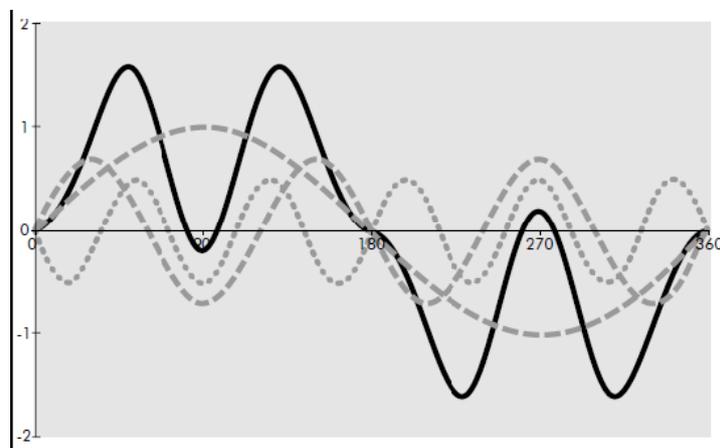


Рис. 2. Искаженная форма сигнала тока

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. URL: <http://www.ledfixtures.ru/information/ledcity.html>.
2. Международная программа использования светодиодов для освещения городских улиц и помещений «LED City», США, компания «CREE», 2007. URL: <http://www.magazinesvet.ru/analytics/33195/>.
3. Компания «Филипс» – Нидерланды. URL: http://www.newscenter.philips.com/ru_ru/standard/about/news/pressreleases2010/Article-2010-04-20.wpd.
4. Компания «Toshiba» – Япония. URL: http://www.toshiba.com.ru/news_archive/.
5. Светотехническое издание «Магазин Свет». 2008. № 1. URL: <http://www.magazinesvet.ru/upload/ad/mag/msvet-first.pdf>.
6. Display Search, nv World.ru // Светотехника Эксперт Юнион. 09.08.2010. URL: <http://www.expertunion.ru/istochniki-sveta/industriya-oled-osvescheniya-poluchit-rezkiy-podem-v.html>.
7. Люминесцентные или светодиодные: Чем в России заменят «лампочку Ильича»? URL: http://www.eti.su/articles/svetotehnika/svetotehnika_20.html.
8. Сайт Минпромторга РФ. URL: <http://www.minprom.gov.ru/press/release/830>.
9. Юнович А.Э. INTERLIGHT MOSCOW, April 13th, 2010. URL: <http://wwwpx.polit.ru/science/2007/12/26/led.htm>.
10. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : федер. закон № 261-ФЗ от 23.11.2009. URL: [rg.ru/2009/11/27](http://www.rg.ru/2009/11/27).
11. Семинар по наружному освещению в рамках Московского международного форума «Светодиоды в светотехнике» (11–12 ноября 2009 г.) URL: <http://www.svetozone.ru/press/release/2009/08/04/ledforum-moscow-2009.html>.

УДК 621.3

Н.Э. Кузнецов, О.Б. Чекашев

*Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент О.В. Колмаков
Сибирский федеральный университет*

ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯЦИИ В УЛЬТРАФИОЛЕТОВОМ ДИАПАЗОНЕ

По производительности и наглядности ультрафиолетовая дефектоскопия превосходит ультразвуковой метод, радиолокацию и др. и используется на базе отечественного электронно-

оптического дефектоскопа «Филин-6». Однако он имеет ряд серьезных недостатков: низкую чувствительность, не может использоваться в дневное время, не дает полной информации о состоянии изоляции. Это и стало причиной его ограниченного применения.

Диагностирование изоляторов по УФ-излучению основано на выявлении поверхностных частичных разрядов (ПЧР) и короны, возникающих в месте дефекта изолятора. Методика их диагностики основана на зависимости силы света ПЧР от величины приложенного напряжения. При напряжении выше порогового значения, соответствующего возникновению разрядов, сила света пропорциональна пятой степени напряжения. При изменении напряжения на 1 %, сила света изменяется на 5 %. Этим и объясняется наглядность диагностирования. Даже небольшие перераспределения напряжения вдоль гирлянды, связанные с наличием «нулевых» изоляторов, приводят к возникновению или резкому увеличению силы света.

Применительно к изоляторам, работающим на открытом воздухе, возникновение короны и разрядов исключить полностью невозможно. В этих случаях интенсивность разрядных процессов увеличивается по мере снижения изолирующей способности изолятора из-за появления в них дефектов или загрязнения и увлажнения внешних поверхностей. Таким образом, возникновение или увеличение интенсивности короны и ПЧР можно использовать для косвенной оценки качества изоляции.

Прибор «Филин-6» применяется при диагностировании оборудования, работающего на напряжении от 110 кВ и выше, поэтому не может эффективно использоваться для контроля изоляции контактной сети. К тому же он не может применяться при цифровых измерениях, которые ведутся с вагона-лаборатории испытаний контактной сети (ВИКС).

Ультрафиолетовая система диагностики была разработана в 2004–2005 гг. ООО «МСД Холдинг» и ООО «HANSE» в Санкт-Петербурге, при активной поддержке Департамента электрификации и электроснабжения ОАО «РЖД».

Система может выполнять дефектировку следующих изоляторов напряжения 27,5 кВ переменного тока: фарфоровых тарельчатых подвесных; фарфоровых тарельчатых фиксаторных; фарфоровых секционных стержневых; фарфоровых фиксаторных стержневых; стеклянных тарельчатых подвесных; полимерных стержневых.

Программное обеспечение системы диагностирования решает следующие вопросы:

- первичную обработку информации с частотой сканирования, задаваемой оператором, в зависимости от скорости движения ВИКС;
- статистическую обработку изображений с оценкой достоверности измерительной информации;
- получение совмещенных УФ и видимых цифровых изображений изоляторов в реальном масштабе времени в виде цветного цифрового фильма с последующей записью на HDD бортового компьютера;
- получение количественных значений относительной яркости поверхностных разрядов и короны с указанием места их нахождения на поверхности изолятора;
- оценку места дефектных изоляторов в гирлянде и степени развития дефекта с последующими рекомендациями по принятию решений о дальнейшей эксплуатации дефектного изолятора;

- запись дефектных изоляторов в память компьютера с привязкой к номеру опоры и участку с выделением необходимых фрагментов, их масштабированием и редактированием;
- архивацию данных обследований изоляторов, составление электронной документации и получение твердой копии диагностической информации в виде отчета;
- возможность записи фрагментов цифровых фильмов с изображениями дефектных изоляторов с привязкой к номерам опор на CD и съемный HDD компьютера с последующей передачей обслуживающему персоналу, в том числе и через Интернет;
- обеспечение работы на компьютерах в среде Windows XP и выше, использование удобных графических диалоговых моделей, обеспечивающих пользователю максимальный сервис и простоту работы.

В 2004 г. на Горьковской дороге система дефектировки изоляции по ультрафиолетовому излучению была успешно испытана на базе двухспектральной (со встроенными УФ и видеоканалами) камеры DayCor11 производства израильской фирмы OFIL ltd.

Корона и поверхностные разряды выявляются специальным высокочувствительным детектором этой камеры, обнаруживаются на экране в виде белых пятен и точек и накладываются на цветное видеоизображение гирлянды изоляторов с привязкой к области возникновения дефекта. Камера может работать в дневное и ночное время, в туман и дождь. В ней используются два встроенных канала: ультрафиолетовый и видео, работающие в своих диапазонах 0,24–0,28 и 0,45–0,75 мкм соответственно.

Камера устанавливается на вышке вагона ВИКС аналогично тепловизионной камере инфракрасной диагностики арматуры контактной подвески. Наблюдение производится через специальный защищенный от дождя и снега иллюминатор из кварцевого стекла КУ-1 с пропускной способностью не хуже 95 %. Камера устанавливается в секторах по ходу или против движения поезда, с ориентацией в направлении опор и под углом 15–25 градусов к горизонту.

В 2005–2008 гг. мобильная система диагностики изоляции была установлена на вагон-лабораториях всех дорог ОАО «РЖД» и на одном ВИКС Республики Беларусь. Опыт эксплуатации показал ее достаточно высокую эффективность. По данным Дорожной электротехнической лаборатории (ДЭЛ) Горьковской дороги, с 2007 по 2011 г. число перекрытий изоляции КС было снижено примерно в 2–2,5 раза (рис. 1). Анализ диаграммы показывает, что каждый год система позволяла выявить более 100 дефектов. Поскольку после обнаружения дефектная изоляция заменялась, число обнаруженных мест постоянно снижалось: с 228 в 2007 г. до 103 в 2011 г. Как показал опыт эксплуатации, вероятность ложных срабатываний системы составляет 5–6 %.

Опыт эксплуатации этой диагностической системы выявил и ее недостатки: узкие углы поля зрения камеры; отсутствие возможности цифрового дистанционного управления камерой с компьютера; недостаточную чувствительность.

Чтобы повысить производительность системы и наблюдать одновременно подвесную, консольную, фиксаторную изоляцию и линию ДПП при одном проходе ВИКС, необходимо как минимум увеличить в два раза углы и площадь обзора.

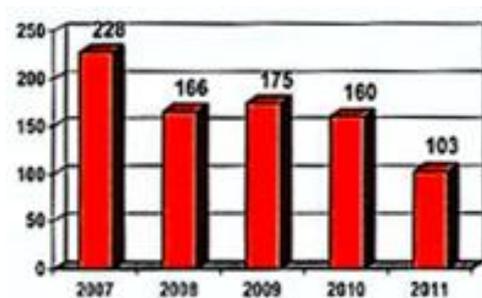


Рис. 1. Количество дефектных гирлянд изоляторов, выявленных УФ-системой в 2007–2011 гг.

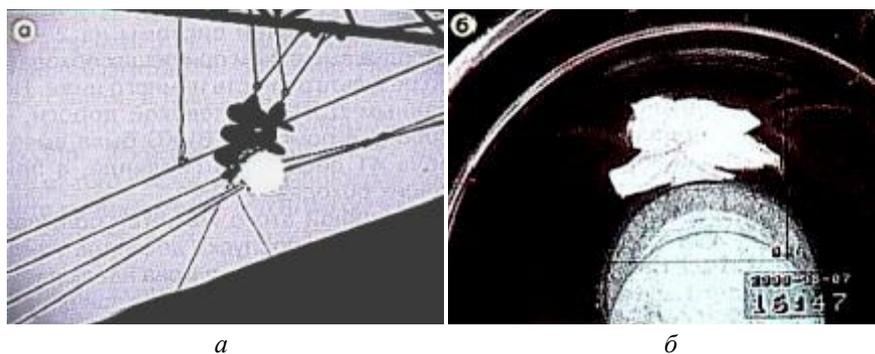


Рис. 2. Дефектная гирлянда из трех фарфоровых изоляторов ПФ70:
а – двухспектральное изображение гирлянды; *б* – внешний вид дефекта
 нижнего изолятора (скол фарфора в районе стержня)

Камера DayCoril не имеет цифрового интерфейса для управления ею с компьютера. При работе системы необходимо постоянно подстраивать коэффициент усиления (чувствительность) камеры. В районе с малой интенсивностью внешних ионизационных помех (при движении ВИКС в лесной зоне) чувствительность камеры необходимо увеличивать до максимальной.

Дефекты изоляции, проявляющиеся в виде поверхностных разрядов и короны, не всегда расположены на самой поверхности изоляции. Внутренние дефекты (раковины, трещины, открытая микроскопическая пористость фарфора и т. д.) на поверхности проявляются в виде слабого сигнала, меньшего чувствительности камеры. Для повышения достоверности диагностики нужна была более чувствительная аппаратура. И она была найдена. Модернизированный двухспектральный дефектоскоп фирмы CSIR-UVIRCO (ЮАР) типа SonoCAM504, имеющий более высокую чувствительность, большие углы поля зрения, развитые цифровые порты. Он может автономно вести цифровую запись информации с оптических и аудиоканалов. Малые масса и габариты, низкое энергопотребление и эргономичность позволяют использовать дефектоскоп при работе с ВИКС и с рук при пешеходных обходах.

Важнейшими характеристиками камеры являются надежность и безотказность. Шестилетний опыт эксплуатации израильской камеры показал, что из 16 установленных на дорогах

три (на Горьковской, Красноярской и Иркутской) имели отказы, требующие серьезного заводского ремонта. Это очень высокий процент. По данным фирмы-производителя ультрафиолетовой камеры СогаСАМ504, из 46 серийных единиц, выпущенных к этому времени, был лишь один несущественный дефект, который устранили на месте. Надежность их достигается использованием новейшей элементной базы и современными технологиями изготовления. С 2011 г. новые камеры установлены и успешно эксплуатируются на шести дорогах из 16.

УДК 621.311.392

М.П. Харламповев, С.Ю. Певчев

*Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент О.В. Колмаков
Сибирский федеральный университет*

МОТОР БЕДИНИ – УТРАТА НАДЕЖД

На просторах глобальной сети можно найти множество статей, посвященных устройствам, которые якобы позволяют получить «свободную энергию», «энергию эфира» или так называемую «радиантную энергию». Множество людей, заинтересованных этой темой, пытаются повторить представленные в них устройства и обсуждают полученные результаты.

Нами было проанализировано устройство, называемое мотором Бедина (МБ), которое, по заверению автора Джона Бедина, позволяет заряжать свинцово-кислотные аккумуляторные батареи. При этом само устройство питается от аналогичной батареи напряжением 12 В. Заряжаемая батарея в процессе заряда «наполняется» некоей энергией, полученной из окружающей среды. Как следствие, заряжаемая батарея получает 100 % заряда за очень короткий промежуток времени (по разным источникам – от 10 до 30 мин). При этом устройство работает от аккумуляторной батареи той же емкости и не истощает ее в процессе заряда.

Мотор Бедина представляет собой некий аналог бесколлекторного (вентильного) двигателя постоянного тока (рис. 1).

На его статоре размещены 8 катушек индуктивности. Из них 4 предназначены для приведения в движение ротора, а также участвуют в зарядке батареи, другие 4 представлены как катушки генератора для снятия дополнительной энергии. Ротор состоит из двух дисков, закрепленных на горизонтальном валу, снизу и сверху статора. На роторе закреплены постоянные магниты (по одному сверху и снизу напротив сердечников катушек).

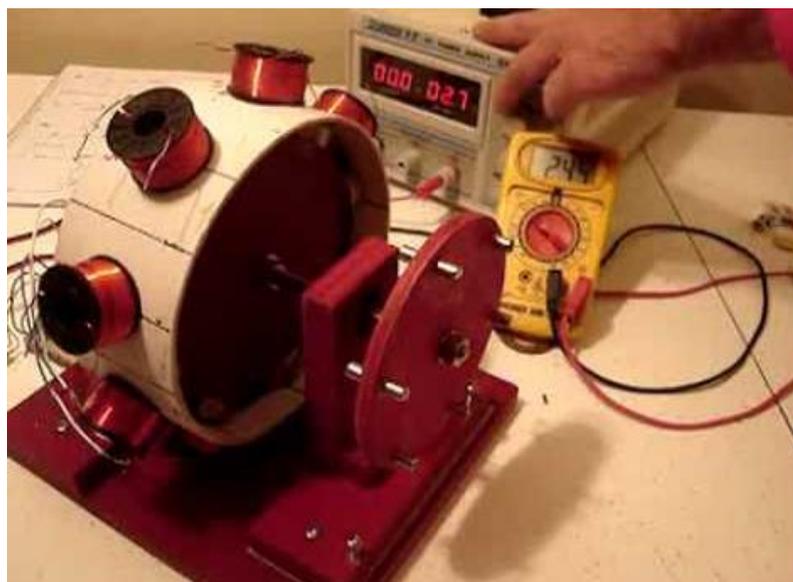


Рис. 1. Мотор Бедина (МБ)

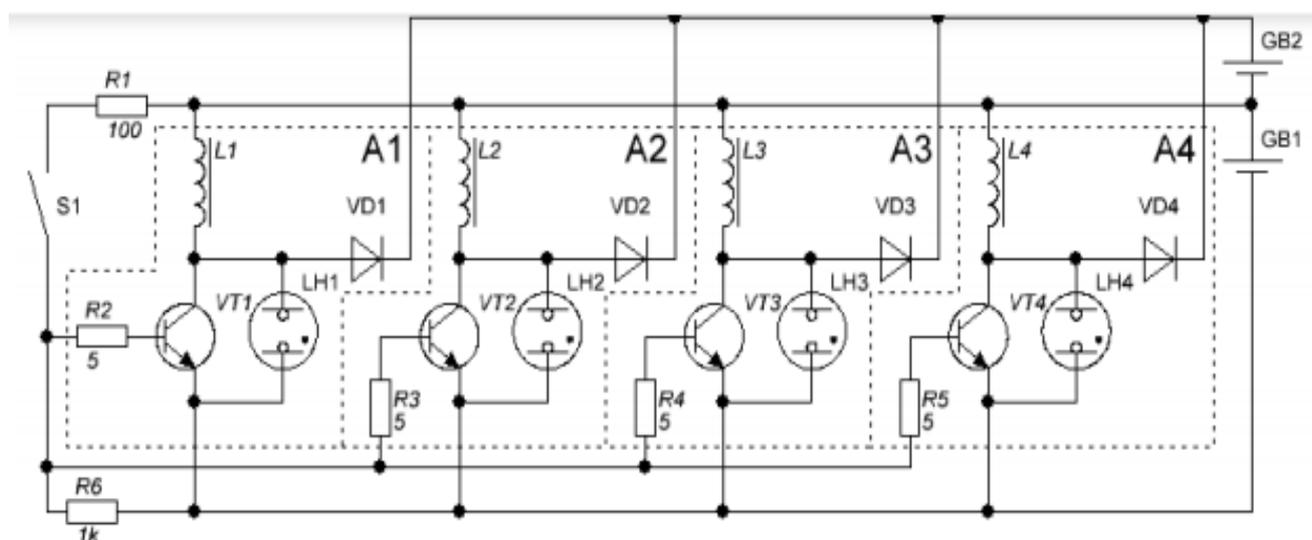


Рис. 2. Электрическая принципиальная схема МБ

Электрическая схема устройства представлена на (рис. 2). Состоит устройство из четырех одинаковых блоков А1–4, токоограничивающих резисторов R1, R6, геркона S1 и аккумуляторных батарей GB1 и GB2. Каждый из блоков включает в себя катушку индуктивности, транзистор с токоограничивающим резистором, диод и неоновую лампу.

Геркон S1 размещается рядом с сердечником одной из катушек.

В качестве питающей GB1 и нагрузочной GB2 батарей были использованы свинцово-кислотные батареи номинальной емкостью 7,2 Ач, напряжением 12 В.

Измерения средних токов и напряжений проводились на измерительном стенде. Осциллограммы напряжений и токов получены на осциллографе.

Результаты исследования

Первые испытания устройства в работе показали, что среднее значение потребления тока в режиме холостого хода (ХХ) (без заряжаемой батареи GB2) составляет 1,82 А при напряжении питания 12,03 В.

Так, средняя потребляемая мощность в режиме ХХ составила 21,85 Вт. Под нагрузкой (с заряжаемой батареей) средний ток, потребляемый устройством, составил 3,32А при напряжении 11,56В – средняя потребляемая мощность 38,39 Вт. При этом средний ток заряда нагрузочной батареи составил 1,25 А при напряжении 13,54 В – средняя мощность, отдаваемая устройством, составила 16,91 Вт.

Так, потребляемая устройством мощность более чем в 2 раза превышает мощность, отдаваемую в нагрузочную батарею. Следовательно, при условии, что батареи GB1 и GB2 имеют одинаковую емкость, заряд батареи GB1 будет исчерпан быстрее, чем зарядится батарея GB2.

В ходе дальнейших исследований с помощью осциллографа были получены осциллограммы сигналов в различных точках схемы.

В целях упрощения схема устройства была урезана до одного блока (рис. 3).

Изменение уровня в этой точке обусловлено замыканием/размыканием контактов геркона. Период сигнала составляет 7,5 мс, частота переключения транзистора Т1 равна

$$f_{T1} = \frac{1}{7,5 \cdot 10^{-3} \text{ мс}} = 133,3 \text{ Гц}.$$

Коэффициент заполнения D в установившемся режиме равен

$$D = \frac{2,5 \cdot 10^{-3} \text{ мс}}{7,5 \cdot 10^{-3} \text{ мс}} \cdot 100\% = 33,3\% .$$

Под действием магнита контакты геркона замыкаются, по базе транзистора протекает ток – транзистор открыт. Падение напряжения на базе Т1 составляет 0,8 В (рис. 4).

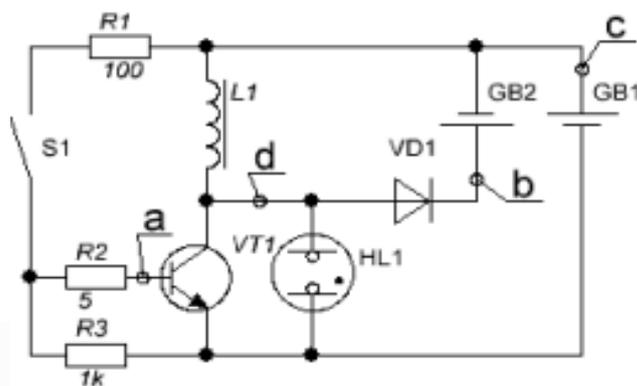


Рис. 3. Упрощенная схема МБ

Длительность протекания тока через базу транзистора составляет 2,5 мс. В течение этого времени транзистор Т1 открыт и по катушке L1 протекает ток. Следующие 5 мс геркон разомкнут и транзистор закрыт. Мгновенный обрыв цепи L1T1GB1 вызывает всплеск ЭДС самоиндукции в индуктивности L1. Это видно на осциллограмме, снятой в точке b (рис. 5). Осциллограмма снята при отключенной батарее GB2.

В момент закрытия транзистора ЭДС самоиндукции достигает 120 В. В течение ~2,5 мс напряжение снижается до ~1 В. После этого в цепи протекает переходной процесс в виде возрастания напряжения до 2,8 В и снижения до 1 В. Во время «накачки» катушки L1 (транзистор открыт) напряжение на ее выводах составляет 1 В. Измерения проводились в режиме отсечки постоянной составляющей напряжения.

При подключенной нагрузочной батарее GB2, в момент закрытия транзистора Т1, на ее клеммах можно наблюдать всплеск напряжения величиной 0,08 В (рис. 6). Напряжение батареи GB2 во время проведения измерения составляло 11,8 В.

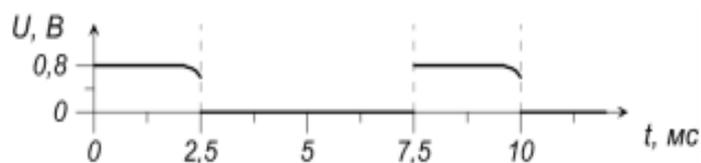


Рис. 4. Осциллограмма напряжения в точке *a*

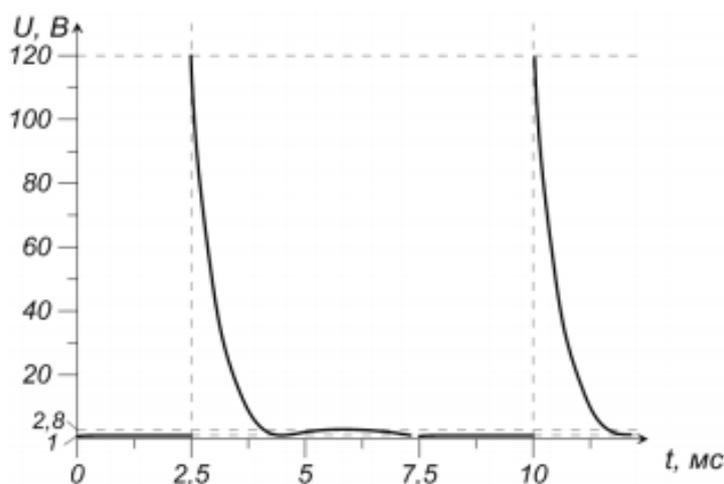


Рис. 5. Осциллограмма напряжения в точке *b*

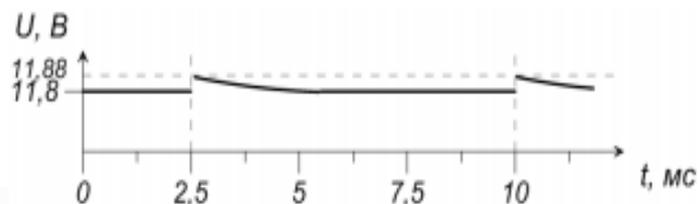


Рис. 6. Осциллограмма напряжения на клеммах батареи GB2

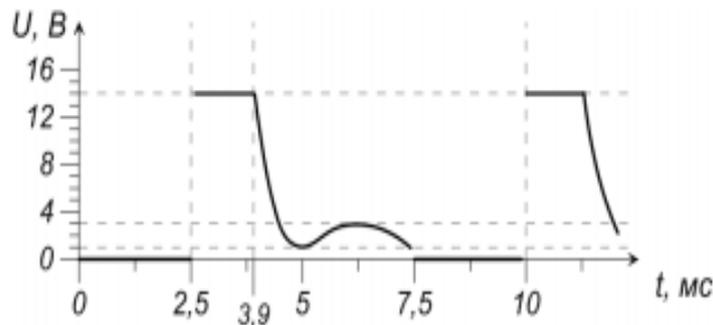


Рис. 7. Осциллограмма напряжения в точке *d*

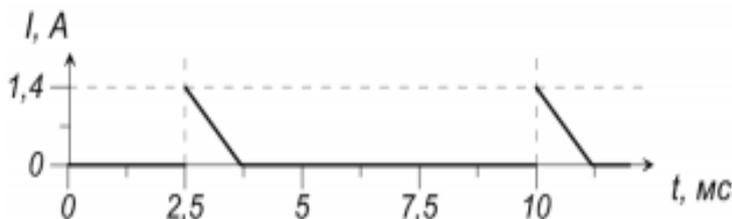


Рис. 8. Осциллограмма тока в цепи *L1D1GB2*

Осциллограмма напряжения в точке *d* представлена на рис. 7. Измерения проводились при подключенной батарее GB2.

Здесь наблюдается всплеск напряжения, вызванный закрытием транзистора T1, до значения 14 В. Спустя 1,4 мс начинается переходной процесс, в результате чего значение напряжения снижается до 1 В, снова возрастает до 3 В и окончательно снижается.

Осциллограмма тока в цепи L1VD1GB2 приведена на рис. 8.

В момент закрытия транзистора в этой цепи появляется всплеск тока величиной 1,44 А, который затухает в течение 1,25 мс.

Среднее значение тока в цепи GB1L1T1 можно оценить, вычислив площадь треугольника ABC [2] (рис. 8).

Среднее значение тока в цепи GB1L1T1 равно

$$I_{cp} = \frac{1}{7,5 \cdot 10^{-3}} \cdot S_{ABC} = \frac{1}{7,5 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{1,44 \cdot 1,25 \cdot 10^{-3}}{2} = 0,12 \text{ А.}$$

Напряжение на клеммах питающей батареи GB1 (точка *c*) представлено на осциллограмме (рис. 9).

Во время «накачки» индуктивности L1 напряжение плавно снижается. При напряжении холостого хода батареи GB1 12 В, за 2,5 мс, пока открыт транзистор T1, напряжение на клеммах батареи снижается до 11,02 В.

Осциллограмма тока в цепи GB1L1T1 приведена на рис. 10.

Ток в цепи GB1L1T1 плавно возрастает на протяжении всего времени, пока открыт транзистор T1 (2,5 мс). К моменту закрытия транзистора ток достигает значения 1,44 А.

Выводы. В результате проведенных исследований получены результаты, опровергающие возможности устройства, заявленные автором. При расчете потребляемой и отдаваемой устройством мощностей было выявлено, что исследуемое устройство в единицу времени потребляет в 2,27 раза больше мощности, чем отдает в нагрузку (батарею GB2). Таким образом, коэффициент полезного действия исследуемого устройства равен

$$I_{cp} = \frac{1}{7,5 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{1,44 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3}}{2} = 0,24 \text{ A.}$$

$$\eta_{\text{мб}} = \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \cdot 100\% = \frac{16,91}{38,39} \cdot 100\% \approx 44\%$$

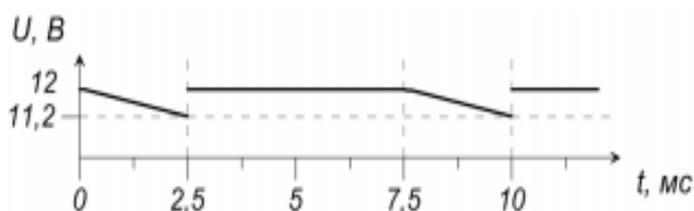


Рис. 9. Осциллограмма напряжения в клеммах батареи GB1

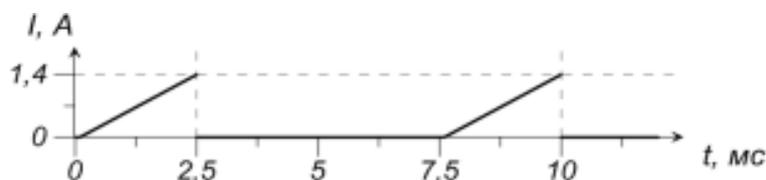
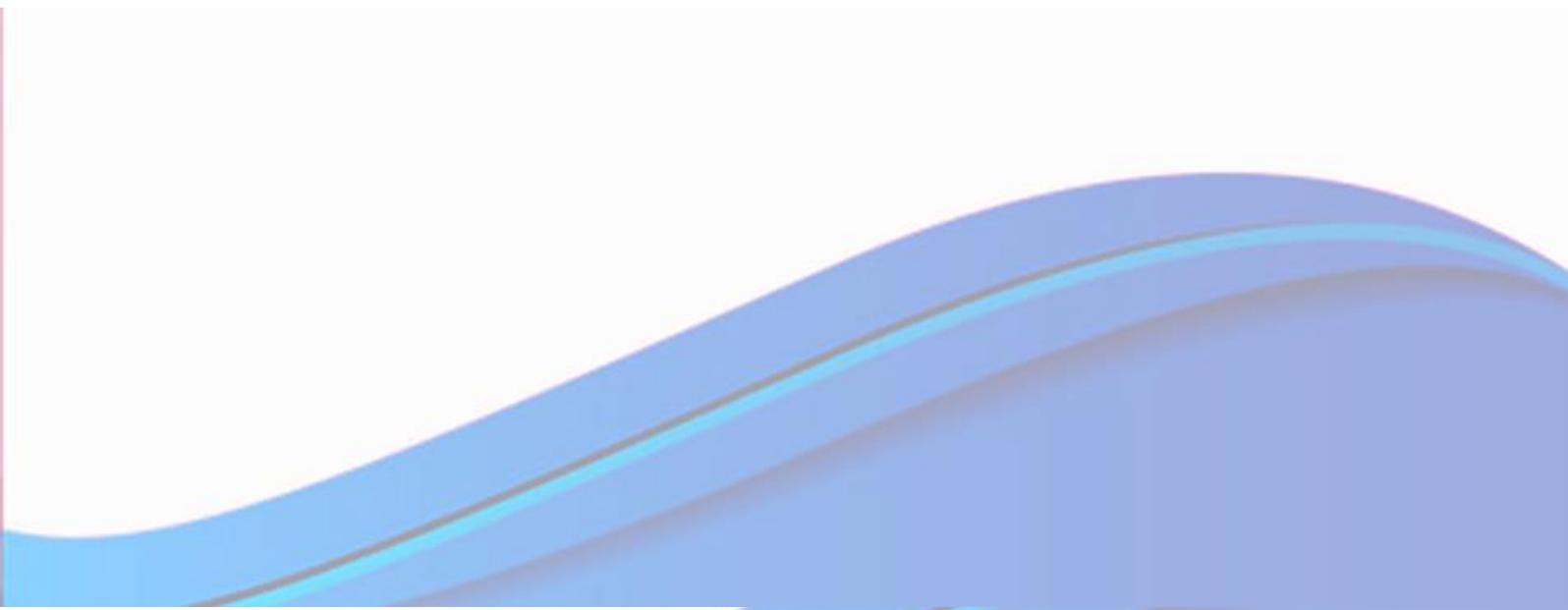


Рис. 10. Осциллограмма тока в цепи GB1L1T1

Средние токи разряда батареи GB1 (0,24 А) и заряда батареи GB2 (0,12 А), вычисленные по осциллограммам (рис. 8, 10), также подтверждают неэффективность мотора Бедини в качестве зарядного устройства.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Д.А. Волкотрубов

*Научный руководитель – кандидат технических наук К.С. Кунавых
Санкт-Петербургский горный университет*

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ ЦИКЛИЧЕСКИХ УДАРНЫХ ВОЛН С ПОВЕРХНОСТИ

Под трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) понимают те запасы, извлечение которых возможно, но требует реализации технологии более эффективной, нежели создание депрессии за счет снижения гидростатического давления столба жидкости в скважине. Для вовлечения ТРИЗ в активную разработку необходимо в общем случае комплексное воздействие на залежь как пластовую фильтрационную систему (ПФС), включающую коллекторную и флюидальную компоненты.

После бурения, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны призабойная зона скважины, особенно поверхность вскрытой части пласта, бывает загрязнена тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Поэтому и в результате некоторых других физико-химических процессов образуется зона с пониженной проницаемостью, иногда сниженной до нуля [1]. Возможно самоочищение пластов при условии их высокой проницаемости и хорошей связи с залежами нефти. Интервалы низкопроницаемых пластов практически не участвуют в самоочищении и остаются отключенными от разработки. Кроме того, асфальто-смоло-парафиновые отложения в поровых каналах пласта в процессе добычи нефти дополнительно снижают дебит скважины [2].

Процесс кольматации (декольматации) ПЗП и его причины изучены достаточно хорошо и предложены различные технологии, снижающие отрицательное влияние этого явления на фильтрационные характеристики системы.

Перспективным направлением разработки методов интенсификации притока в условиях залегания низкопродуктивных пластов следует считать путь интеграции гидроимпульсных воздействий на пласт с химическими и тепловыми факторами. При многократно повторяющихся гидроударах в совокупности с нагнетанием кислотных растворов, применяемых в качестве расклинивающей жидкости, постепенно увеличивается глубина и раскрытость трещин, а следовательно, облегчаются условия проникновения кислотного раствора в слабопроницаемый пласт. Причем эффективность проникновения кислотного раствора возрастает по мере увеличения амплитуды пульсаций и кратности их осуществления [3].

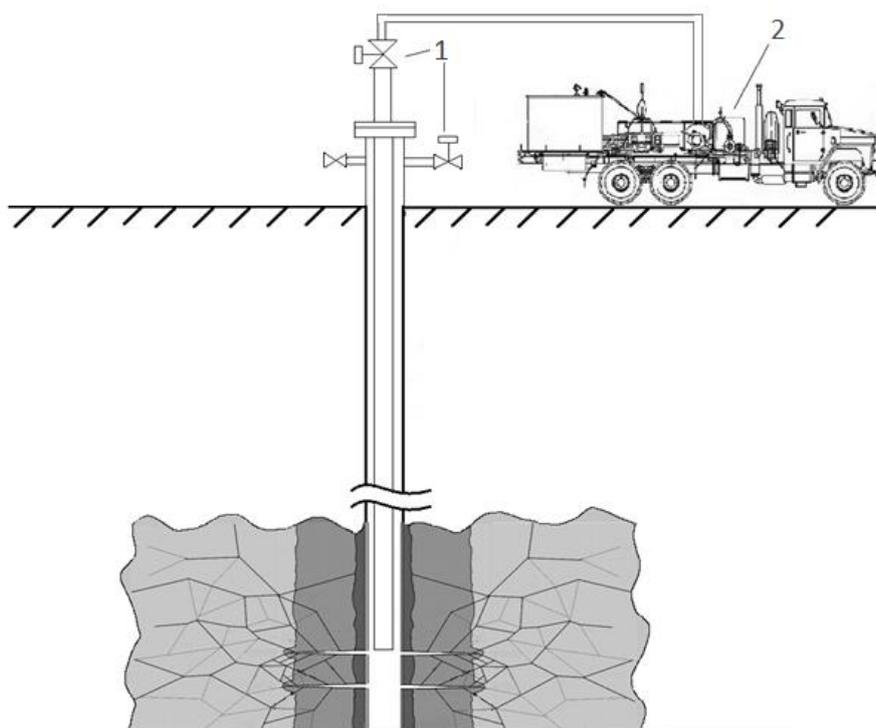


Рис. 1. Комплексная технология гидродинамического воздействия:
1 – задвижки с пневмоприводом; 2 – ЦА-320

Особенность предлагаемого решения поставленной задачи заключается в том, что вместо приложения высокого давления ПЗП подвергаются сериям коротких ударов, при которых жидкость не успевает фильтроваться в образующиеся трещины и увеличивать их длину (рис. 1).

Короткие удары способствуют развитию прилегающих трещин, выкрашиванию породы, образованию каверны вокруг призабойной зоны и увеличению ее эффективного радиуса.

При создании периодических гидроударов происходит колебательное движение массы скважинной жидкости и размыв ПЗП. Размыв ПЗП по физическим свойствам близок к классическому гидросвабированию, но применяется со специальным устьевым оборудованием для возможности управления процессом. В данном случае это непрерывное гидросвабирование с возможностью резонансной раскачки скважинной жидкости. Для приведения массы скважинной жидкости в резонансное колебательное движение с помощью устьевого оборудования чередуют долив жидкости в скважину и ее излив в такт с собственными колебаниями этой массы. При колебаниях давления, когда кольматанты меньше зажаты породой, они легко отрываются от стенок поровых каналов и трещин.

Преимущество способа возвратно-поступательного движения скважинной жидкости по сравнению с другими гидродинамическими способами обработки – использование инерции скважинной жидкости. Резкое приложение давления при доливе жидкости и ускорение движения приложенным давлением уплотненной массы приводит к сжатию нижележащих слоев, приведению их в движение, следовательно, к увеличению движущейся массы, которая при достижении зумпфа создает перепад давления, значительно

превышающий устьевой. Раскачка массы скважинной жидкости способствует глубокому проникновению волны движения в пласт, размыву породы и эффективному извлечению кольматантов.

Вариант размыва породы раскачкой жидкости может эффективно применяться при совмещении гидродинамической и химической обработок [3]. Механизм взаимодействия кислотного раствора значительно отличается от такового при обычных кислотных обработках. Если при обычных обработках на границе раздела твердой и жидкой фаз образуется поверхностный слой насыщенного раствора карбоната и нерастворимых в кислоте продуктов, которые препятствуют продвижению свежих порций кислоты, то динамический режим растворения карбонатных пород предотвращает это за счет широкого изменения давления на забое скважины с общей тенденцией к снижению времени проведения обработки.

В ряде случаев скачкообразное (ударное) воздействие приводит к увеличению проницаемости пласта за счет хрупкого разрушения скелета и образованию дополнительных микротрещин в коллекторе. Происходит снижение связности пласта: множество пор увеличивается за счет образования микротрещин. У пласта уменьшается топологическая плотность, скелет пласта постепенно превращается в несвязное множество, и, как следствие, увеличивается проницаемость пласта [2]. Гидроразрыв пласта не изменяет проницаемости (связности) коллектора и приводит лишь к образованию конечного количества макротрещин.

На первом этапе исследования было проведено исследование ингибирующей способности ПАВ в кислотных растворах, тестировались 4 состава.

На рис. 2 представлены результаты лабораторных исследований по определению уменьшения массы от концентрации ПАВ. Из рисунка видно, что при концентрации ПАВ в растворе до 1 % наблюдается резкое замедление растворимости, при 5 % у ЛАБС натрия наблюдается максимальный эффект. В этой связи увеличение концентрации ПАВ в кислотном составе более 5 % нецелесообразно.

Также оценивалось влияние времени обработки образцов. На рис. 3 представлена зависимость потери массы образцов от времени воздействия кислотного состава на породу и вида ПАВ. В начальный период времени (до 10 мин.) Катамин АБ и ЛАБС натрия незначительно (по сравнению с другими ПАВ) замедляет действие кислоты, что вызывает значительную потерю массы, при этом в дальнейшем они практически нейтрализуют действие кислоты, что может негативно сказаться на глубине проникновения кислотного состава в пласт.

Добавка в кислотный состав ПАВ в качестве замедлителя позволяет сократить количество кислоты для обработки призабойной зоны пласта. Воздействие происходит более глубоко и равномерно в породу пласта, что, в свою очередь, положительно влияет на коллекторские свойства. Из всех исследуемых составов наиболее стабильные результаты показала композиция кислоты с добавлением Синтанола АЛМ-10.

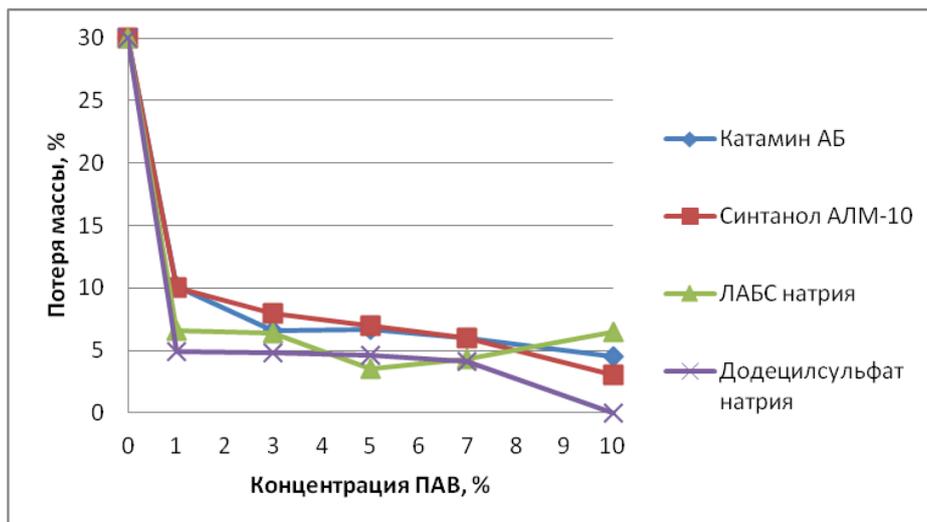


Рис. 2. Изменение массы растворяемых образцов при исследовании кислотных составов

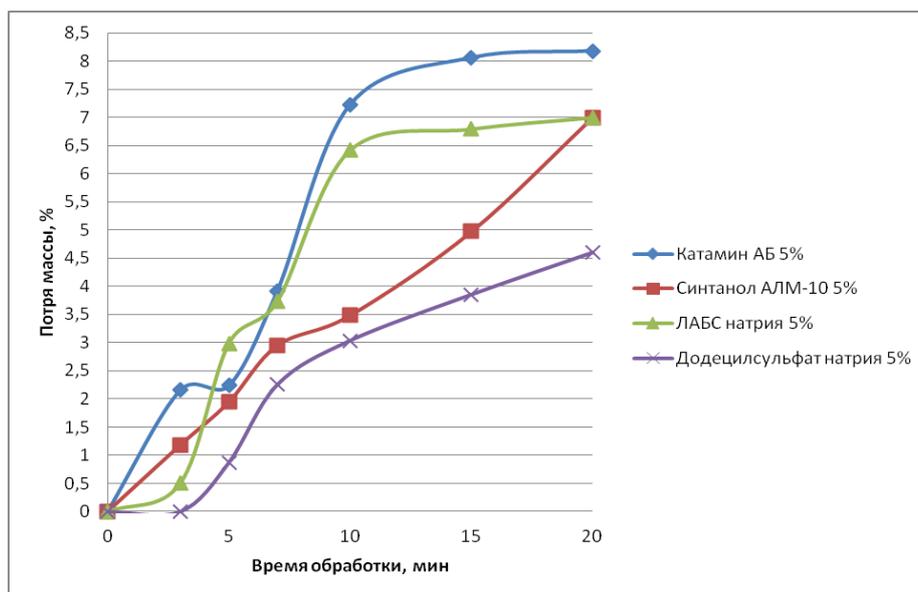


Рис. 3. Изменение массы образцов в зависимости от времени обработки

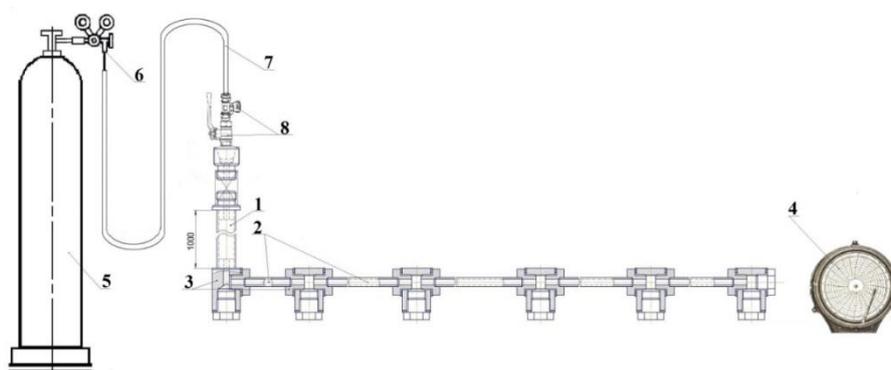


Рис. 4. Схема экспериментального стенда

Так как в реальных условиях не представляется возможным измерить глубину и величину проникающей в пласт ударной волны, был разработан экспериментальный стенд для физического моделирования технологических операций при обработке пласта (рис. 4).

1. Трубки с внутренним диаметром 20 мм, которые имитируют ствол скважины, имеют длину: 0,33, 0,5, 0,66 и 1 метр.

2. Трубки малого диаметра (внутренний диаметр 2, 4 и 6 мм) с длиной секции 1 м, имитирующие капилляры продуктивного пласта.

3. Соединительные тройники устанавливаются на искусственном забое и между каждым (секциями) труб малого диаметра. Имеется возможность подключения манометра к каждому тройнику.

4. Скважинный манометр «M/D Totco».

5. Газовый баллон высокого давления с азотом.

6. Газовый редуктор.

7. Шланг высокого давления внутренним диаметром 16 мм и длиной 2 м.

8. Шаровые краны для подачи ударного импульса и стравливания давления.

Согласно разработанной физической модели эксперименты были проведены при следующих условиях: глубина скважины 1 м, общая длина модели пласта 5 м, диаметр секций 2, 4 или 6 мм, длина секции 1 м, давления на редукторе 5, 10 или 20 атм.

Стендовые исследования показали, что создание на устье модели скважины ударных импульсов путем резкого открытия шарового крана способствует возникновению гидроимпульсного фронта волны в призабойной зоне продуктивного пласта, которая по протяженности и амплитуде зависит от величины начального давления на устье, глубины скважины, а также частоты создаваемых импульсов. Пиковые значения гидроудара были достигнуты на удалении четырех метров от искусственного забоя скважин и достигли 92 атм. при начальном давлении 20 атм.

Результаты экспериментов, проведенных по описанной выше методике, представлены в виде графиков, отображенных на рис. 5.

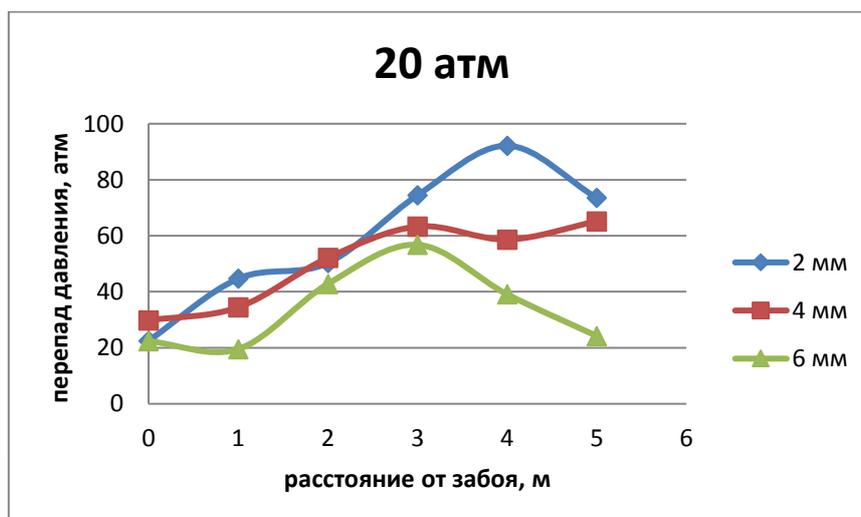


Рис. 5. Характер распространения ударной волны при начальном давлении на редукторе 20 атм.

Технология развития сети трещин в прискважинной зоне пласта за счет гидроударов не требует применения погружного оборудования, используется минимальное количество техники, обычно насосный агрегат и автоцистерна. Энергетическая эффективность импульсно-волнового воздействия на забой скважины и систему трещин определяется величиной среднего импульсного давления на устье, а также частотой изменения этого давления и ее отношением к «собственной частоте» столба скважинной жидкости.

Опытно-производственная оценка представленных разработок. Опытно-производственные испытания комплексной технологии обработки ПЗП были проведены в августе 2014 г. на скважине № 571 НГДУ «Туймазанефть», ООО «Башнефть-Добыча», Ардатовского месторождения, Фаменского горизонта (Д_{3fm}).

Параметры скважины до обработки: среднесуточный дебит – 1,41–1,63 т/сут.; проницаемость пласта – $35 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; открытая пористость – 5,5 %; плотность нефти – 908 кг/м³.

Обработка проводилась кислотным составом HCl + HF + синтанол АЛМ-10 (5%). Пакер ПРО-ЯМО 122-50 был установлен на глубину 1360 м. Было закачано 4 м³ кислотного состава, на устье проведен монтаж задвижки ЗМС 65×210 с пневмоприводом. Дополнительно был закачан кислотный состав в объеме 1,2 м³ при давлении 0,8 МПа. После заполнения скважины до устья, давление поднялось до 2,5 МПа. Закрытием пневмозадвижки было создано давление в нагнетательной линии до 10,0 МПа. Резким открытием пневмозадвижки создавалось гидроимпульсное ударно-волновое воздействие на пласт. Всего было произведено 32 гидроудара импульсным давлением 10 МПа.

В ходе последующего проведения ГИС установлено, что в результате развития трещинной системы в прискважинной зоне пласта улучшился приток нефти, а среднесуточный дебит вырос до 4,5–5,49 т/сут. (в три раза). Для сравнения, предыдущий ремонт на данной скважине, проведенный в 2012 г. и заключавшийся в классической кислотной обработке, дал прирост только в 2 раза (с 2,8 до 4,5–5,0 т/сут.). Проницаемость призабойной зоны пласта составила $65 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (рост на 86 %), открытая пористость 8,5 % (рост в 1,5 раза).

Результаты опытно-промышленных испытаний свидетельствуют об эффективности предложенной технологии и возможности ее использования для освоения и ремонта скважин.

Таким образом, комплексно реализуется импульсно-волновое воздействие с одновременной обработкой химическими реагентами, что обеспечивает синергетический эффект, превышающий сумму эффектов, получаемых от каждого воздействия в отдельности. Результаты опытных работ показывают, что волновая технология размыва каналов ПЗП кислотным раствором оказывается более эффективной по сравнению с кислотной обработкой, в которой применяется закачка кислотного раствора и его выдержка в призабойной зоне в течение заданного времени.

Список литературы

1. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. Самара : Кн. изд-во, 1996. 437 с.
2. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М. : Наука, 1997. 396 с.

3. Шипулин А.В. Технологии импульсно-волнового воздействия на нефтяные и угольные пласты. СПб. : Недра, 2015. 280 с.

УДК 622.276.63

А.А. Каменный

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений *Л.Н. Иконникова*

ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПО АРДАЛИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ МЕТОДОМ КИСЛОТНОГО ТУННЕЛИРОВАНИЯ

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является одним из важнейших показателей разработки нефтяного месторождения. В мировой нефтедобыче КИН обычно принимают значения 9–75 %; в среднем по России – 34 %, по месторождениям Северо-Западного федерального округа – 35 % [1]. Обоснование КИН влияет на выбор, экономическую эффективность объектов разработки, а также на инвестиционную привлекательность разработки [2]. Максимальную привлекательность проектам разработки придает увеличение КИН при возможной минимизации затрат.

Увеличение КИН можно достичь за счет различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта. В настоящее время известно большое количество МУН, однако большинство из них требует больших капиталовложений, поэтому в нынешней обстановке экономически или технологически малоэффективны. Таким образом, нефтяная промышленность нуждается в относительно дешевом и эффективном методе увеличения нефтеотдачи.

В 2012 г. Мисселбруком и др. был предложен метод кислотного туннелирования, также называемый химически усиленным бурением. Принципиальная схема метода представлена на рис. 1 [3]. Согласно схеме забойная компоновка (рис. 2) оборудована одним или двумя шарнирными соединениями, угол отклонения которых регулируется давлением в гибкой трубе. Также в нее могут включаться устройства геонавигации и каротажа для определения и контроля траектории и направления туннеля. За счет, по сути, добавления новых стволов площадь контакта с породой значительно увеличивается, также растут проницаемость и пористость в ПЗС (вследствие кислотного растворения породы). После образования туннели остаются необсаженными, что обеспечивает улучшение гидродинамической связи «пласт-скважина».

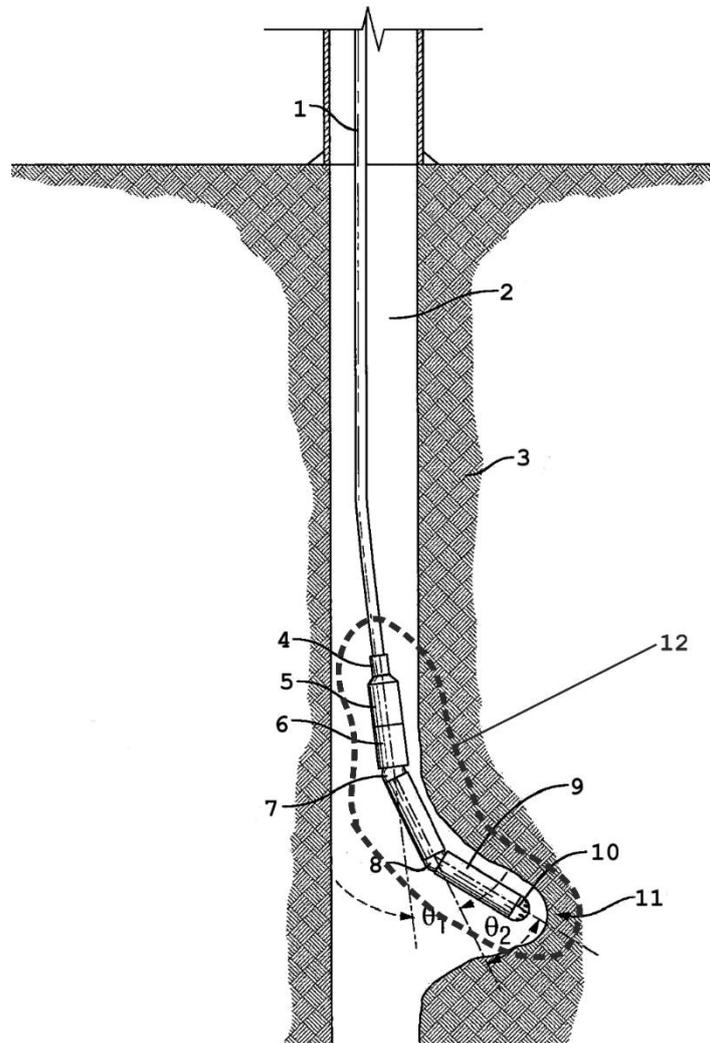


Рис. 1. Принципиальная схема проведения кислотного туннелирования: 1 – ГКНТ; 2 – ствол скважины; 3 – горная порода; 4 – коннектор, присоединяющий забойную компоновку к ГКНТ; 5 – обратный клапан; 6 – гидравлический отсекающий; 7 – верхнее и 8 – нижнее шарнирные соединения; 9 – жесткий переходник; 10 – сопло; 11 – инициируемый кислотный туннель в горной породе; 12 – забойная компоновка



Рис. 2. Забойная компоновка, осуществляющая операцию

Операция образования туннеля в породе происходит следующим образом. На поверхности забойную компоновку 12 присоединяют к гибким насосно-компрессорным трубам ГНКТ 1 и спускают в скважину. После достижения соплом 10 желаемой глубины происходит его позиционирование относительно стенки скважины 2, путем регулировки шарниров 7 и 8. Посредством открытия отсекавателя 6 начинается закачка кислоты по ГНКТ при высоком давлении. Кислота выходит из сопла и растворяет часть пласта, прилегающую к соплу, образуя туннель 11. Обратный клапан 5 обеспечивает движение жидкости во внутреннем отверстии только в одном направлении (в сторону растворяемой породы 3).

Длина туннеля практически полностью зависит от минералогического состава породы (весовое содержание известняка CaCO_3), составляя 4–10 м, достигая иногда 30 м [4]. Для получения туннеля используется кислотный раствор 15–30%-ной концентрации, для вызова притока используется более слабый раствор (7–15 %). Средний расход кислоты для создания 1 м туннеля – 5 м³. Темп проникновения составляет 0,1–1 м/мин [5].

Технология нашла применение по всему миру для интенсификации работы скважин. Начальные промысловые испытания технологии проходили на большом месторождении Мара вблизи озера Маракайбо, Венесуэла. На этом месторождении проницаемость варьируется от 1 до 5 мДа. В первых пяти скважинах при обработке были созданы 38 туннелей общей длиной более 350 м. Затраты на проведение работ составили половину стоимости обычных кислотных воздействий при двоекратном увеличении продуктивности в сравнении с ними [5].

В связи с этой, а также со многими другими успешными операциями по кислотному туннелированию в Венесуэле, Индонезии, Кувейте, Румынии, США и Ливии [5, 6] мы задались целью рассмотреть потенциал применения кислотного туннелирования как способа увеличения КИН на Ардалинском месторождении Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Ардалинское нефтяное месторождение открыто в 1988 г. и находится на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. В промышленную разработку месторождение введено в августе 1994 г. С 2001 г. месторождение вступило в третью стадию разработки, характеризующуюся интенсивным снижением добычи нефти и ростом обводненности. Проектные показатели разработки указаны в табл. 1 [7].

Для оценки результата проведения операций нами была построена геолого-гидродинамическая модель Ардалинского месторождения (ПО tNavigator) по состоянию на 2015 г., на основании которой были созданы следующие прогнозы:

- без применения кислотного туннелирования (вариант разработки «как есть» – без внесения каких-либо изменений после 2015 г., контрольный прогноз) – прогноз «А»;
- с применением кислотного туннелирования – вариант разработки, использующий проведение кислотных туннелей в наиболее нефтенасыщенные части пласта по стволу скважины, без контроля за обводненностью продукции – прогноз «Б»;
- с применением кислотного туннелирования – вариант разработки, использующий проведение кислотных туннелей в наиболее нефтенасыщенные части пласта по стволу скважины, с контролем за обводненностью продукции (перекрытие наиболее обводнившихся интервалов перфорации) – прогноз «В».

Таблица 1

Проектные показатели разработки Ардалинского месторождения

Показатель	Значение
Геологические запасы по категории С ₁ , тыс. т	39 285
Извлекаемые запасы нефти по категории С ₁ , тыс. т	19 477
Коэффициент извлечения нефти, %	49,6
Предельное обводнение продукции скважин, %	98

Таблица 2

Ввод кислотных туннелей в скважинах Ардалинского месторождения

Скважина	Количество скважиноопераций (количество туннелей)	Длина туннеля, м	Диаметр туннеля, м
A2	2	19,5–20,5	0,05
A3	2		
C4	1		

Были смоделированы пять кислотных туннелей в трех скважинах, наиболее перспективных с точки зрения скопления возле них в зоне досягаемости кислотного туннеля, больших запасов подвижной нефти. В табл. 2 представлены данные о введенных кислотных туннелях.

При построении геолого-гидродинамической модели, рассчитывающей эффект применения кислотного туннелирования (прогнозы «Б» и «В»), мы условились некоторыми упрощениями:

- кислотные туннели моделировались как перпендикулярные [3] основному стволу скважины боковые стволы (рис. 3);
- поскольку операция предполагает быстрое растворение породы и одновременный вынос продуктов реакции [3], изменение фильтрационно-емкостных свойств при реакции кислотного раствора с породой не учитывалось.

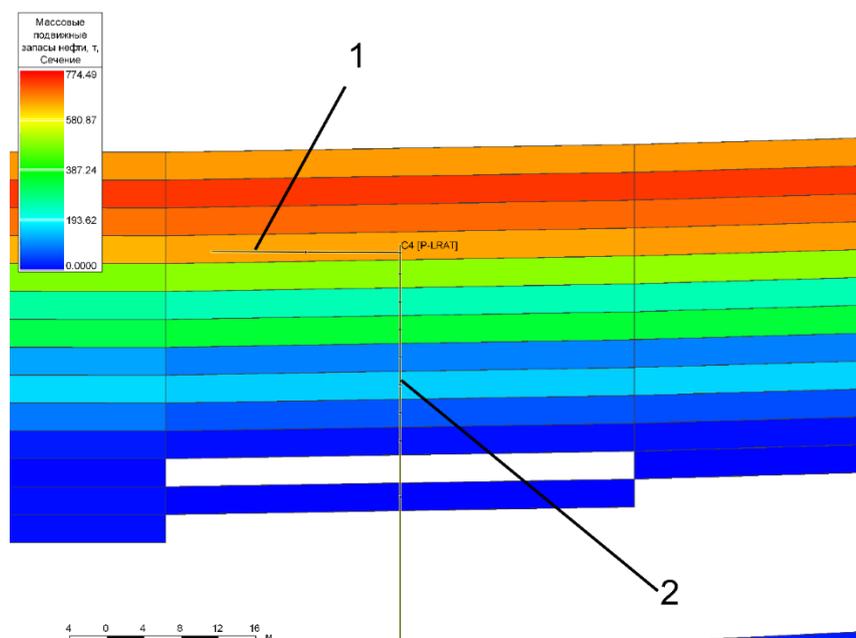


Рис. 3. Моделирование кислотного туннеля в ПО tNavigator на примере скважины C4:
1 – кислотный туннель; 2 – ствол скважины

Результаты моделирования сведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты моделирования по Ардалинскому месторождению

Показатель	Прогноз		
	«А»	«Б»	«В»
Начальные геологические запасы, тыс. т	39 285		
Накопленная добыча нефти, тыс. т	18 978	20 495	20 366
Дополнительная добыча нефти, тыс. т (в сравнении с базовым вариантом – прогнозом «А»)	–	1 517	1 388
Максимальная проектная обводненность продукции по месторождению, %	98	–	99
Достигнутая обводненность продукции по месторождению, %	83,2	99,99	91,8
КИН, %	50,9	52,2	51,8

На рис. 4 предоставлены графики накопленной добычи, построенные ПО tNavigator, где сравниваются показатели контрольного (базового) прогноза («А») с показателями прогноза «В».

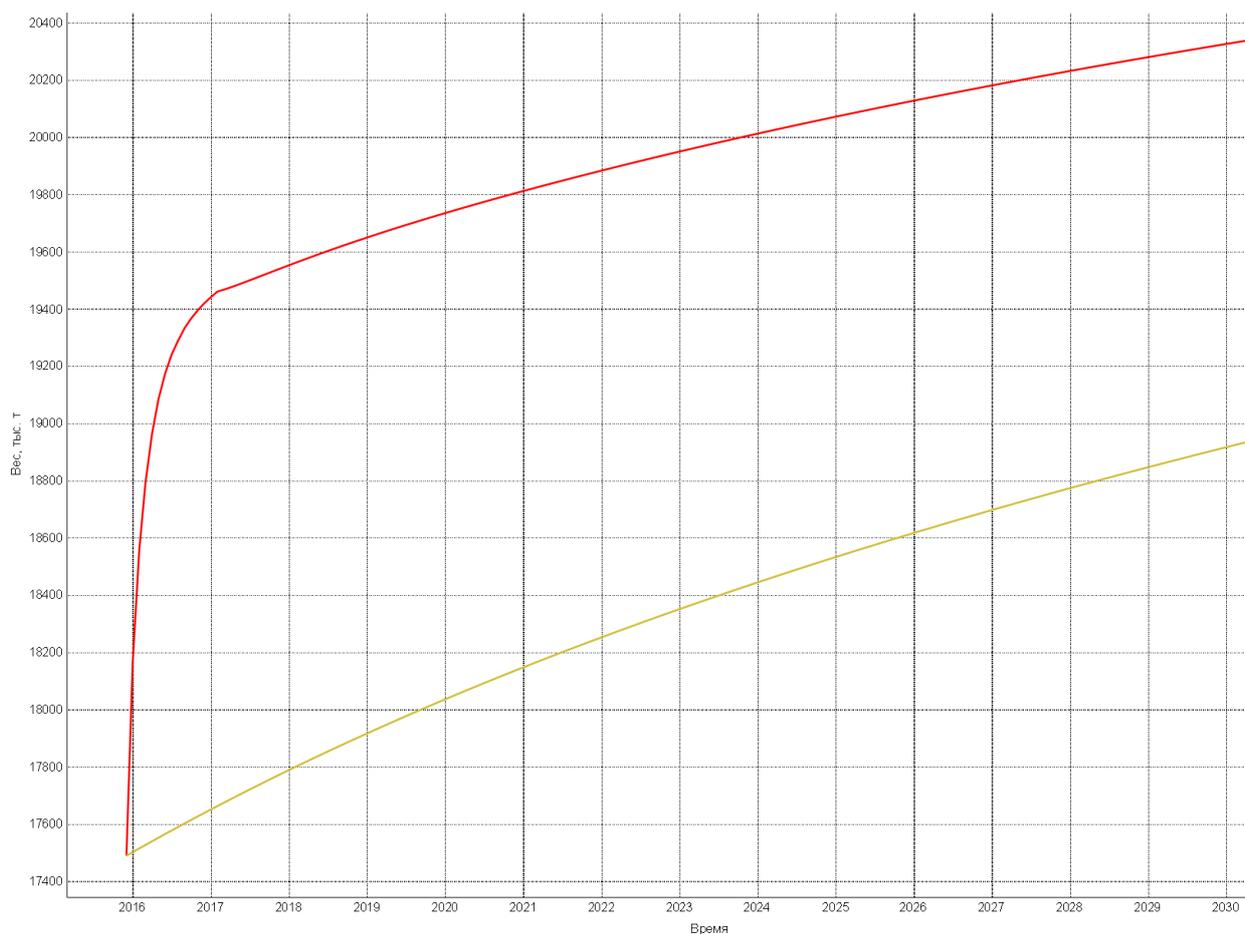


Рис. 4. Сравнение показателей накопленной добычи нефти контрольного (жёлтый) варианта и прогноза «В» (красный)

На основании результатов проведенного моделирования по Ардалинскому месторождению можно сделать следующие выводы:

1. КИН в сравнении с базовым вариантом увеличился на 0,9 %, при этом дополнительная добыча нефти составила 1 388 тыс. т (табл. 3).

2. Накопленная добыча контрольного варианта (прогноза «А») на 2030 г. в варианте с применением кислотного туннелирования (прогноза «В») была достигнута к 2018 г., из чего можно заключить, что применение данного метода сокращает сроки разработки месторождения (рис. 4 и табл. 3).

3. Обводненность прогноза «Б», рассчитываемой без контроля обводненности, составила к 2030 г. 99,99 %, что делает нерентабельным осуществление разработки по этой модели. Прогноз «В», где были запрограммированы мероприятия по снижению обводненности, на конец расчёта имеет показатель обводненности 91,8 (табл. 3). Таким образом, при разработке месторождений, на которых применяется технология, необходимо осуществлять жесткий контроль за обводненностью добываемой продукции [5].

Список литературы

1. Отмас А.А. (старший), Отмас А.А. Коэффициенты извлечения нефти и динамика их изменения в различных нефтегазоносных комплексах на территории Ненецкого Автономного Округа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 2.
2. Руденко М.Н., Письменников Д.Н. Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН) как основа оценки инвестиционной привлекательности нефтяной отрасли // Российское предпринимательство. 2012. № 7 (205). С. 91–96.
3. Misselbrook et al. Acid tunneling bottom hole assembly and method utilizing reversible knuckle joints. United States Patent 8,205,672.
4. Mazerov K. New technologies make well intervention faster, more accurate, cost-efficient, more reliable. Drilling contractor, March/April, 2009. P. 62–69.
5. Akhubekov A. E., Vasilyev V. N. Acid Tunneling Technology. Application Potential in Timan-Pechora Carbonates SPE 135989.
6. Portman, L., Royce, T., Acid-tunneling Technique Shows Success in Carbonates. JPT November, 2008. P. 28–31.
7. Дополнение к Проекту разработки Ардалинского нефтяного месторождения. Архангельск – М., 2015.

В.А. Ломпик

Научный руководитель – доктор технических наук **Н.Г. Квеско**
Сибирский федеральный университет

МЕТОД ОЦЕНКИ СТАРТОВЫХ ДЕБИТОВ НА УЧАСТКАХ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР

Прогнозирование стартовых дебитов является важнейшей составляющей при оценке промышленного потенциала лицензионного участка нераспределенного фонда недр. Решение о покупке лицензионного участка и размерах возможных инвестиций в него принимается на основании технико-экономической оценки, которая, в свою очередь, зависит от величины стартового дебита и объема ресурсов.

Технико-экономическая оценка при этом осуществляется в условиях высокой неопределенности входных параметров, непосредственно влияющих на объем ресурсов и значения дебитов, таких как эффективная нефтенасыщенная толщина, проницаемость, вязкость нефти и др.

На данный момент при прогнозировании стартовых дебитов пользуются различными формулами расчета дебитов. В зависимости от типа прогнозируемой скважины применяются формулы Дюпюи, Джоши, Борисова и др. Однако в основе метода лежит детерминистический подход.

Как и при оценке ресурсов, дебит прогнозируется в трех вариантах: P10, Pmean и P90. Параметры для вычисления дебита берутся в соответствии с параметрами, на основании которых производился подсчет ресурсов, за исключением вязкости, проницаемости и скин-фактора – они не требуются при подсчете ресурсов (рис. 1).

Месторождение	Целевой пласт	Запасы		Свойства пласта		Свойства нефти и воды			Заданные параметры		Ожидаемые параметры			План	
		КИН	Kv/Kh	Пористость	Soi	Вязкость нефти	Vo	Плотность нефти	Lгор	Разб	Эфф. мощность	Проницаемость	Скин общий	Тек. Рпл	Qн
		д.ед.		д.ед.	д.ед.	сП	м3/м3	г/см3	м	атм	м	мД		атм	т/сут
Field	Layer	Rf	Lk	ph	Soi	mu_o	Vo	rho_o	L	Rwf	h	k-h	S	Pl	Qo_p
Лицензионный участок Pmean	УЧ-1	0,20	1,00	0,12	0,93	3,68	1,2	0,84	400	76	12,00	49,6	0,0	102	92
Лицензионный участок P10	УЧ-1	0,33	1,00	0,15	0,88	3,21	1,1	0,87	420	76	19	92,8	0,0	102	306
Лицензионный участок P90	УЧ-1	0,10	1,00	0,09	0,97	4,15	1,3	0,81	380	76	7	13,5	0,0	102	17

Рис. 1. Результаты вычисления дебита с использованием детерминистического подхода

Такой подход имеет ряд недостатков:

- результат основывается лишь на единственном значении каждого из параметров, то есть не учитывается весь возможный интервал изменения параметров. Ведь есть вероятность того, что проницаемость будет иметь значение 1 мД, а вязкость 9 сП;

- учитывается всего лишь три возможных комбинации расчетных параметров, например, исключается вариант, когда при низкой мощности пласта будет высокая проницаемость;
- результат вычисления слишком чувствителен к неопределенности параметров, при этом чем больше неопределенность, тем больше получается разброс выходных значений дебита;
- для вариантов P10 и P90 происходит, соответственно, завышение или занижение прогнозного значения дебита, что в совокупности с соответствующими объемами оцениваемых ресурсов завышает или занижает общую оценку этих двух вариантов.

Очевидным становится необходимость внедрения стохастического подхода при оценке стартовых дебитов.

Чтоб оценить качество прогнозирование стохастическим способом для каждого из параметров в Oracle Crystal Ball было задано распределение таким образом, чтоб совпадали значения параметров в детерминистическом способе и стохастическом (рис. 2). При этом цвет ячеек, для которых было задано распределение, изменен на ярко-зеленый.

Затем был произведен расчет стартового дебита стохастическим методом в 10 000 реализациях. Результаты расчета приведены на рис. 3.

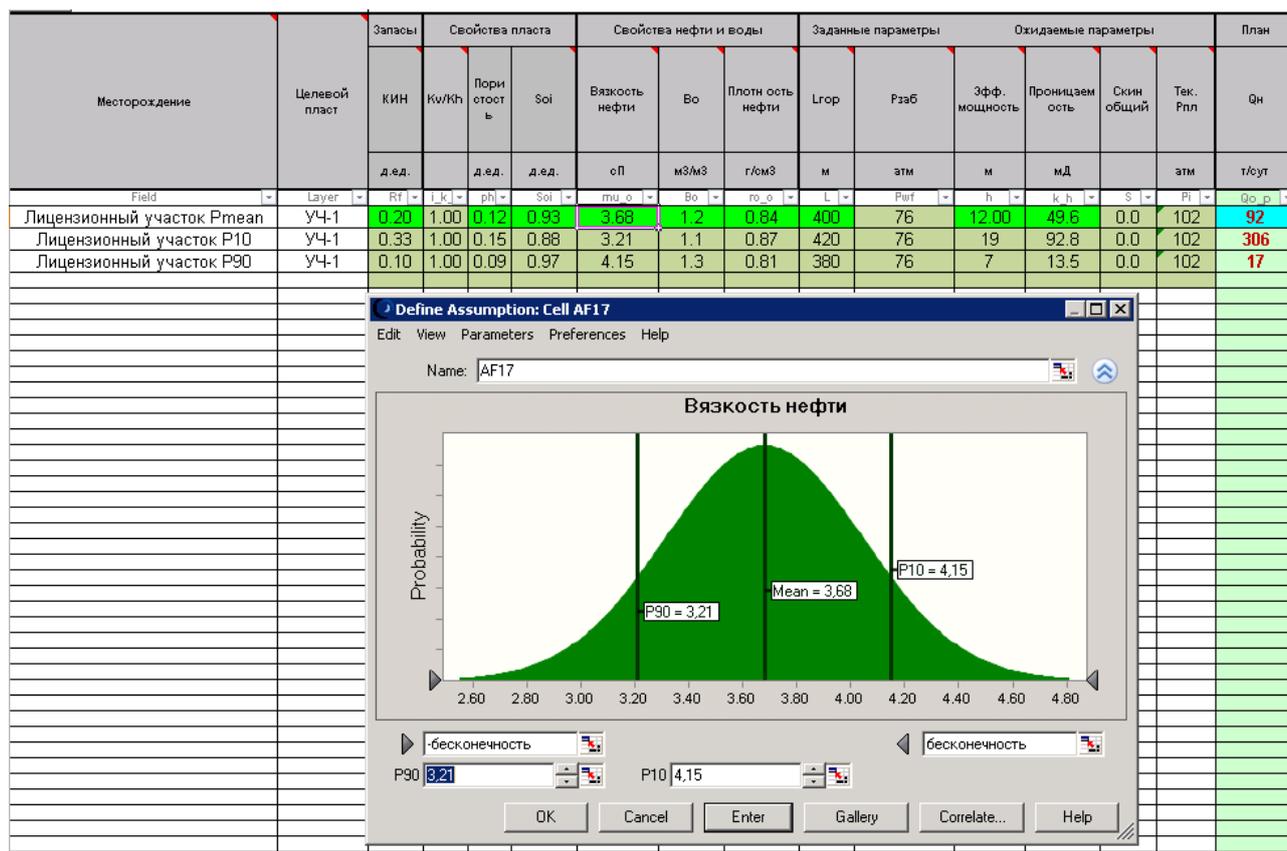


Рис. 2. Задание распределения на примере вязкости нефти

Месторождение	Целевой пласт	Запасы		Свойства пласта			Свойства нефти и воды			Заданные параметры		Ожидаемые параметры			Детерм.	Стохаст.
		КИН	Кв/Кн	Пористость	Soi	Вязкость нефти	Во	Плотн. ость нефти	Lгор	Рзаб	Эфф. мощность	Проницаем. ость	Скин. общий	Тек. Рпл	Qн	Qн
		д.ед.		д.ед.	д.ед.	сП	мЗ/мЗ	г/смЗ	м	атм	м	мД		атм	т/сут	т/сут
Лицензионный участок Рmean	УЧ-1	0,20	1,00	0,12	0,93	3,88	1,2	0,84	400	76	12,00	49,6	0,0	102	92	91
Лицензионный участок Р10	УЧ-1	0,33	1,00	0,15	0,88	3,21	1,1	0,87	420	76	19	92,8	0,0	102	306	167
Лицензионный участок Р90	УЧ-1	0,10	1,00	0,09	0,97	4,15	1,3	0,81	380	76	7	13,5	0,0	102	17	32

Рис. 3. Результаты расчета стохастическим методом

Четко выделяется почти двоекратное различие прогнозных значений в вариантах Р10 и Р90. Это происходит, потому что при стохастическом подходе учитываются различные комбинации подсчетных параметров, а в детерминистическом – лишь комбинации минимальных и максимальных значений, что вызывает слишком высокие показатели в варианте Р10 и слишком низкие в варианте Р90 и, соответственно, большой их разброс – от 17 до 306 против от 32 до 167 у вероятностной оценки.

На примере вязкости показан весь спектр «перебираемых» случайным образом значений вязкости (рис. 2).

На рис. 4 приведено распределение значений получившихся дебитов. Видно, что дебит имеет множество значений и имеет нормальную природу распределения.

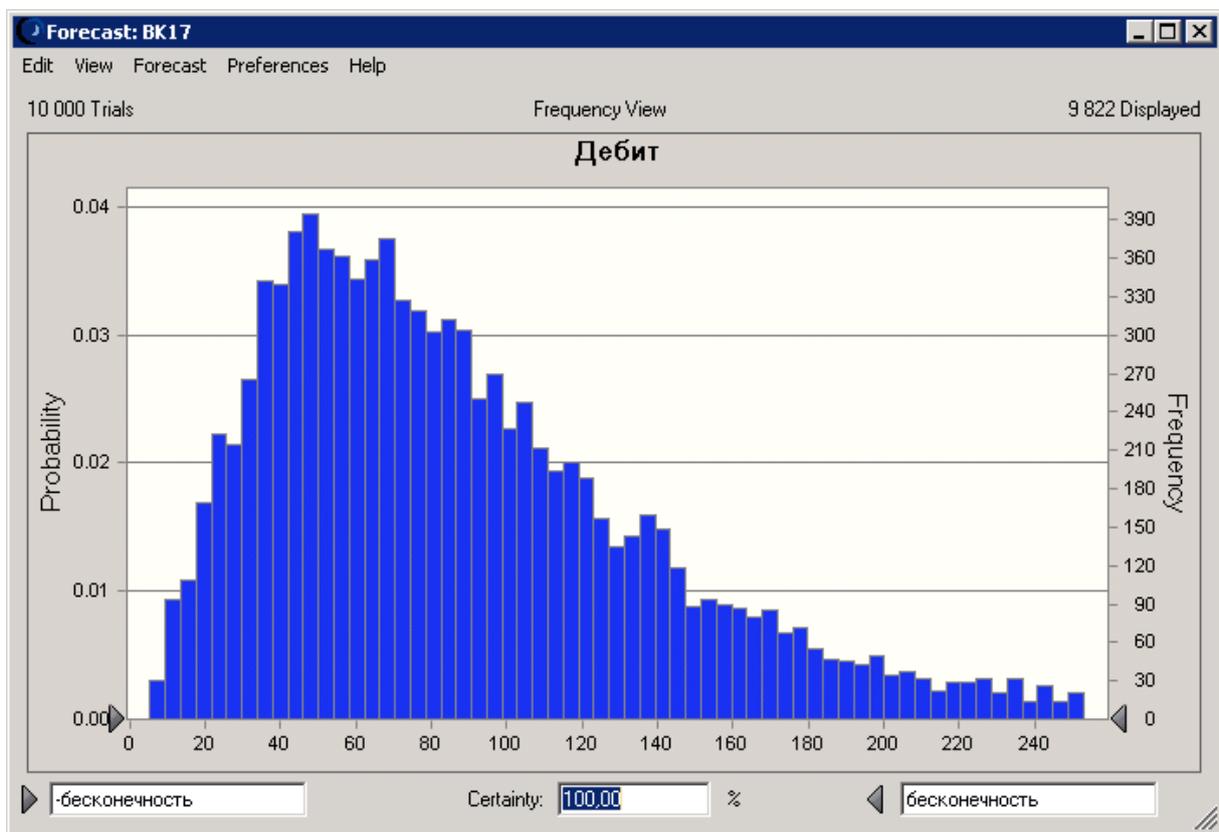


Рис. 4. Распределение значений стартовых дебитов

С целью изучить чувствительность к неопределенности параметров были изменены значения проницаемости – границы значений были изменены с 13,5–92,8 до 11,1–111,4. Таким образом была увеличена неопределенность по проницаемости. Результаты изменений приведены на рис. 5 и в таблице.

Таблица

Чувствительность к изменению параметра в стохастическом и детерминистическом методах

	Проницаемость		Дебит детерминированный			Дебит стохастический		
	до	после	до	после	изм., %	до	после	изм., %
Pmean	49,6	54,7	92	102	11	91	97	7
P10	92,8	111,4	306	349	14	167	186	10 001
P90	13,5	11,1	17	15	12	32	30	8

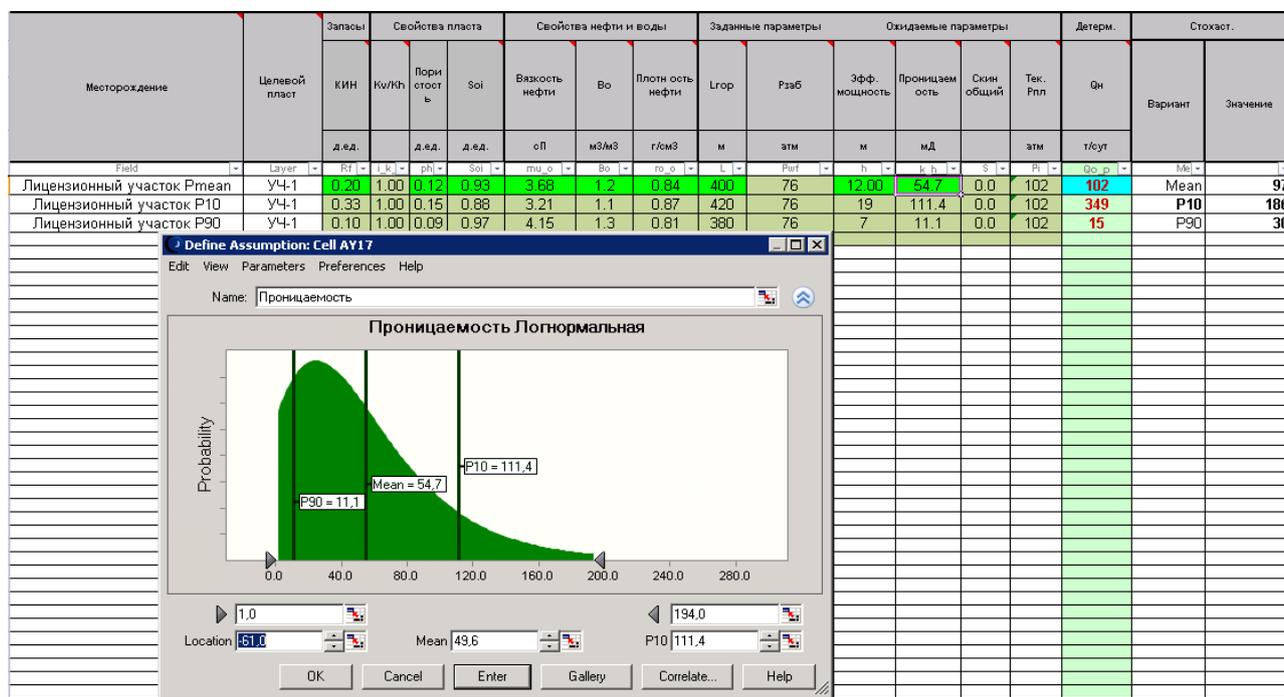


Рис. 5. Результат пересчета дебита

Из всего сказанного следует вывод, что использование стохастики при прогнозировании стартовых дебитов имеет ряд преимуществ перед детерминистическим подходом в условиях низкой изученности и недостатка информации по целевым объектам прогноза:

- стохастический способ дает действительно вероятностную оценку;
- менее чувствителен к неопределенностям;
- учитывает весь возможный спектр изменения параметров;
- не происходит занижения либо завышения прогнозных значений (меньше разброс прогнозных значений);
- удобный способ задания входных параметров.

Д.А. Тимошенко

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент *А.А. Азеев*
Сибирский федеральный университет

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗДЕЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ ПОТОКОВ В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ С ПОМОЩЬЮ МНОГОХОДОВЫХ АНАЛОГОВЫХ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Одной из актуальных проблем нефтегазовой промышленности на стадии эксплуатации является очистка погружного оборудования скважин. При эксплуатации скважин, оборудованных фильтрами, снижение производительности и выход из строя происходят в основном по двум причинам: пескование скважин; повышение входных сопротивлений в фильтрах под влиянием механического, гидрохимического и биологического кольматажа. На сегодняшний день нет способа, который бы способствовал устранению этих проблем на длительное время. В связи с этим существует необходимость постоянной очистки скважины с помощью кислотных обработок и других методов. А для этого необходимо осуществлять демонтаж погружного оборудования из-за наличия обратного клапана, который установлен в скважине, что повышает время очистки скважины и уменьшает эффективность добычи.

Для решения данной проблемы предлагается оптимизировать разделение направлений потоков в сфере нефтегазодобычи с помощью многоходового аналогового переключателя, устанавливаемого в скважину таким образом, чтобы очистка фильтров на приеме УЭЦН была возможна без демонтажа оборудования скважины (рис. 1, 2).

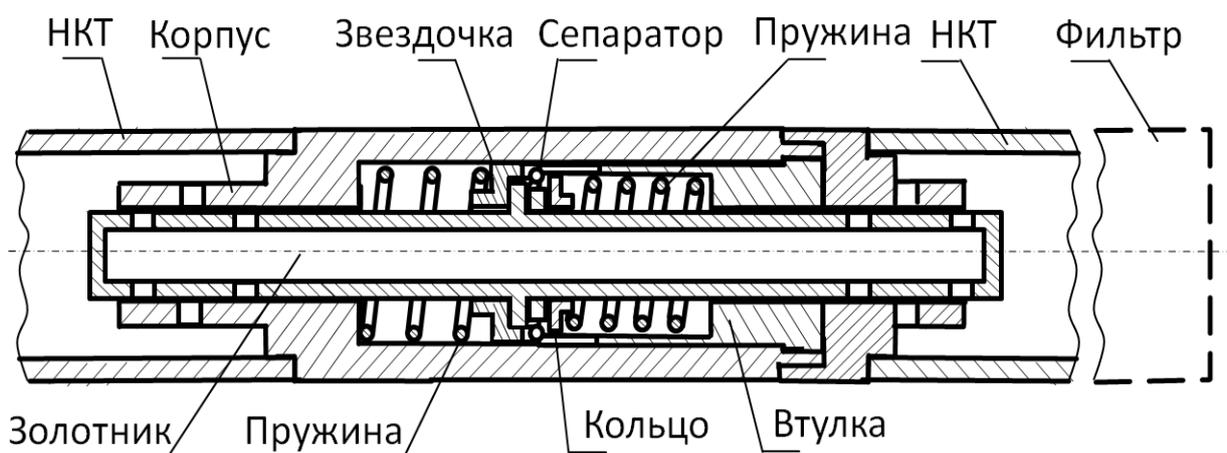


Рис. 1. Схема многоходового аналогового переключателя

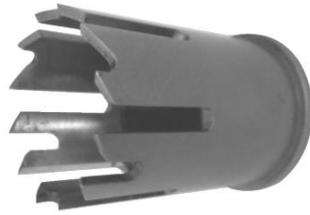


Рис. 2. Втулка многоходового аналогового переключателя

Особенность конструкции заключается в том, что разделение разнонаправленных потоков обеспечивается с помощью аналогового механизма, основным элементом которой служит направляющая втулка с пазами и скосами, очередность и глубина которых определяют программу работы всего клапана.

Из проведенных теоретических исследований было выявлено, что основным элементом, который способен перемещать шток аналогового переключателя, а следовательно, и переключать режим работы является пружина. Была установлена зависимость размера пружины от размера скважины, а также других элементов конструкции многоходового аналогового переключателя.

Из рис. 3 видно, что диаметр пружины жестко ограничен имеющимися размерами, а именно: сверху диаметром корпуса ($D_{\text{корп.}}$), диаметром втулки ($D_{\text{вт.}}$). Снизу диаметром золотника ($D_{\text{зол.}}$): $D_{\text{внутр.обсадной трубы}} > D_{\text{корп.внеш.}} \geq d_{\text{нкт.внеш.}}$; $D_{\text{корп.внут.}} > D_{\text{вт.}}$; $D_{\text{втулки. внут.}} > D_{\text{намотки пружины}} > D_{\text{зол.внеш.}}$. Диаметр намотки равен

$$D_{\text{намотки пружины}} = \frac{C}{D_{\text{проволоки}}}, \quad (1)$$

где C – индекс пружины.

Так же была найдена зависимость размера многоходового аналогового переключателя от радиуса закругления скважины:

$$L < \frac{4 \cdot R}{(d_{\text{в}} - d_{\text{н}} - k)}, \quad (2)$$

где L – длина спускаемого в колонну погружного устройства; $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; $d_{\text{н}}$ – диаметр спускаемого в колонну погружного устройства; k – зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства, величина которого согласно инструкции принимается равным 1,5–3 мм [1].

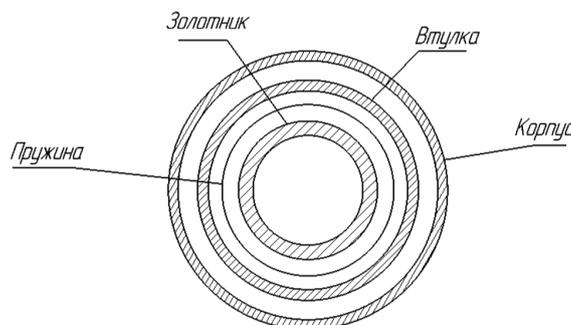


Рис. 3. Схема многоходового аналогового переключателя в разрезе

Отсюда была найдена зависимость сжатия пружины от силы, действующей на эту пружину. Согласно закону Гука [2]

$$F = -k\Delta l = -k(l_1 - l_2),$$

где $k = \frac{G \cdot d_D^4}{8 \cdot d_f^3 \cdot n}$, где d_D – диаметр проволоки; d_f — диаметр намотки (измеряемый от оси проволоки); n – число витков; G – модуль сдвига (для обычной стали $G \approx 80$ ГПа, для пружинной стали $G \approx 78500$ МПа, для меди ~ 45 ГПа).

В результате расчета по представленным выше формулам можно обосновано выбирать конструктивные параметры основного исполнительного элемента очистного клапана в зависимости от глубины скважины, с учетом обеспечения прочности и надежности.

Согласно краткой экономической характеристики цеха ООО «Буркан» за 2007–2008 гг. [3].

С каждым годом постепенно увеличивается количество ремонтов. Это происходит в связи со старением фонда скважин по месторождению и поэтому ремонты проводят чаще, чтобы поддерживать дальнейшее функционирование скважин, вследствие этого, соответственно, увеличивается стоимость ремонтов скважин и количество бригад. Используя наш обратный клапан, ожидается снижение затрат на 15 %, что говорит о быстрой окупаемости самого клапана, а также о экономии компании в целом (рис. 4).

Планируется построение теоретических графиков и их экспериментальная проверка на специальном исследовательском стенде.

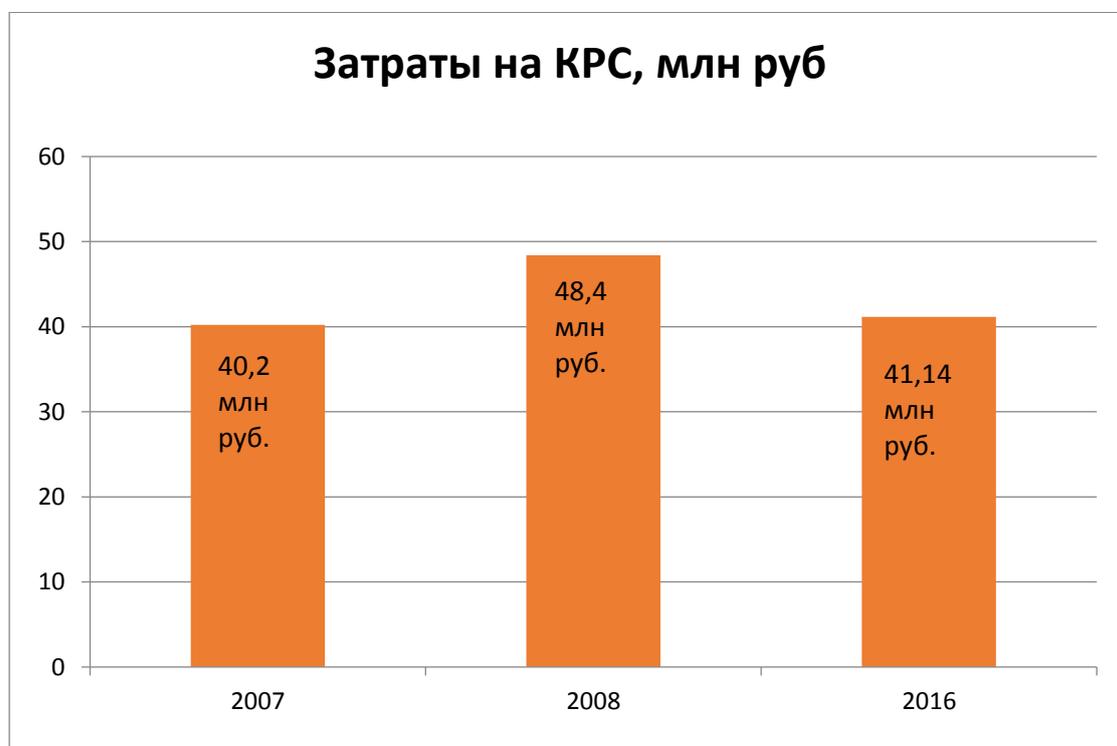


Рис. 4. Краткая экономическая характеристика

Список литературы

1. URL: <http://neftyaga.ru/stroitelstvo-skvazhin/opredelenie-dopustimoy-intensivnosti-iskrivleniya-skvazhin>.
2. Кочетов В.Т., Павленко А.Д., Кочетов М.В. Сопротивление материалов. Ростов-н/Д : Феникс, 2001. 368 с.
3. URL: http://2dip.su/курсовые_работы/17307.

УДК 553.9

И.И. Шаталов

Научный руководитель – кандидат технических наук *Н.Г. Квеско*
Сибирский федеральный университет

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УВ НЕПСКОЙ ПЛОЩАДИ С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ ПЕРЕОЦЕНКИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО КИН

С целью наиболее эффективного и последовательного проведения геологоразведочных работ на территории лицензионных участков, находящихся в пределах Непской площади Иркутской области, была проведена оценка достоверности ресурсной базы, а также была доказана необходимость корректировки коэффициентов извлечения углеводородов на основе уточнения геологической модели 2-D территории и интегрирования современной методики вероятностной оценки ресурсов углеводородов. Для более качественной оценки коэффициента извлечения углеводородов и последующей оценки извлекаемых ресурсов были построены секторные модели существующего фонда перспективных ловушек.

В настоящее время в связи с увеличением объема геолого-геофизической информации на территории геологоразведочных проектов лицензионных участков в Иркутской области возникла необходимость в ее комплексной переоценке. Работа выполнена для снижения технико-экономических рисков геологоразведочных работ и определения оптимального пути развития углеводородного потенциала региона, что является для него актуальной задачей. Нами представлены результаты построения уточненной геологической модели 2-D, охватывающие все интересующие площади, включая сопредельные. Основываясь на детальной региональной геологической модели 2-D, по всем имеющимся продуктивным и перспективным горизонтам были обоснованы объекты для дальнейшего геологического изучения при подготовке про-

граммы ГРР на лицензионных участках. Для подсчета ресурсного потенциала площади использована современная методика вероятностного расчета, позволяющая комплексно оценить неопределенности в подсчетных параметрах, присутствующие на этапе ГРР. Основываясь на полученных результатах, была предпринята попытка построения секторных моделей выделенных ловушек, для определения приближенного к реалиям коэффициента извлечения УВ. Апробация результатов будет представлена в дальнейших работах.

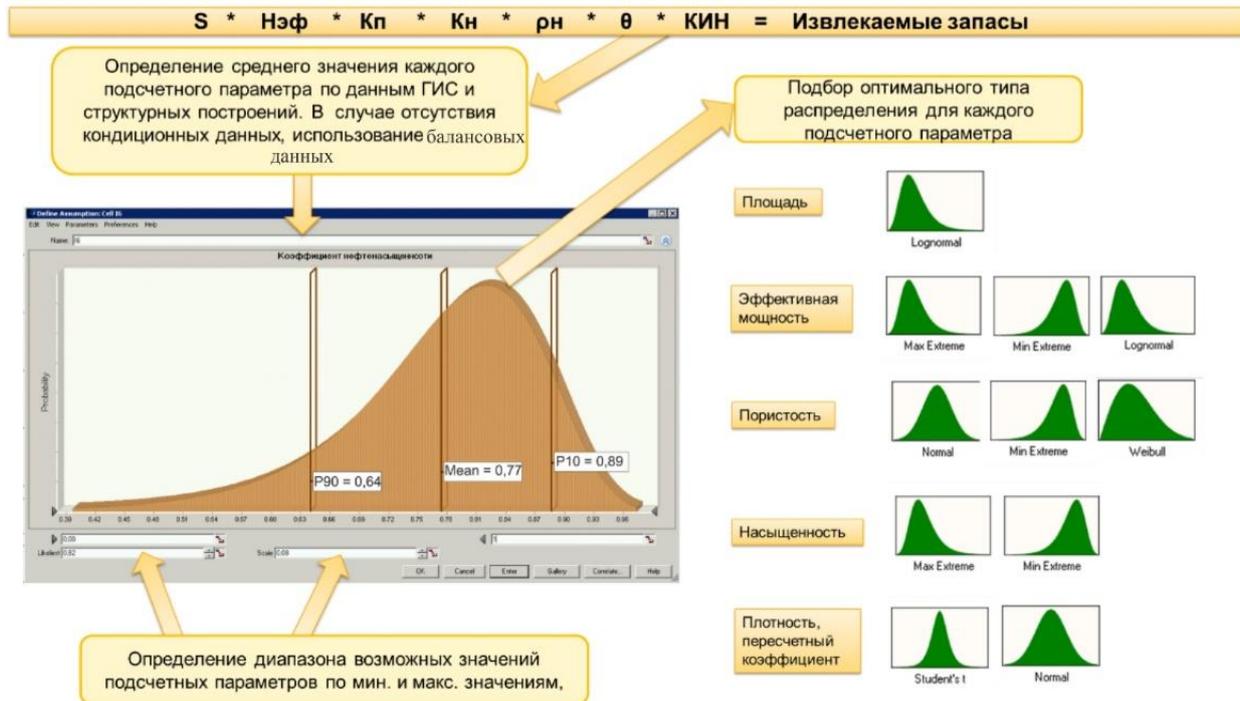
Уточнение комплексной геологической модели, отражающих и продуктивных горизонтов выполнено на основании результатов геологоразведочных работ на территории Иркутской области за 2013–2015 гг. В ходе выполнения работ в первую очередь были построены структурные карты по отражающим горизонтам: А – кровля осинского горизонта, Б – кровля тэтэрской свиты, отражающий горизонт М2 – кровля непской свиты, Ф – поверхность фундамента. В качестве методики построения был принят метод «сплайн-аппроксимации с инвариативной моделью поля», являющийся на данный момент наилучшим методом для большинства типов карт: структурных, толщин и карт параметров. Наибольшую сложность вызвало построение структурной карты по отражающему горизонту М2 вследствие наличия выступов фундамента на площади некоторых участков. Данные выступы были выделены по результатам интерпретации сейсмического материала МОГТ-3D и встроены в структурную карту.

На завершающем этапе построений были составлены структурные карты по кровле и подошве коллекторов, построены карты эффективных толщин для пластов коллекторов, по которым были выделены зоны отсутствия коллектора. Наибольшую сложность в построении пластов коллекторов составляли пласты Б13 и В10-13 ввиду небольшой мощности пласта Б13 и его локальным проявлением в южной части территории, а также отсутствием пласта В10-13 в центральной части площади.

С учетом тренда поисковых работ в данном регионе для оценки достоверности ресурсной базы в разработку взята концепция выделения подсчетных объектов «SA». Суть ее заключается в корреляции зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами с выступами архей-раннепротерозойского фундамента. Следует также отметить, что площади перспективных объектов, находящиеся в пределах уже открытых месторождений, не были включены в расчет, так как в работе не участвовали запасы месторождений категорий А, В, С₁ и С₂.

Вероятностная оценка геологических и извлекаемых ресурсов нефти производится на основе объемного метода, некоторые подсчетные параметры которого представлены как независимые случайные величины. Итоговое значение ресурсов трактуется как функция этих случайных параметров. Ширина диапазона итоговых значений ресурсов отражает неопределенность оценки ресурсов и характеризуется неопределенностью каждого из подсчетных параметров. Для каждого подсчетного параметра на основе имеющейся априорной информации задаются минимальное, максимальное и наиболее вероятное значения параметра, а также тип распределения вероятностей (рис. 1).

Выборка продуктивных пластов произведена на основе анализа распространения коллекторов по площади участков по всем возможным горизонтам. В качестве подсчетных параметров были взяты данные интерпретации ГИС, при этом часть отсутствующей информации была восполнена данными государственного баланса запасов нефти, газа и газоконденсата сопредельных месторождений.



Лицензионный участок	Ловушка	Пласт	площадь	эффективная мощность	коэффициент заполнения ловушки нефтью	коэффициент пористости	коэффициент нефтенасыщенности	плотность	пересчетный коэффициент	Газосодержание	геологические ресурсы нефти	Геологические ресурсы нефти по вероятностной оценке			КИН	
			тыс. м2	м	д. е.	д. е.	д. е.	г/см3	д. е.	м3/т	тыс. т	Mean	P10	P90	д. е.	тыс.
Моткинский	Ловушка 1	Б1	18166,01	10,20	1,00	0,07	0,70	0,84	0,82	107,00	5814	5852	9482	2907	0,23	1308
		Б3-4	18166,01	11,00	1,00	0,08	0,70	0,84	0,82	107,00	7717	7721	11253	4682	0,23	1736
		Б5	18166,01	3,50	1,00	0,07	0,70	0,84	0,82	107,00	2087	1994	3210	999	0,23	470
		Б12	18166,01	5,50	1,00	0,08	0,86	0,875	0,84	100,00	5052	5042	7732	2807	0,16	808
		Б13	18166,01	2,50	1,00	0,067	0,80	0,875	0,84	100,00	1796	1774	3137	715	0,17	305
ИТОГО											22467	22383	28547	16873		4628

Рис. 1. Алгоритм выполнения подсчета ресурсов вероятностным методом

Диапазон изменения значений подсчетных параметров варьировался, прежде всего, от степени изученности площади глубоким бурением. Так, значения, определенные по ГИС, были приняты за вероятность «Mean», в то время как значения Госбаланса восполняли данные о возможном максимальном и минимальном значениях данного параметра – «P90» и «P10» соответственно. Достоверность распространения площади ловушки и эффективных нефтенасыщенных толщин подтверждены отстроенными картами кровли коллекторов и эффективных толщин, корректно задающими стохастическое распределение данных параметров по всей ловушке.

В результате выявили несоответствие полученных результатов с имеющимся ресурсным потенциалом. Рассчитанные по данной методике ресурсы оказались ниже, чем существующие на данный момент, следовательно, появилась необходимость корректировки намеченного плана ГРП на площади (рис. 2).

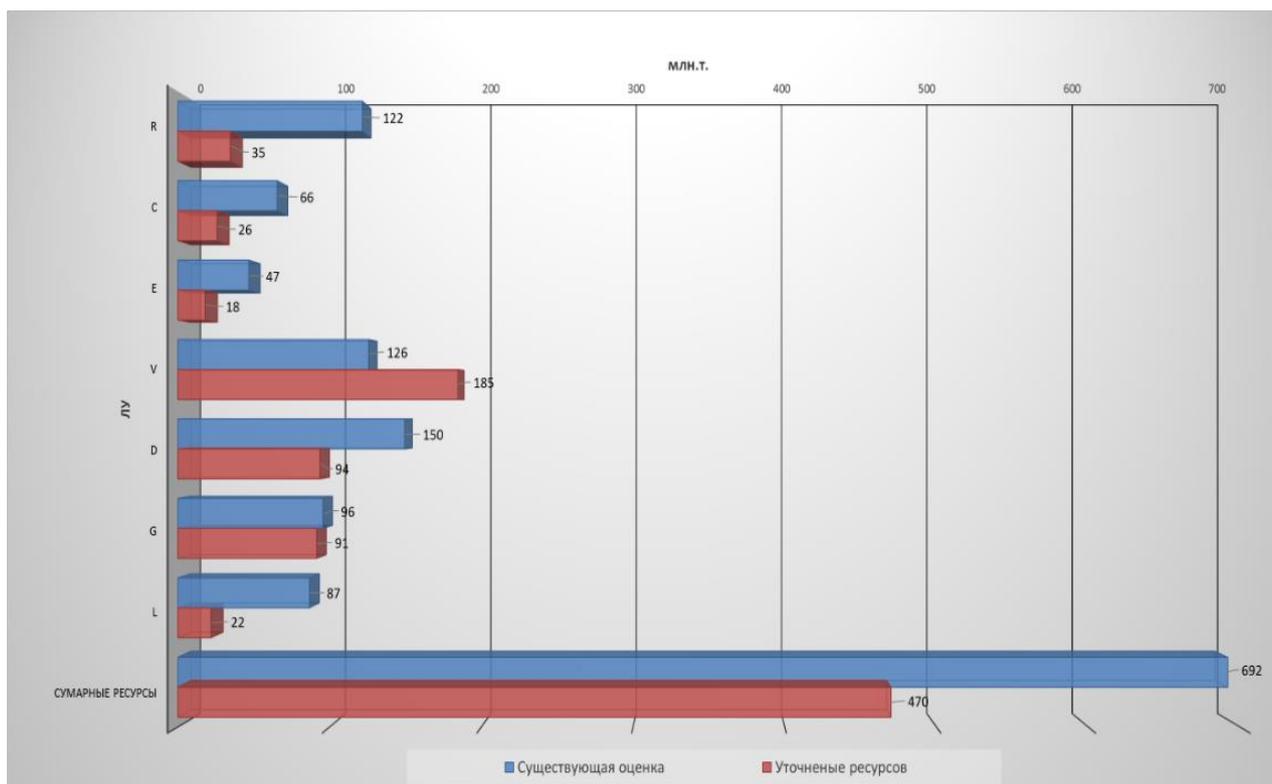


Рис. 2. Сравнительная диаграмма предложенных и уточненных ресурсов нефти категории Pmean

В предложенном ресурсном потенциале за коэффициент извлечения нефти принято усредненное значение, равное 0,21, что не отражает фактического значения разнообразных по геологическим и петрофизическим свойствам пластов-коллекторов. Анализ соседних месторождений показал похожую тенденцию (рис. 3), несмотря на то, что фактические данные по текущему КИН более оптимистичны.

На текущий момент в истории жизни месторождения КИН принимается на стадии ИМ (инвест-меморандум) по аналогии с соседними месторождениями, далее переходит в ОПЗ (оперативный подсчет запасов), в сопровождение ГРП и в итоге – в проектный документ.

С точки зрения объективной оценки месторождения наиболее интересным представляется так называемый исторический КИН, а точнее – отношение извлеченных запасов нефти на этапе ликвидации месторождения к геологическим запасам, поскольку только он может дать наиболее приближенное значение к реалиям. На данный момент на территории исследования таких месторождений нет, практически все месторождения находятся на стадии пробной эксплуатации или на ранних этапах добычи. Именно поэтому целью дальнейшей работы будет поиск и комплексное изучение выработанных и действующих месторождений-аналогов в других регионах России и мира с целью установления не только КИН, но и других параметров для выбора оптимальных значений при построении комплексных моделей месторождений.

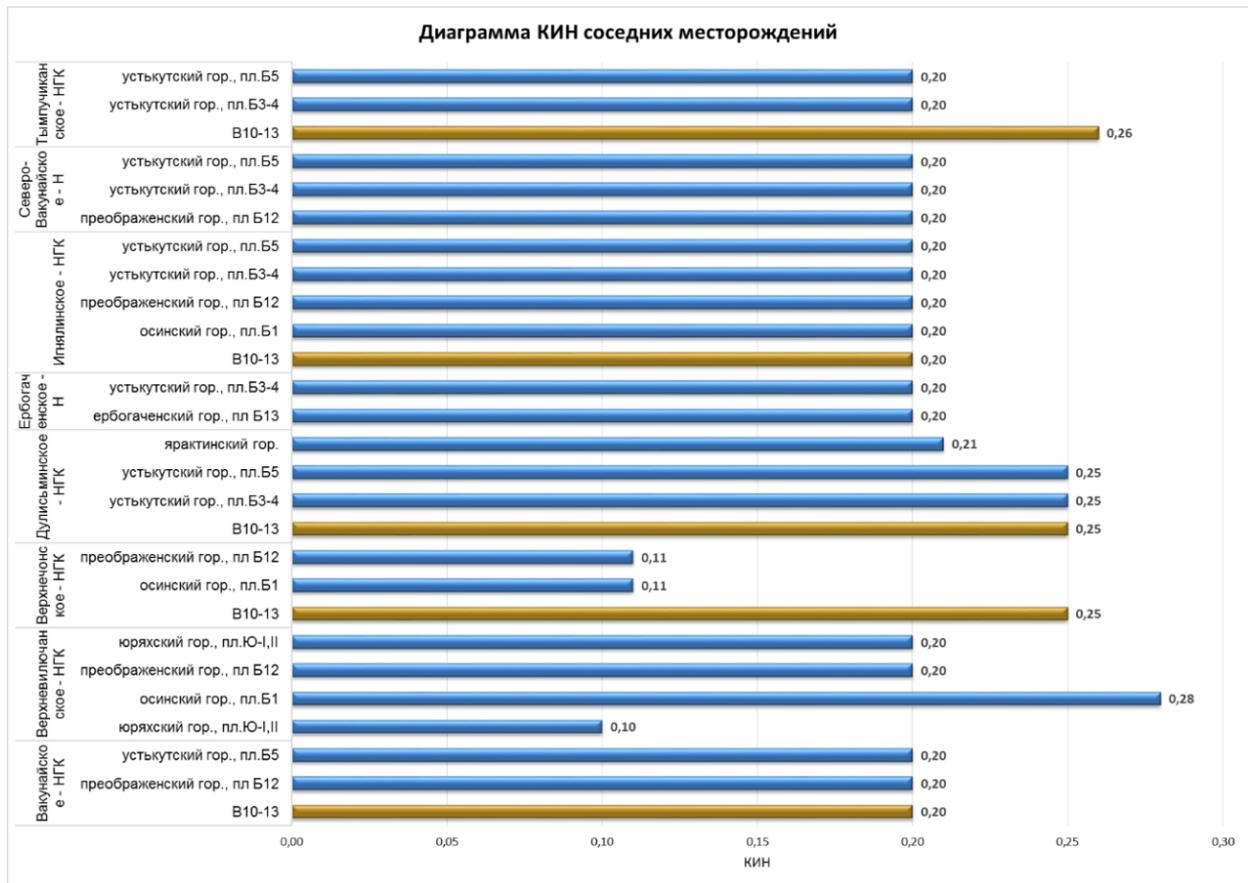
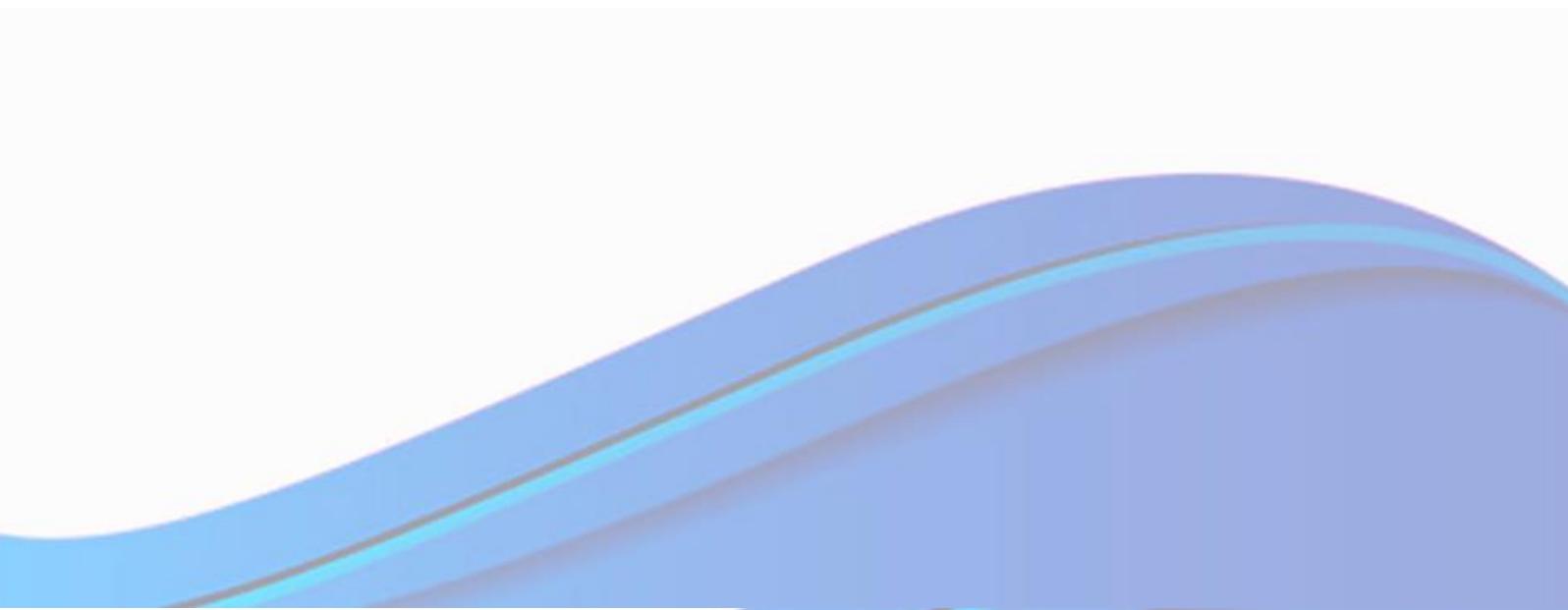


Рис. 3. Диаграмма КИН соседних месторождений, разделенных по типу коллектора: синим цветом – карбонатные коллектора; коричневым – терригенные коллектора

В процессе изучения участков Непской площади в Иркутской области применена современная методика оценки ресурсного потенциала участков на основе комплексного структурного построения для выявления распространения пластов коллекторов и вероятностного подхода к выбору подсчетных параметров. Уточнен ресурсный потенциал лицензионных участков по заданному направлению развития ГРП. Выдвинуто предположение о некорректной оценке КИН и поставлена проблема его переоценки с учетом опыта разработки схожих месторождений в других регионах.

**ЭКОЛОГИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА
В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**



А.А. Алексеева, А.Н. Фомин

Научный руководитель – кандидат биологических наук *Н.В. Фомина*
Красноярский государственный аграрный университет

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОГО ПОЧВОГРУНТА ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОРБЕНТА «УНИСОРБ-БИО»

Нефть и нефтепродукты вызывают фактически полную депрессию функциональной активности флоры и фауны. Ингибируется жизнедеятельность большинства микроорганизмов, включая их ферментативную активность. Управление действиями биodeградации нефти обязано быть ориентировано до этого всего на активизацию микробных сообществ, создание хороших условий их существования. Попадая в почву, нефть увеличивает общее количество углерода. В составе гумуса растет нерастворимый остаток, что является одним из обстоятельств ухудшения плодородия [1, 2].

Биологические свойства почвы реагируют на нефтяное загрязнение первыми: изменяется общая численность микроорганизмов, их качественный состав, структура микробоценозов, интенсивность микробиологических процессов и активность почвенных ферментов, продуктивность почв и т. д., нарушаются экологические и сельскохозяйственные функции почв.

В настоящее время методы ферментативной активности очень часто используются в оценке техногенного загрязнения, что доступно отражено в работах многих ученых [1–9].

Ферменты, в отличие от неорганических катализаторов, обладают избирательностью действия. Специфичность действия ферментов выражается в том, что каждый фермент действует лишь на определенное вещество или же на определенный тип химической связи в молекуле. Наиболее полно экологические аспекты трансформации ферментного пула почвы при нефтяном загрязнении представлены в работе Е.И. Новоселовой [1], где проведены исследования активности основных групп почвенных ферментов. Основная задача современного исследователя-эколога – это разработка ремедиационных технологий или способов снижения уровня техногенного воздействия на экосистемы.

В данной работе представлены результаты вегетационного опыта по модельному загрязнению почвогрунта нефтью в разных концентрациях и использовании сорбента в количестве, рассчитанном в зависимости от степени загрязнения. Все образцы установлены в лаборатории при естественном освещении в вегетационных сосудах массой 1 кг и влажностью грунта 60 %. При искусственном загрязнении использовали нефть, отобранную из магистрального нефтепровода ОАО «Трансбнефть». Подбор концентрации нефти проводили в соответствии с градацией степени загрязнения

от легкой до очень высокой. Данное исследование проводилось в связи с необходимостью определения той границы, где техногенное воздействие еще не нарушает состояние ферментной системы, стимулирует или угнетает активность ферментов.

Схема опыта следующая:

- 1) контроль (грунт без обработки);
- 2) грунт + сорбент;
- 3) 1 % загрязнение нефтью;
- 4) 1 % загрязнение нефтью + сорбент;
- 5) 2,5 % загрязнение нефтью;
- 6) 2,5 % загрязнение нефтью + сорбент;
- 7) 5 % загрязнение нефтью;
- 8) 5 % загрязнение нефтью + сорбент;
- 9) 10 % загрязнение нефтью;
- 10) 10 % загрязнение нефтью + сорбент.

Сорбент «Унисорб-био» представляет собой мезопористый полимерный материал с открытой ячеистой высокоразвитой структурой и удельной поверхностью и относится к классу сорбентов искусственного происхождения и получен путем иммобилизации ассоциированных нефтеокисляющих микроорганизмов и адаптированных биокультур на полимерный носитель пороаминопласт.

В опыте использовали грунт «Универсальный» компании Terra vita. Содержание основных питательных элементов (мг/л): азот – 150; фосфор (подвижный) – 270; калий (подвижный) – 300; pH 6,0–6,5.

Определение каталазы проводили по методу Джонсона и Темпле (1964) титрованием 0,1 н раствором KMnO_4 , активность выражали в мл 0,1 н KMnO_4 / г сух. почвы за 20 мин. [9].

Изучение каталитической активности нефтезагрязненного почвогрунта проводили в динамике от одной недели до двух месяцев инкубации. В результате получены следующие экспериментальные данные (рисунок).

Анализ полученных данных показал, что в контрольном варианте изменение значений каталитической активности за период исследования достоверно не различался – 0,20–0,21 мл 0,1 н раствора KMnO_4 на 1 г почвы за 20 мин. В свою очередь, в варианте с добавлением сорбента в течение времени активность грунта увеличилась до 0,25–0,28 мл 0,1 н раствора KMnO_4 на 1 г почвы за 20 мин., что связано с увеличением активности микроорганизмов, содержащихся в сорбенте, которые достигают пика своего развития к концу периода инкубации.

В вариантах с минимальным загрязнением (1 %) происходит незначительное увеличение активности каталазы по сравнению с контролем – 0,23–0,24 мл 0,1 н раствора KMnO_4 на 1 г почвы за 20 мин. Сорбент с данным уровнем загрязнения почвогрунта способствовал стабилизации уровня до 0,19–0,20 мл и достоверно не различался с контролем. Аналогично этим значениям при 2,5 % уровне загрязнения происходит увеличение активности каталазы до 0,23–0,24 мл 0,1 н раствора KMnO_4 на 1 г почвы за 20 мин., в том числе и в варианте с сорбентом.

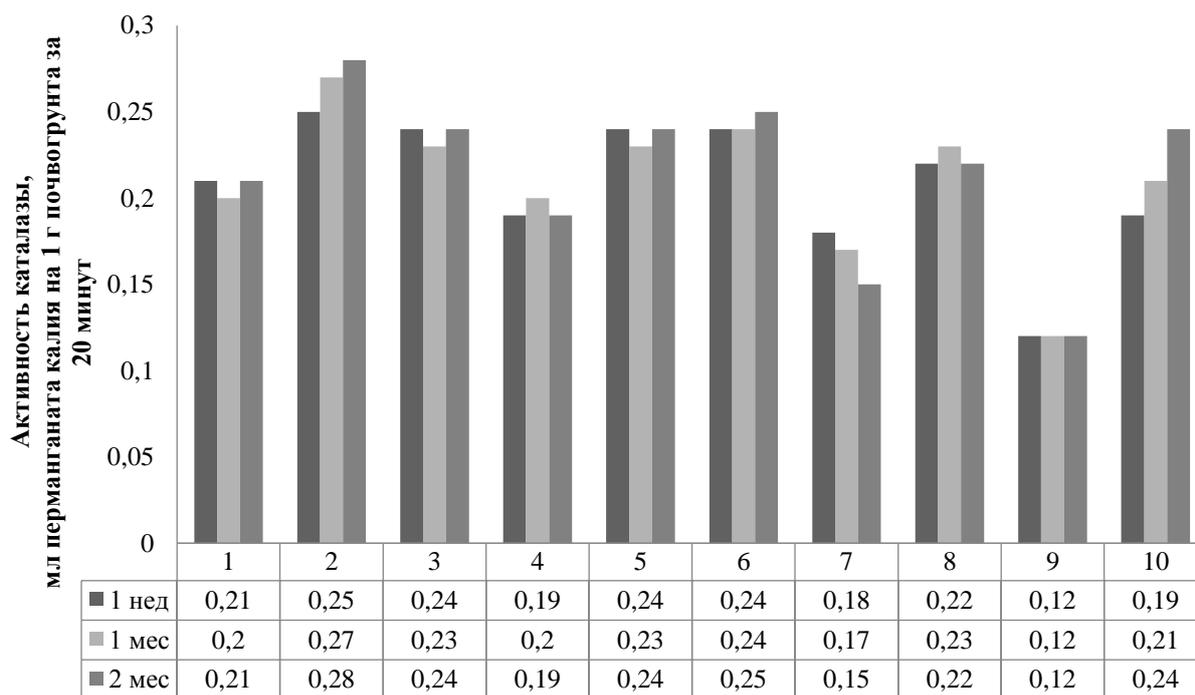


Рисунок. Динамика активности каталазы загрязненного почвогрунта

Следовательно, данные уровни загрязнения (1 и 2,5 %) являются стимулирующими для работы оксидазы. Далее 5 и 10%-ные загрязнения уже снижают каталитическую активность до 0,15 и 0,12 мл 0,1 н раствора $KMnO_4$ на 1 г почвы за 20 мин. в первом и во втором случаях (см. рисунок). Использование «Унисорб-био» увеличивает каталитическую активность в 1,5–2 раза до 0,22–0,23 и 0,19–0,24 мл соответственно, что характеризует его как эффективное средство для уменьшения нефтяного загрязнения. Снижая концентрацию нефти, восстанавливается микробиологическая активность почвогрунта и, следовательно, активность ферментов.

В целом необходимо отметить, что опыт по исследованию техногенного загрязнения необходимо проводить при разных концентрациях загрязнителя, так как существует возможность определить ту концентрацию, при которой еще не нарушается состояние экосистемы. В частности, не происходит изменение активности ферментов, исследованной на примере каталазы. Установлено, что эффективность работы и экологическая безопасность исследуемого сорбента проявляется при высоких концентрациях загрязнения почвогрунта – 5 и 10 % соответственно. Сорбент приводит уровень каталитической активности в состояние исходного контрольного варианта – грунт без обработки.

Авторы выражают огромную благодарность кандидату технических наук, профессору кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» С.И. Васильеву и аспиранту Л.А. Лапушовой за предоставленные образцы нефти и сорбента «Унисорб-био».

Постановка опыта и все аналитические исследования проводились в инновационной лаборатории кафедры ландшафтной архитектуры и агроэкологии ФГБОУ ВО «Красноярский государственный аграрный университет».

Список литературы

1. Колесников С.И., Татосян М.Л., Азнаурьян Д.К. Изменение ферментативной активности чернозема обыкновенного при загрязнении нефтью и нефтепродуктами в модельных экспериментах // Докл. Россельхозакадемии. 2007. № 5. С. 32–34.
2. Новоселова Е.И. Биодиагностика и мониторинг состояния загрязненных нефтью почв : материалы Междунар. конф. «Экология и биология почв». Ростов-н/Д, 2004. С. 201.
3. Анзурьян Д.К. Изменение эколого-биологических свойств почв Юга России при загрязнении нефтью. Ростов-н/Д, 2009. 22 с.
4. Гайворонский В.Г., Ротина Е.Н., Жаркова М.Г. [и др.]. Моделирование загрязнения чернозема, слитого мазутом, с целью установления экологически безопасной концентрации // Сб. тр. V Междунар. науч.-практ. конф. «Экологические проблемы. Взгляд в будущее». Ростов-н/Д, 2008. С. 119–123.
5. Киреева Н.А., Новоселова Е.И., Онегова Т.С. Активность каталазы и дегидрогеназы в почвах, загрязненных нефтью и нефтепродуктами // Агрохимия. 2002. № 8. С. 64–72.
6. Ротина Е.Н., Колесников С.И. Оценка экологического состояния загрязненных мазутом почв по биологическим показателям // Изв. вузов Сев.-Кавказ. регион. Естеств. науки. 2008. № 5. С. 102–104.
7. Тарасенко Е.М. Биологическая активность и токсичность почв при нефтяном загрязнении и рекультивации. Уфа, 2006. 22 с.
8. Хазиев Ф.Х., Тишкина Е.И., Киреева Н.А. Влияние нефтепродуктов на биологическую активность почв // Биологические науки. 1988. № 10. С. 93–99.
9. Хазиев Ф.Х. Методы почвенной энзимологии. М. : Наука, 2005. 252 с.

УДК 54-414

П.В. Влиско

Научный руководитель – кандидат химических наук, доцент *Е.И. Лесик*
Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

ВЛИЯНИЕ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР НА СОРБЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПЕНОПОЛИМЕРНЫХ И ВОЛОКНИСТЫХ СОРБЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ НЕФТЕРАЗЛИВОВ НА ВОДНЫХ АКВАТОРИЯХ

В настоящее время наблюдается увеличение объемов добычи нефти на платформах в океанах и морях, тем самым возрастает потребность в мощном оборудовании и соответствующих

материалов для ликвидации крупных разливов. Развитие добычи нефти в Арктической зоне, увеличение объемов добычи, в особенности на платформах, ставит под угрозу экологической катастрофы большие территории северных вод, земель, фауны и флоры. Низкие температуры Арктической зоны являются определяющим в выборе методов ликвидации нефтяных разливах с поверхности морей, в частности сорбирующих веществ. Природно-климатические условия Арктики бросают серьезный вызов технологиям и методам ликвидации последствий разливов нефти на водных акваториях.

Ставится задача в надежном обеспечении экологической безопасности при разливах нефти на водные акватории Арктической зоны.

В большинстве случаев арктические условия снижают эффективность методов локализации и ликвидации разливов нефти и работы соответствующего оборудования. Поэтому определяющим фактором успешной ликвидации является выбор рационального способа ликвидации нефтеразливов. К возможным методам для локализации и ликвидации разливов нефти на водных акваториях относят:

- механический метод (скриммеры);
- сорбционный метод;
- метод использования диспергентов;
- метод сжигания нефтяного разлива.

Стоит отметить, что некоторые методы ликвидации используются в комбинации с другими. Так, например, при ликвидации нефтеразлива скриммером локализацию разлива производят боными, наполненными сорбентами. Такая комбинационная система называется механической, приведена на рисунке. При механическом сборе разлитая нефть удерживается при помощи бонового заграждения одновременно собирается с применением скриммеров (нефтесборщиков) с поверхности воды для временного хранения и последующей утилизации или переработки. Боновые заграждения крепятся к стационарным сооружениям или разворачиваются с судов, также могут закрепляться на берегу. Недостатки технологии – ограниченная площадь сбора, так как при разливе одной тонны нефти площадь пленки занимает 12 тыс. км².

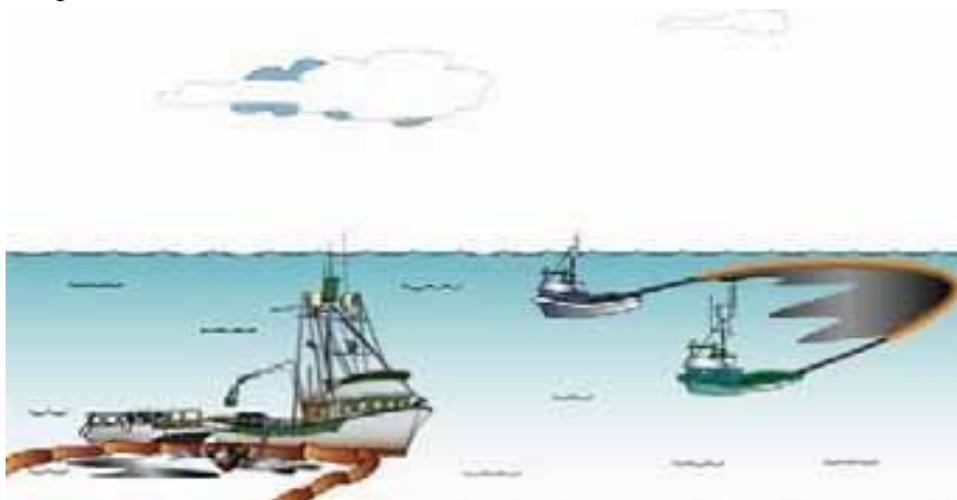


Рисунок. Типовая надводная система механической ликвидации нефтяных разливов [1]

Также ликвидацию нефти возможно производить с помощью диспергирующих систем, которые увеличивают скорость естественного процесса диспергирования нефти в воде под действием течений и волнений водной поверхности. Диспергенты переводят нефть в фазу эмульгирования, ускоряя процессы разложения нефти. Однако диспергенты, которые сертифицированы для использования в России в современное время, неэффективны в холодных водах, к тому же достаточно спорно воздействие такого способа ликвидации нефти на экологию.

Сжигание нефти, разлитой на поверхности воды, подразумевает контролируемое сжигание плавающей нефти, что возможно только до определенной минимальной толщины пленки. При этом выброс загрязняющих веществ в результате горения нефти должен быть ниже пороговых уровней для уязвимых популяций [1]. Однако при малой толщине пленки процесса горения не будет происходить, да и огромные выбросы в атмосферу продуктов горения нефти крайне нежелательны.

Наиболее щадящим методом для ликвидации разливах нефти являются механический и сорбционный методы. В последнем случае сорбент должен иметь достаточную степень поглощения нефти с водной поверхности моря при низких температурах.

Было выявлено, что производить сорбцию нефти на поверхности воды при более низких температурах (около 4 °С) более рационально волокнистым сорбентом, нежели полимерным. Во-первых, из-за повышения вязкости нефти, повышается сорбирующие свойства волокнистого сорбента, благодаря его структуре – хаотично уложенных свободно распределенных в пространстве тонких нитей и достигает максимальных показателей в 15–20 г/г нефти; у пеносорбента уменьшается данная характеристика в связи с труднодоступностью попадания нефти в пористые структуры сорбента. Во-вторых, волокнистый сорбент является многоразовым, его можно регенерировать не менее 8 раз, что дает возможность уменьшить затраты и увеличить возможность использования одного и того же материала повторно, тем самым суммарно превышая сорбирующие показатели невозстанавливаемого пеносорбента, которые измеряются в 40–60 г/г нефти в тех же условиях.

Немаловажным параметром сорбционной способности является вязкость нефти. В Арктической зоне преобладают парафинистые нефти с высокими показателями вязкости, что в совокупности с низкой температурой и возможности регенерации сорбента дает высокие показатели сорбционной способности волокнистого сорбента по сравнению с пеносорбентом, который возможно использовать единожды. Однако при повышении вязкости нефти, время на максимально возможную сорбцию нефти возрастает.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о более рациональном использовании при низких температурах волокнистого сорбента, нежели пеносорбента, по ряду изложенных факторов.

Список литературы

1. WWF, Nuka Research and Planning Group, LLC. Разливы нефти, проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в арктических морях // Отчет, выпускаемый Всемирным фондом дикой природы. 2007.

К.А. Кравченко

Научный руководитель – доцент *О. С. Свиридова*

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПРОБЛЕМЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

В России в настоящее время функционируют более 13 тыс. особо охраняемых природных территорий (ООПТ) федерального, регионального и местного значения, общая площадь которых превышает 200 млн га, что составляет 11,9 % от площади территории России, и в пределах этих территорий сосредоточены большие запасы полезных ископаемых [1].

Экологическая доктрина России рассматривает развитие системы особо охраняемых природных территорий как одно из ключевых направлений государственной политики в области экологии. Миссия всех ООПТ разных уровней и категорий едина – это сохранение биологического и ландшафтного разнообразия как основы биосферы [2].

Пользование недрами на особо охраняемых природных территориях производится в соответствии со статусом этих территорий [1].

Проблемы связаны с тем, что, декларируя необходимость сохранения ООПТ, часто принимаются решения, направленные на изъятие части территорий. Как правило, это происходит для добычи полезных ископаемых, строительства линейных объектов или спортивных сооружений.

Подобные явления связаны с тем, что многие компании получили лицензию на разведку месторождений в пределах ООПТ в 1990-х годах. Для того чтобы приступить к работе, необходимо изменение функционального назначения зон ООПТ.

В ряде случаев для решения этой проблемы территории, на которых осуществлялись работы, были исключены из границ ООПТ.

Изменение зонирования, влекущее за собой изменение ландшафта в результате размещения объектов, связанных с разведкой и добычей полезных ископаемых и соответствующей инфраструктуры, является нарушением Федерального закона «Об особо охраняемых природных территориях» [3].

Приведем примеры самых резонансных случаев изъятия части ООПТ для различных целей.

1. Национальный парк «Югыд ва». В 2010 г. Минприроды России согласовало изъятие части территорий национального парка «Югыд ва» для разведки и добычи золота компаниями

«Голд минералс» и утвердило новое Положение о парке с изъятием этих участков. Было подано заявление в Верховный суд РФ о признании незаконными ряда положений. В августе 2013 г. Верховный Суд РФ признал добычу золота в национальном парке «Югид ва» незаконной. Но Минприроды не сдаётся и в ноябре 2013 г. принимает новое положение, которое содержит те же нормы об изъятии части территории нацпарка, а также узаконивает бесконтрольный проезд по территории нацпарка автомашин и вездеходов компании «Голд минералс». И снова Верховный суд РФ после обращения «Гринпис» отменяет эти положения. Минприроды подает апелляционную жалобу на решение ВС РФ.

25 января 2015 г. Верховный суд окончательно подтвердил, что месторождение «Чудное», где собирались вести добычу золота на территории около 2000 га, – это часть национального парка «Югид Ва», очень ценного уголка природы и имеет огромное значение для России и всего мира. Доводы «Гринпис» поддержал представитель Генпрокуратуры и Минюста России. Теперь решение вступило в силу, месторождение «Чудное» признано территорией национального парка и никаких правовых возможностей для золотодобычи на месторождении Чудное» не осталось [4].

2. Природный парк регионального значения «Нумто». В феврале 2016 г. «Сургутнефтегаз» озвучил планы по строительству трех поисково-оценочных скважин на Ватлорском месторождении в природном парке «Нумто». Однако в распоряжении СМИ оказалась схема обустройства объектов «Сургутнефтегаза» в границах природного парка «Нумто». По ней компания уже запланировала гораздо более масштабные работы на водно-болотных угодьях, чем ее представители говорят сейчас публично, в частности планируется построить 25 кустовых площадок и дожимно-насосную станцию, которые планируется разместить в зоне заповедного режима, а также на участках археологических памятников и в местах обитания редких птиц [5].

Такие масштабные работы неминуемо повлекут за собой разрушение экосистем и нарушение среды обитания редких и ценных видов животных и растений, многие из которых занесены в Красную книгу РФ и округа.

Положением о природном парке «Нумто» в зоне хозяйственного использования ведение работ по освоению разведанных нефтегазовых месторождений допускается при условии экологически безопасного природопользования [6].

В материалах ОВОС закреплено, что негативное воздействие от хозяйственной деятельности будет незначительным, так как добыча нефти в природном парке не приводит к аварийным разливам. При этом в материалах ОВОС отсутствуют оценка воздействия аварийных разливов нефти и материалы по плану их ликвидации.

Действующие экологические требования не дифференцированы в отношении статуса территорий, их выполнение не может должным образом обеспечить комплексную охрану окружающей среды.

Среди зарубежного опыта регулирования недропользования на ООПТ можно выделить добычу урана в пределах территории национального парка «Какаду». В Австралии правовой режим осуществления хозяйственной деятельности урегулирован путем установления жестких экологических требований к пользователям недр. Кроме того, установлен четкий механизм контроля за использованием недрами, совершенствования экологических требований и предоставления отчетов о состоянии окружающей среды в пределах ООПТ [7].

Для особых случаев, когда разработка месторождений в пределах ООПТ необходима, должны быть предусмотрены правовые инструменты, обеспечивающие минимизацию вреда окружающей среде, поскольку действующие экологические требования не дифференцированы в отношении статуса территорий и их выполнение не может должным образом обеспечить комплексную охрану окружающей среды.

Дополнительными правовыми инструментами могут быть:

- проведение ежегодных контрольных мероприятий со стороны уполномоченных государственных органов с привлечением представителей общественных экологических организаций и местного населения [8];
- ежегодное проведение производственного мониторинга с предоставлением отчетности;
- создание ликвидационного фонда;
- страхование рисков неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

Список литературы

1. О концепции развития и функционирования системы особо охраняемых природных территорий Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2020 года : Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 11.07.2013 № 245-п. URL: <http://www.ecology.admhmao.ru/dokumenty/hmao/226478/>.
2. Об утверждении основных направлений развития системы государственных природных заповедников и национальных парков в Российской Федерации на период до 2015 года : Приказ МПР России от 22.04.2003 № 34. URL: <https://www.lawmix.ru/pprf/38633>.
3. О недрах : закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 13.07.2015) с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/.
4. Верховный суд закрыл золотодобыче вход в «Югид ва». URL: <http://www.greenpeace.org/russia/ru/news/2015/15-01-ugyd-va/>.
5. Тайные и явные планы «Сургутнефтегаза» в «Нумто». URL: <http://www.greenpeace.org/russia/ru/news/2016/19-02-numto/>.
6. Заключение ОМННО «Совет Гринпис» по материалам Оценки воздействия на окружающую среду изменения зонирования природного парка «Нумто». URL: http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/Arctic-oil/OVOS_Numto.pdf.
7. Скибин С.А. Особенности правового регулирования пользования недрами при ограниченной хозяйственной деятельности в пределах особо охраняемых природных территорий : дис. ... канд. юрид. наук. М., 174 с.
8. Кузнецова В.А. Проблемы правового регулирования пользования недрами в пределах Байкальской природной территории // Нефть, газ и право. 2011. № 5. С. 40–43.

О.А. Перевалова, М.И. Смирнова

Научные руководители – кандидат биологических наук *М.В. Чижевская*,

кандидат химических наук *В.А. Миронова*

Сибирский государственный аэрокосмический университет имени М.Ф. Решетнева, г. Красноярск

ПЕРЕСТРОЙКА ВИДОВОЙ СТРУКТУРЫ ПОЧВЕННЫХ АЛЬГОЦЕНОЗОВ В ОТВЕТ НА ЛОКАЛЬНОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ БЕНЗИНОМ

Фотосинтезирующие микроскопические водоросли являются основой структуры почвенной биоты. Почвенные водоросли принимают активное участие в поддержании стабильности наземных экосистем. Благодаря своим биологическим свойствам водоросли присутствуют даже в экологически неблагоприятных местообитаниях и являются частью механизма резистентности экосистем. Обладая высокой скоростью размножения, почвенные водоросли – важный механизм устойчивости наземных биоценозов к негативным факторам, в том числе и антропогенного происхождения [1].

К современной проблеме экологической безопасности природных экосистем можно отнести загрязнение почв нефтепродуктами, в том числе и такими легкими фракциями, как бензины. В результате локальных загрязнений почвенных субстратов бензинами происходит трансформация структуры наземных экосистем на всех уровнях (от макро- до микросообществ).

С помощью почвенных водорослей, являющихся одной из самых чувствительных к действию нефтепродуктов групп почвенных микроорганизмов, можно решать разнообразные задачи, связанные с мониторингом состояния почв и грунтов: изучать характер техногенного изменения свойств почв и грунтов; определять длительность острого токсического действия поллютантов на микробиоту; выявлять пределы устойчивого функционирования и критические уровни техногенной нагрузки на почву [2].

Целью нашего исследования явилось выявление изменения структуры сообществ почвенной фотосинтезирующей биоты при загрязнении почвы бензином АИ-92.

В ходе исследования оценивалось изменение видового разнообразия альгосообществ почв, загрязненных бензином. Выявленная структура сравнивалась с показателями контрольного (незагрязненного) образца.

В качестве объекта исследования был взят искусственно созданный почвенный субстрат (садовая земля) для минимизации влияния посторонних факторов на рост водорослей (высших растений, микромицетов, почвенных одноклеточных животных и беспозвоночных).

Опытный образец был загрязнен бензином марки АИ-92, контрольный образец остался не загрязненным. Для определения концентрации нефтепродуктов в почвах использовался флуориметрический метод измерения массовой доли нефтепродуктов в почве с помощью «Флюората – 02-3М» [3].

Токсичность почвы определяли общепринятым методом биотестирования с использованием семян кресс-салата в качестве тест-объекта [4].

Анализ начальной суммарной концентрации нефтепродуктов в искусственно загрязненных почвенных субстратах составил 5 г/кг почвы (предельно допустимая концентрация (ПДК) нефтепродуктов (НП) в почве варьируется от 0,1 до 1 г/кг).

Анализ субстратов, проведенный через 4 месяца после разлива бензина, показал снижение общей концентрации НП и уменьшения общей токсичности: концентрация НП снизилась с 5 г/кг почвы до 1,3 г/кг; процент всхожести семян кресс-салата при биотестировании показал 62 %, что свидетельствует о слабой степени токсичности почв.

Определение видовой структуры альгоценозов «чистого» и загрязненного субстратов, а также определение доминантов проводилось методом «стекло обростания» [5]. Идентификация видов осуществлялась с помощью прямого микроскопирования (оптический микроскоп «Микромед») с использованием доступных текстовых и электронных ресурсов [6]. Полученные данные приведены в таблице.

Таблица

Сравнительные данные по исследуемым субстратам

Показатели	«Чистый» субстрат	Загрязненный субстрат
Остаточное содержание НП, г/кг	0	1,3
Количество обнаруженных видов водорослей, шт.	10	4
Доминирующие группы	Зеленые (<i>Chlorophyta</i>)	Сине-зеленые (<i>Cyanophyta</i>)
Доминирующие виды	<i>Myrmecia sp.</i> <i>Chlorormidium sp.</i> <i>Cylindrospermum sp.</i> <i>Tribonema sp.</i>	<i>Phormidium sp.</i> <i>Synechocystis sp.</i> <i>Nostoc sp.</i>

В ходе исследования было отмечено «позеленение» верхних слоев загрязненных субстратов – явление «цветения почв», что свидетельствует о значительном увеличении биомассы почвенных водорослей.

Как видно из приведенных результатов, загрязнение бензином привело к сокращению видового разнообразия водорослей, а также к изменению состава доминирующих видов (стали преобладать нитчатые и одноклеточные цианобактерии (*Cyanophyta*) и одноклеточные зеленые (*Chlorophyta*)) (см. рисунок).

Кроме того, при загрязнении почвы нефтепродуктами и последующем ее самоочищении происходят очень существенные изменения в составе и численности водорослей. Наиболее чувствительными к загрязнению нефтью являются представители отделов желто-зеленые (*Xanthophyta*) и диатомовые (*Bacillariophyta*) водоросли, они почти полностью исчезают даже при слабом загрязнении.

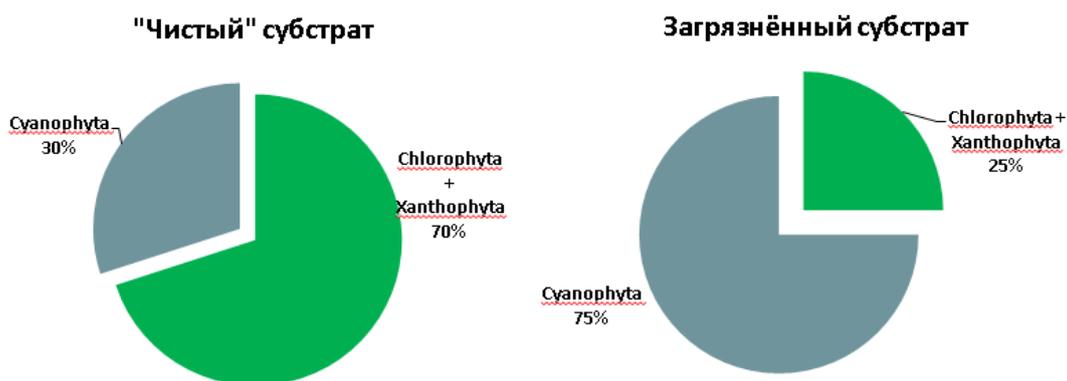


Рисунок. Соотношение доминирующих отделов в исследуемых субстратах

В нефтезагрязненных почвах доминируют сине-зеленые водоросли (или цианобактерии) родов: *Phormidium*, *Synechocystis* и *Nostoc*. Они же являются наиболее устойчивыми к загрязнениям среди фотосинтезирующих организмов к загрязнениям.

Снижение конкуренции со стороны зеленых (*Chlorophyta*) и желто-зеленых (*Xanthophyta*) водорослей, очевидное снижение количества почвенных гетеротрофов, а также увеличение общего содержания органических веществ (за счет поступления предельных углеводородов) привело к росту общей биомассы фотосинтезирующих водорослей в верхних слоях почвы (эффект «цветения» почв).

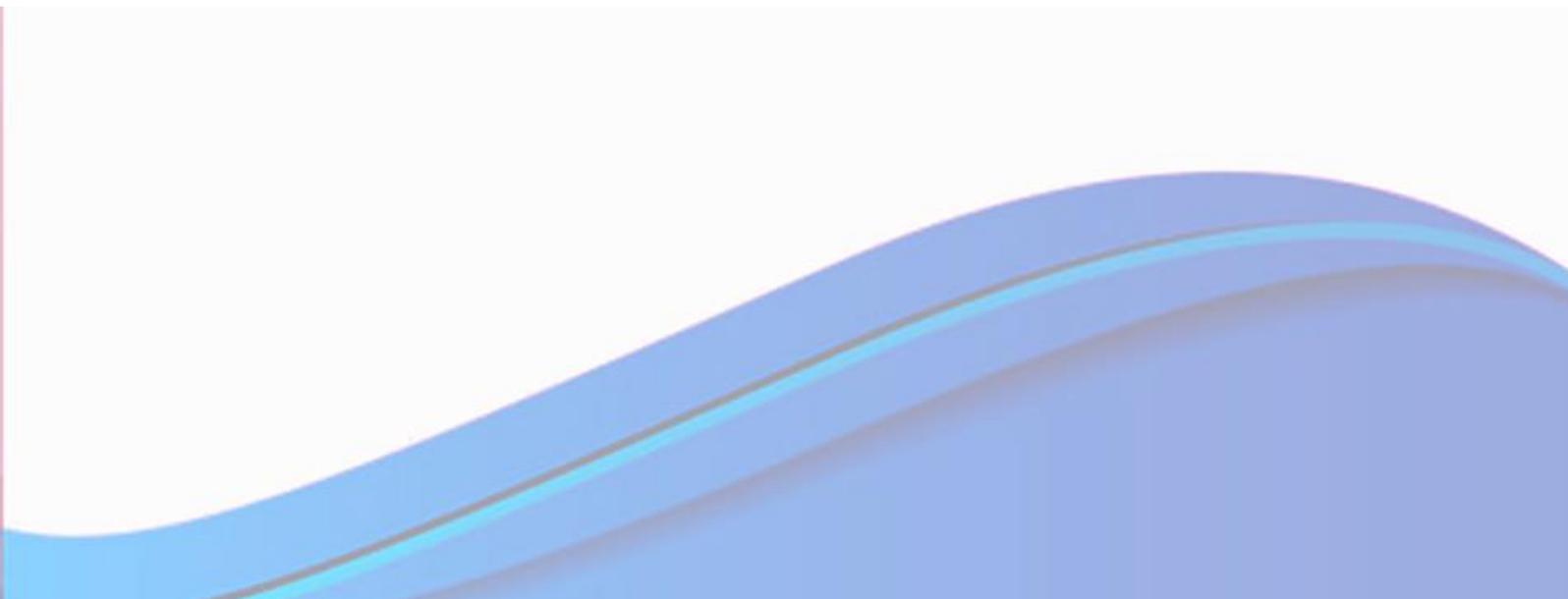
Исследования показали изменение структуры сообществ фотосинтезирующей почвенной биоты при локальных загрязнениях субстратов. Уменьшается видовое разнообразие, изменяется состав видов-доминантов. Из альгосообщества исчезают более чувствительные к загрязнению зеленые и желто-зеленые водоросли. В структуре альгоценоза увеличивается процент сине-зеленых водорослей (цианобактерий), которые более устойчивы к поллютантам, благодаря наличию слизистого чехла. Цианобактерии используют углеводородные загрязнители в качестве источника питательных веществ, что способствует разложению загрязнителей и биологической очистке почвы.

Список литературы

1. Кабиров, Р.Р. Роль почвенных водорослей в антропогенных экосистемах // *Фундаментальные исследования*. 2004. № 6. С. 22–24.
2. Дорохова М.Ф. Сообщества почвенных водорослей как индикаторы состояния почв в районах нефтедобычи // *Водоросли: таксономия, экология, использование в мониторинге*. Екатеринбург : УрО РАН, 2011. С. 281–287.
3. ПНД Ф 16.1:2.21-98. Методика выполнения измерения массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат 02-3М» с диапазоном от 0,005 до 20,00 вкл. мг/г. М., 2007.

4. Федорова А.И., Никольская А.Н. Практикум по экологии и охране окружающей среды. М.: Гуманит. изд. центр ВЛАДОС, 2001. 288 с.
5. Штина Э. А., Зенова Г. М., Манучарова Н. А. Альгологический мониторинг почв // Почвоведение. 1998. № 12. С. 1449–1461.
6. Чижевская М.В. Биодиагностика антропогенно преобразованных ландшафтов (метод альганоиндикации) : учеб. пособие. Красноярск, 2012. URL: <http://dl.sibsau.ru/mod/resource/view.php?id=4436>.

**ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ
ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**



П.С. Грищенко

Научный руководитель – кандидат экономических наук, доцент **М.В. Зубова**

Институт управления бизнес-процессами и экономики, Сибирский федеральный университет

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕН НА БЕНЗИН В КРАСНОЯРСКЕ

Ценообразование на нефтепродукты – один из непредсказуемых процессов. Самый дешевый бензин продают в Венесуэле – за литр просят всего 2 цента США. В ряд стран, где бензин реализуется по самым высоким ценам, входит Норвегия – 1,86 долл. США. Обе страны не только обеспечивает себя собственной нефтью, но и являются одними из самых активных игроков на мировом рынке нефти. Цены на бензин в этих и других странах представлены на рис. 1 [1].

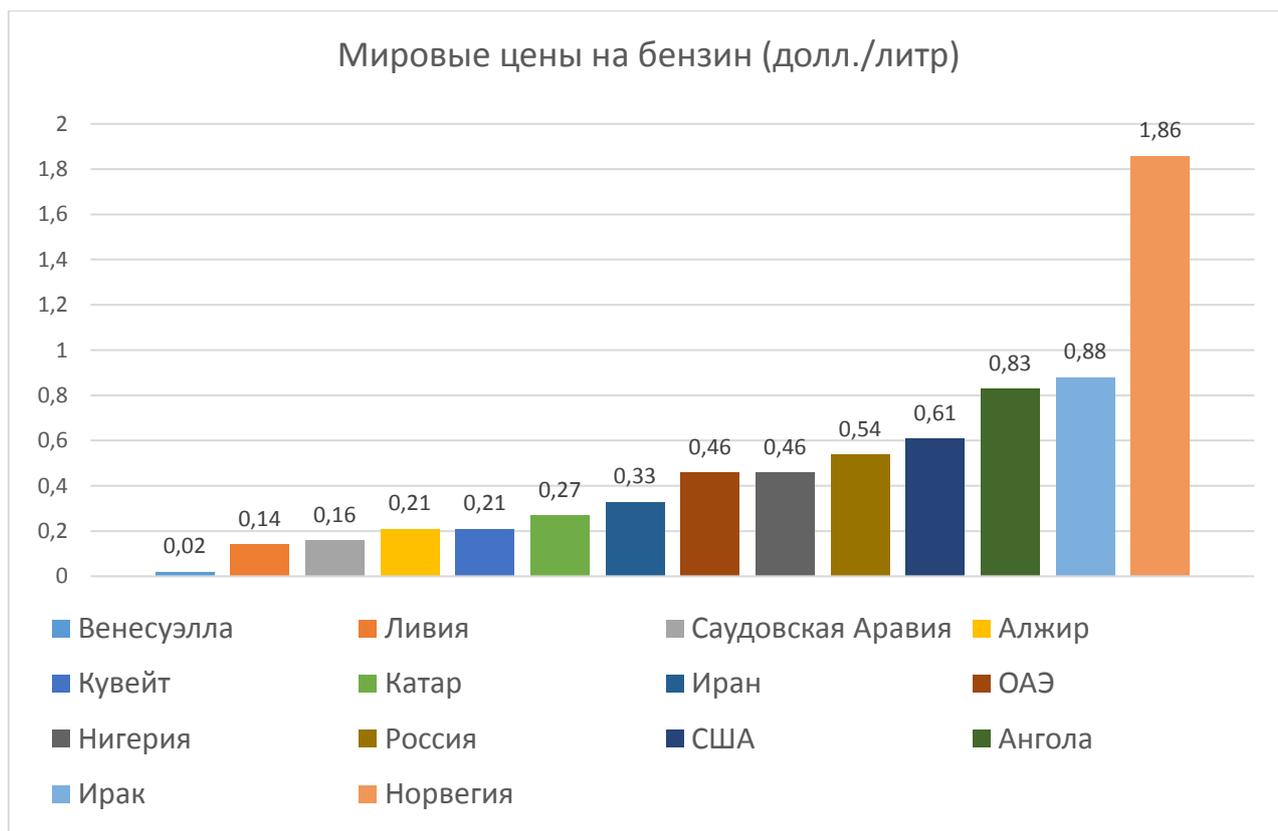


Рис. 1. Мировые цены на бензин (долл./литр) на 01.12.2015

На внутреннем рынке действуют более 40 тысяч участников, доля независимых заправок составляет более 50 %. Сложившийся розничный рынок нефтепродуктов обладает необходимыми признаками конкурентной среды с многообразием ее региональных особенностей и преимущественным объемом продаж через сеть независимых АЗС. Цены реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке формируются ежемесячно на основе исследования цен спроса и предложения, мониторинга рыночных цен данных товаров и текущей экспортной альтернативы [2]. Цены на автобензин представлены на рис. 2 [3].

Проанализировав рис. 2, можно сделать вывод о том, что изменение цены на бензин имеет скачкообразный характер. В условиях рыночной экономики модель ценообразования является многофакторной, то есть формирование цен происходит под воздействием многих факторов. По общепринятой классификации эти факторы делятся на 5 основных групп:

- 1) общеэкономические – действующие независимо от вида продукции и конкретных условий ее производства и/или реализации (цикл экономической активности, уровень инфляции; состояние совокупного спроса и предложения в экономике);
- 2) экономические – определяемые особенностями, условиями производства и реализации данной продукции (издержки, налоговые и иные сборы, наличие товара-заменителя, качество и потребительские свойства продукции);
- 3) специфические – влияющие только на некоторые товары и услуги (сезонность, комплектность, гарантийные условия обслуживания, эксплуатационные расходы);
- 4) специальные – связанные с действием особых экономических инструментов (государственное регулирование экономики, валютный курс);
- 5) внеэкономические – политические, военные [4].

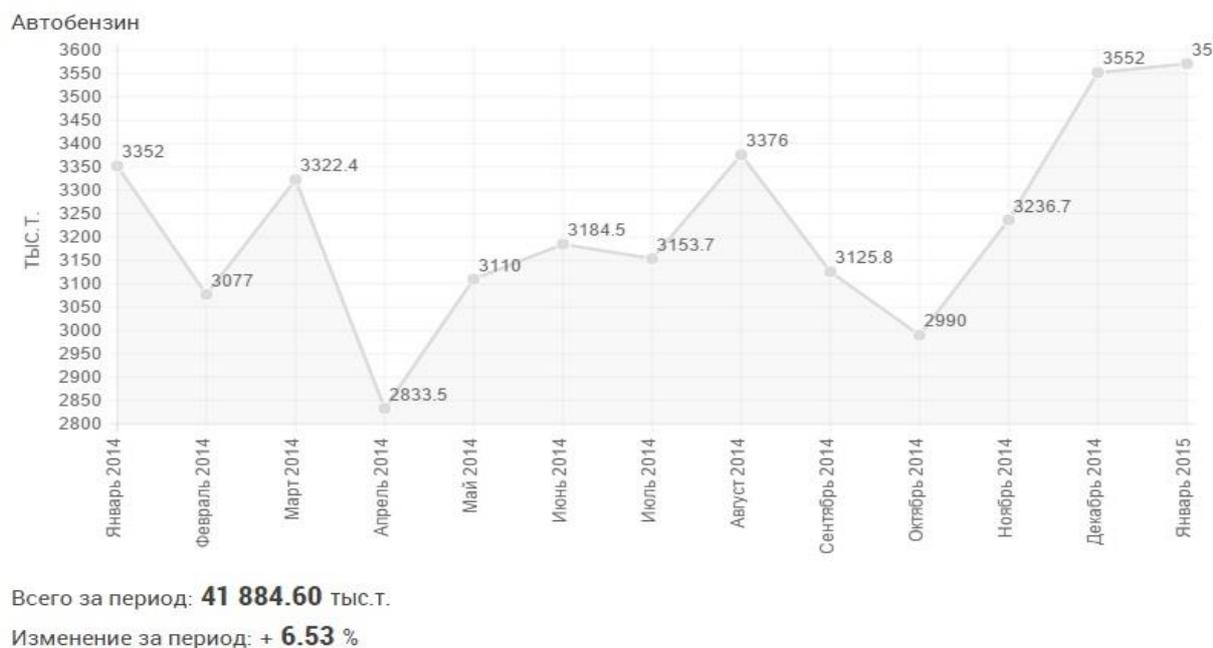


Рис. 2. Цены на автобензин в России на период с января 2014 по январь 2015 г.

Таким образом, из множества факторов были выявлены четыре, оказывающие наиболее сильное влияние на конечную цену на бензин:

- 1) курс доллара;
- 2) уровень годовой инфляции;
- 3) среднегодовая цена на нефть;
- 4) акциз на бензин.

По каждому из показателей можно показать линейную зависимость и спрогнозировать значения на несколько лет вперед с помощью регрессионного анализа. Исходные и прогнозные значения представлены в табл. 1.

Таблица 1

Прогноз показателей, влияющих на среднегодовую цену бензина

	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ										ПРОГНОЗНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ						
	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Курс доллара (средний за год), руб.	25,58	31,72	30,37	29,39	31,09	31,85	38,42	60,96	49,46	52,52	55,58	58,65	61,71	64,77	67,83	70,89	
Уровень годовой инфляции, %	13,28	8,8	8,78	6,1	6,58	6,45	11,36	12,91	9,48	9,52	9,57	9,61	9,66	9,7	9,75	9,79	
Среднегодовая цена на нефть, долл./барр	97,7	61,9	79,6	111	121,4	108,8	98,9	52,4	89,64	89,23	88,82	88,42	88,01	87,61	87,2	86,79	
Акциз, руб./т	2823	2823	2923	5672	6822	5143	5750	6223	7249,8	7800,3	8350,9	8901,4	9451,9	10002,5	10553	11103,5	

Исходные и прогнозные значения можно представить в графическом виде для наглядности. Линейная зависимость курса доллара от времени представлена на рис. 3.



Рис. 3. Линейная зависимость курса доллара от времени

На рис. 3 видно, что из-за коэффициента корреляции равного 0,57, теснота связи достаточно слабая. Просматривается значительное отклонение графика от линии тренда. Следующий анализируемые показатели: уровень инфляции, цена на нефть и акциз на бензин, представленные на рис. 4, 5 и 6 соответственно, также имеют низкий коэффициент корреляции и слабую зависимость от времени.

Следующим шагом можно спрогнозировать значения на основе исходных данных для среднегодовой цены на бензин для последующего сравнения с результатом многофакторного анализа.



Рис. 4. Линейная зависимость уровня инфляции от времени



Рис. 5. Линейная зависимость цены на нефть от времени

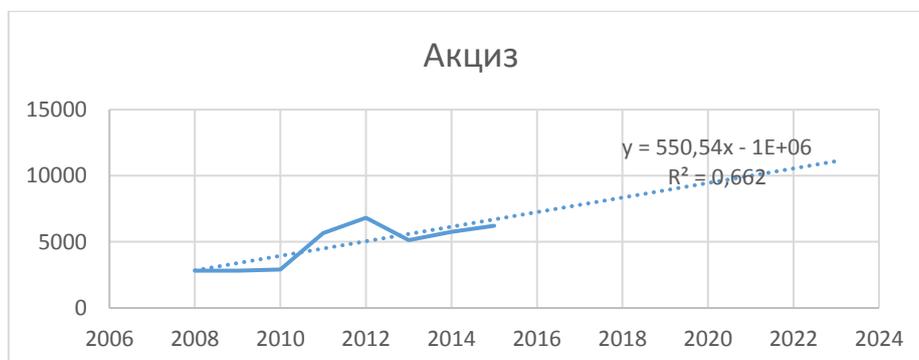


Рис. 6. Линейная зависимость акциза на бензин от времени

Линейный прогноз среднегодовой цены на бензин

	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ								ПРОГНОЗНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ							
Среднегодовая цена на бензин, руб./литр	24,54	23,5	24	23,9	27,15	31,45	33	35,1	35,7	37,5	39,3	41	42,7	44,5	46,2	47,96

Для наглядности данный анализ представлен на рис. 7.



Рис. 7. Линейная зависимость среднегодовой цены на бензин от времени

Проанализировав рис. 7, можно сказать, что коэффициент корреляции значительно выше, чем у предыдущих показателей, но недостаточно высокий, чтобы составлять прогноз на основе линейной зависимости. Для адекватного прогноза требуется многофакторный анализ с отображением цены на бензин через полиномиальную зависимость.

Для наглядности данный анализ представлен на рис. 8.



Рис. 8. Полиномиальная зависимость среднегодовой цены на бензин от прочих факторов

Прогноз среднегодовой цены на нефть с помощью многофакторного анализа

Год	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Среднегодовая цена на бензин	ю	35,18	36,4	37,61	38,83	40,04	41,26	42,5

На основе проведенного многофакторного анализа можно сделать вывод о том, что прогнозирование ценообразования на бензин процесс весьма сложный и не всегда предсказуемый. Безусловно, на цену бензина влияют курс доллара, годовой уровень инфляции, акциз и цена нефти. Но в то же время на конечную цену продукта влияет огромное количество различных показателей, а на каждый из анализируемых показателей влияет множество косвенных факторов как экономических, так социальных и политических. Данный прогноз может быть лишь ориентировочным из-за нестабильного экономического положения страны на мировой арене.

Список литературы

1. Gasoline Prices // Global Petrol Prices. URL: <http://www.globalpetrolprices.com/>.
2. Нефтепродукты: Официальная статистика – Цены – Потребительские цены – Непродовольственные товары // Федеральная служба государственной статистики : сайт. URL: <http://www.gks.ru/>.
3. Автобензин – Январь 2014 – Январь 2015: Статистика – Нефтепродукты // Министерство энергетики. URL: <http://minenergo.gov.ru/>.
4. Лукин В.Б. Ценообразование : учеб. пособие. М. : МГУП, 2001. 183 с.

О.С. Костоварова, П.О. Качалина

Научный руководитель – *старший преподаватель кафедры менеджмента
Института экономики управления и природопользования Н.Г. Макуха
Сибирский федеральный университет*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ОТРАСЛИ С ПОМОЩЬЮ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБСЛУЖИВАЮЩИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ КОМПАНИИ

Конкуренция – неотъемлемый спутник рыночных отношений в современном обществе. Так как задачей любого производителя и продавца является максимизация прибыли при фиксированных издержках, то важно при разработке стратегии развития своей фирмы учитывать все факторы, которые могут повлиять на достижение задач извне. Одним из таких факторов и является конкуренция. Но оценивая конкурентное положение на рынке, фирмы не всегда корректно определяют границы отрасли. На внутренний рынок территории, будь то город, регион или страна, всегда оказывается влияние компании из-за границы. Причем, это касается всех форм организации предприятия – от индивидуального производства, до таких гигантов, как нефтедобывающая промышленность, и предприятия ее обслуживающие. Таким образом, целью нашего исследования стало определение границ отрасли в сфере предприятий, дополняющих и обслуживающих нефтедобывающую промышленность. Гипотеза нашего исследования: при анализе отрасли производителей нефтегазового оборудования необходимо учитывать не только российские предприятия, но и фирмы, которые стремятся на российский рынок из-за рубежа. В качестве инструмента анализа нами был выбран кластерный анализ, так он позволяет исследовать большую выборку по нескольким характеристикам сразу.

В качестве источника данных были взяты списки участников ежегодной международной выставки «Нефтегаз» за 2016 и 2014 гг. Мы предположили, что фирмы, стабильно участвующие в данном мероприятии, которое проводится в Москве, заинтересованы в выходе на рынок Российской Федерации. Путем сравнения двух списков компаний, участвовавших в выставке 2014, 2016 гг. (606 и 748 позиций соответственно), было выявлено 127 предприятий, которые принимали участие и в этом году, и в 2014 г. Из них 65 предприятий Российские, и 62 зарубежных компании, представляющие такие страны как Германия, Китай, Финляндия, США и др. Для дальнейшего исследования необходимо было определить характеристики, которые могут продемонстрировать, заинтересована ли фирма в поступлении заказов из России. Такими характеристиками были выбраны следующие: наличие русскоязычной версии официального

сайта компании и наличие филиалов и подразделений компании в других странах (особое внимание на наличие филиалов в России). Для проведения кластерного анализа необходимо было закодировать информацию, которая представлена в таблице. Так, каждому значению определенного критерия присваивался свой номер. Кодировочную таблицу и конечную матрицу схожести вы можете видеть в приложении. Был проведен непосредственно анализ с использованием пакета программ «Статистика 7.0».

Зарубежные компании, которые представляли свою продукцию на выставке «НЕФТЕГАЗ» распределяются по двум большим, сильно удаленным друг от друга кластерам. В первый кластер попали компании, которые работают на внутреннем рынке своих стран, то есть не имеют филиалов или представительств за рубежом. Во второй кластер, напротив, попали компании, осваивающие международный рынок. В приложении вы можете увидеть список компаний, которые стали участниками кластеризации. Так как именно они составляют серьезную конкуренцию российским производителям, дальнейшее исследование целесообразно ориентировать именно на эту группу фирм.

Мы решили сократить список компаний для более четкого анализа, убрав из первоначального списка те, у которых не было филиалов. Нами были особенно выделены компании из Китая и Германии, так как именно эти страны представлены на выставке наиболее большим числом участников. Компании разделились на два крупных кластера – в первом кластере собраны компании, официальный сайт которых содержит русскоязычную версию, во втором – без русской версии сайта. Дальнейшие, менее дифференцированные кластеры, разделяют компании по странам, по направлениям развития (Европа, Азия, весь мир) и по спектру языков, доступных для выбора при изучении их продукции.

Так как выборка по-прежнему является большой, и делать выводы о непосредственной конкуренции данных фирм с российскими компаниями преждевременно, то следующим нашим шагом стала перекодировка таблицы, присвоив компаниям, которые не имеют филиалы код 0. Теперь мы можем посмотреть, в какие группы объединяются компании, которые имеют филиалы или представительства в России.

Компаний, имеющих филиалы в России – 24. Данные компании разделяются на два крупных кластера. В первом – преимущественно компании, не вышедшие на широкий рынок, имеющие в списке языков два-три варианта (включая национальный) а по географии – имеющие филиалы в одном регионе или одной-двух странах (включая Россию). Второй кластер объединяет в себе более глобальные компании, география которых значительно шире, как и спектр используемых языков. Данные компании, имеющие представительства или филиалы, в России уже входят в состав конкурентов для российских компаний (рис. 1).

Согласно нашей цели, было необходимо рассмотреть компании, которые стремятся войти в состав отрасли, обслуживающей нефтедобывающие компании. На данном этапе мы можем предположить, что компании, не имеющие филиалов на рынке России, но приехавшие на выставку, стремятся войти на российский рынок – это и есть потенциальные конкуренты отечественных компаний.

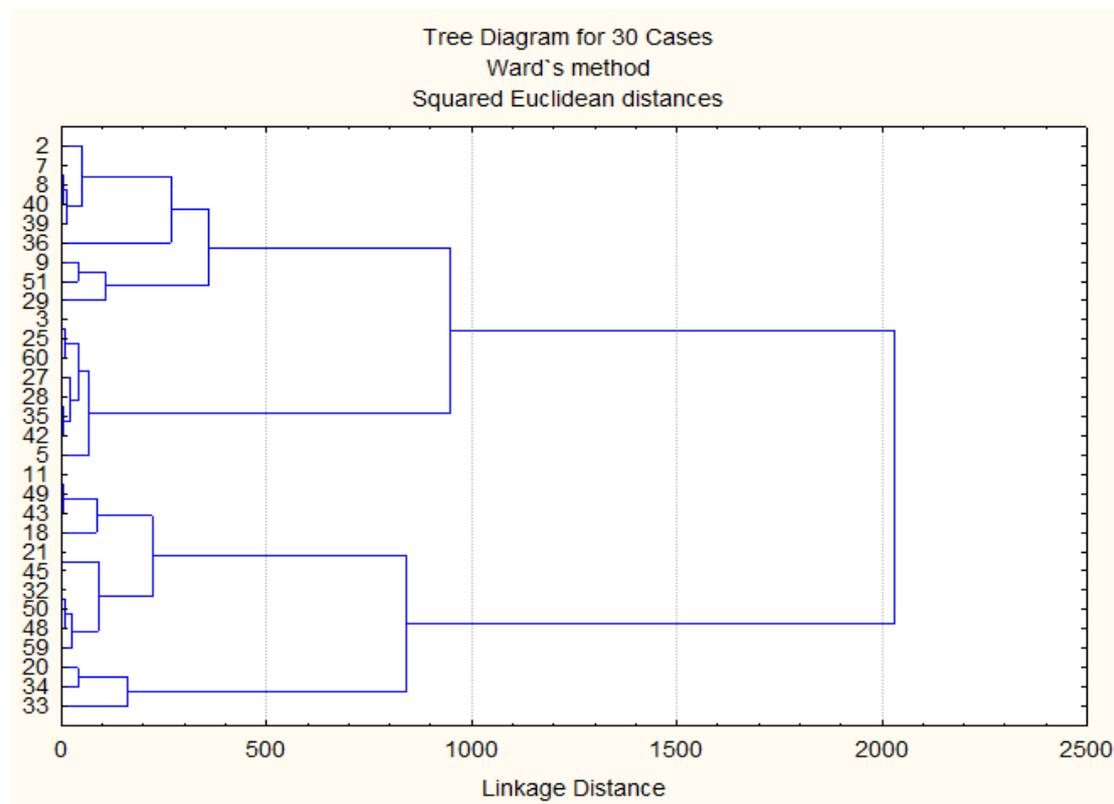


Рис. 1. Дендограмма компаний, которые имеют филиалы в России

После выделения Китая и Германии как стран с наибольшим числом представителей была проведена кластеризация внутри совокупностей компаний для конкретных стран. Список компаний – представителей Китая и Германии вы можете увидеть в таблице. Китаем было представлено 19 компаний, среди которых только 3 имели филиалы в России. Из Германии присутствовало на выставке 26 компаний, из них 14 имеют филиалы в России. Мы не можем делать более конкретные выводы о конкуренции фирм из отдельно взятой страны между собой, так как мы не ставили перед собой задачу рассмотреть продукцию и услуги, которую они предоставляют. Одна фирма может предоставлять скважинное оборудование, другая – насосы. Фирмы могут находиться в одном кластере на близком расстоянии, но не быть конкурентами, однако они все равно составляют новую границу отрасли для Российских компаний.

Но мы можем отследить некое противоречие. Многие компании считают, что суть импортозамещения – вытеснение с рынка страны компаний-резидентов других стран. Что дает возможность понять, что санкции не ослабили конкуренцию. Но, согласно нашему исследованию, данную цель выполнить невозможно, так как Российский рынок является притягательным для компаний из разных стран (исходя из данных выставки «НЕФТЕГАЗ»). Поэтому для того чтобы воплотить стратегию импортозамещения, российские компании должны обладать рядом конкурентных преимуществ. Особенно полно необходимые характеристики описывает «ромб Портера». Эта теория гласит, что конкурентное положение отрасли национальной экономики будет выгодным, только если будут в должной степени удовлетворены представленные на ромбе 4 фактора (рис. 2).

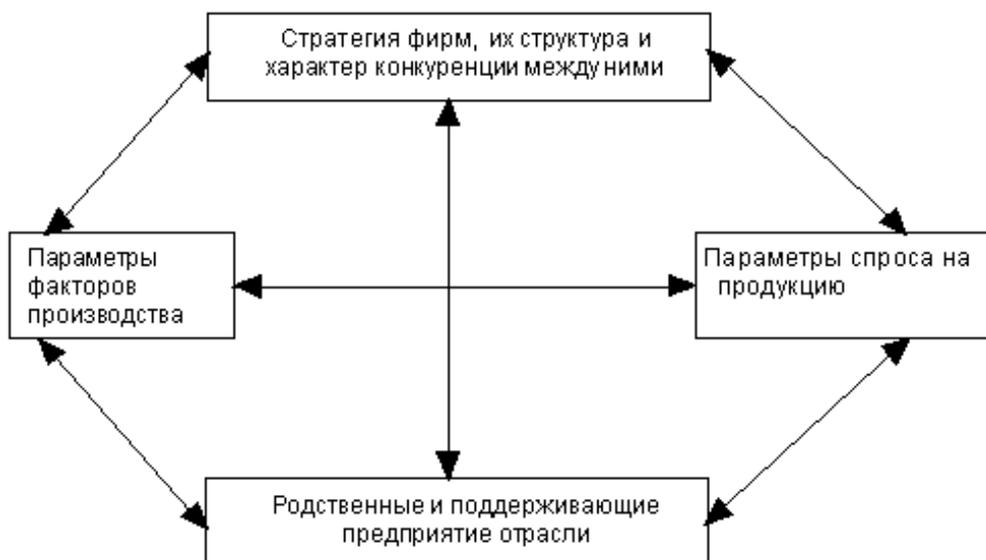


Рис. 2. Детерминанты конкурентных преимуществ страны

При анализе отрасли производителей нефтегазового оборудования необходимо учитывать не только российские предприятия, но и фирмы, которые стремятся на российский рынок из-за рубежа. При этом выявлено, что большое количество фирм, не имеющих филиалов за пределами своей страны, имеет русскоязычную версию сайта (ориентировано на русских потребителей). Многие иностранные компании имеют представительства или филиалы на территории России и СНГ, в их числе как большие интернациональные компании, так и компании, имеющие одно-два подразделения. Гипотеза подтверждена.

Таблица

Компании, участвовавшие в выставке и в 2014, и в 2016 г., и их характеристики

Компания	Страна	Язык сайта	Наличие филиалов
ARCA REGLER GMBH	CHN	Национальный + английский	Нет
ARTEMIS KAUSCHUK- UND KUNSTSTOFF-TECHNIK GMBH	CHN	Английский	Нет
ARTVIK, INC	CHN	Английский	Нет
ARVELIN INTERNATIONAL OY	CHN	Английский	Нет
ATB NORDENHAM GMBH	CHN	Национальный + английский + русский + европейские языки	Нет
ATB SCHORCH GMBH	CHN	Национальный + русский + испанский	Нет
ATB SERVER A.D.	CHN	Национальный + английский	На всех континентах (в том числе в России)
AVICOMP CONTROLS GMBH	CHN	Национальный + английский	Нет
BAUER KOMPRESSOREN GMBH	CHN	Национальный + английский + русский	США

BEIJING CEW INTERNATIONAL FAIR CO. LTD.	CHN	Национальный + английский + русский + европейские языки	Нет
BEIJING PROMORE EXPO CO., LTD.	CHN	Национальный + английский	Нет
BEIJING ZEHUA CHEMICAL ENGINEERING CO., LTD.	CHN	Национальный + английский + русский	На всех континентах (в том числе в России)
BORSIG MEMBRANE TECHNOLOGY GMBH	CHN	Английский + русский	Нет
BORSIG ZM COMPRESSION GMBH	CHN	Национальный + английский	Нет
CANGZHOU GREAT PDC BITS CO., LTD.	CHN	Национальный + английский + русский + европейские языки	Нет
CENTRAX POWER PROJECTS LIMITED	CHN	Национальный + английский	Нет
CHENGDU WEST PETROLEUM EQUIPMENT CO.,LTD.	CHN	Национальный + английский + русский	Нет
CHINA PETROLEUM TECHNOLOGY & DEVELOPMENT CORPORATION(CPTDC)	CHN	Национальный + английский	Нет
COMPRESSOR CONTROLS CORPORATION	CHN	Национальный + английский	Нет
DEZHOU UNITED PETROLEUM MACHINERY CO., LTD.	DEU	Национальный + английский + китайский	На всех континентах (в том числе в России)
EDL ANLAGENBAU GESELLSCHAFT MBH	DEU	Национальный + английский	Нет
EFCO MASCHINENBAU GMBH	DEU	Национальный + английский + китайский	Европа+Китай
ELMESS-THERMOSYSTEMTECHNIK GMBH & CO.KG	DEU	Национальный + английский + китайский	Европа+Китай
ENSTO	DEU	Национальный + английский	Нет
HAFI ENGINEERING & CONSULTING GMBH	DEU	Национальный + английский + русский + китайский + европейские языки	На всех континентах (в том числе в России)
HEBEI GN SOLIDS CONTROL CO., LTD.	DEU	Национальный + английский + русский	Нет
HEBEI HENGYING WIRE CLOTH CO., LTD.	DEU	Национальный + английский + русский	Нет
HEBEI LONGWAY PETROLEUM EQUIPMENT CO.,LTD	DEU	Национальный + английский + русский	Нет
HERMETIC-PUMPEN GMBH	DEU	Национальный + английский + русский + китайский	На всех континентах (в том числе в России)
HILONG GROUP OF COMPANIES	DEU	Национальный + английский + русский	Нет
HYDAC INTERNATIONAL GMBH	DEU	Национальный + английский	На всех континентах (в том числе в России)
JUMO GMBH & CO. KG	DEU	Национальный + английский + русский + европейские языки	На всех континентах (в том числе в России)
KFG LEVEL GMBH	DEU	Национальный + английский + русский	Европа, Россия
KLAUS UNION GMBH & CO. KG	DEU	Национальный + английский	Европа
LANDOIL CHEMICAL GROUP	DEU	Национальный + английский	Нет

LEISTRITZ PUMPEN GMBH	DEU	Национальный + английский + русский	Европа, Россия
LEOBERSDORFER MASCHINENFABRIK GMBH & CO. KG	DEU	Национальный + английский	Нет
LEONI KERPEN GMBH	DEU	Национальный + английский + русский + китайский	Европа, Россия
MANKENBERG GMBH	DEU	Национальный + английский + русский	Нет
MOKVELD VALVES BV	DEU	Национальный + английский + русский + европейские языки	На всех континентах (в том числе в России)
MTU FRIEDRICHSHAFEN GMBH DEPT. ENCM	DEU	Национальный + английский	На всех континентах (в том числе в России)
NATIONAL OILWELL VARCO	DEU	Национальный + английский + португальский	Нет
PETROLEUM ЖУРНАЛ, TOO	DEU	Национальный + английский + русский	Нет
PUYANG ZHONGYUAN RESTAR PETROLEUM EQUIPMENT CO., LTD.	DEU	Национальный + английский	Европа, Россия
RESATO INTERNATIONAL B.V.	DEU	Национальный + английский + русский	На всех континентах (в том числе в России)

УДК 330.15

Д.Г. Павлюкевич, П.Э. Иванов

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АНТИРОССИЙСКИХ САНКЦИЙ НА ОСВОЕНИЕ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

В 2008 г. Президент РФ утвердил «Основы государственной политики в Арктике на период до 2020 г. и дальнейшую перспективу». В целях их реализации была принята «Стратегия развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г.». После этого началась резкая активизация лицензирования месторождений арктического шельфа, причём держателями лицензий являются две госкомпании – «Газпром» (68 лицензий) и «Роснефть» (51 лицензия). К сентябрю 2015 г. на шельфе Арктики пробурено 89 скважин. Однако его изученность и плотность сейсморазведки остаётся крайне низкой – примерно в 20 раз ниже, чем шельфа Норвегии и в 10 раз – чем американской части Чукотского

моря. Выход на уровень изученности акваторий, уже достигнутый нашими соседями, будет существенно затруднен в силу природно-климатических факторов.

На наш взгляд Российская нефтегазовая отрасль сегодня не готова к ускоренному освоению Арктики в рамках обязательных программ работ (ОПР) по выданным лицензиям. У наших госкомпаний просто нет средств и технологий (собственных, покупных, арендованных; ни до, ни после санкций), чтобы поднять степень изученности акваторий хотя бы до уровня наших соседей – Норвегии и США. А главное, здесь неимоверно велики экологические риски добычи углеводородов.

С 2014 г. США, страны Евросоюза и ряд других государств начали вводить экономические санкции против России.

Санкции затрагивают три сферы:

- финансовые ограничения – закрытие для России рынка англосаксонского финансирования;
- технологические санкции – запрет на доступ к критически важным технологиям в сфере глубоководного бурения (глубже 152 м), освоения сланцевых месторождений и т. п.;
- персональные ограничения, которые существенно повышают общие транзакционные издержки осуществления бизнеса.

Безусловно, на негативное действие санкций наложилось падение мировых цен на нефть, которое лишь усугубило санкционные эффекты, ибо сделало нерентабельной разработку многих месторождений. На наш взгляд, период относительно низких котировок не будет краткосрочным, как и время применения санкций.

Мы проанализировали зарубежные технологии морской добычи в зависимости от глубины моря и природно-климатических условий. В Норвегии (в том числе в Баренцевом море), Великобритании и Канаде реализация шельфовых проектов происходит в условиях, не столь суровых и несопоставимых с теми, что господствуют в российской Арктике. В сходных с ней – осуществляются лишь пять проектов в США, в море Бофорта. В их рамках используется технология искусственного насыпного острова. Но она применима только на арктическом мелководье, в то время как основные углеводородные ресурсы российской Арктики расположены на значительных глубинах.

Таким образом, отработанные технологии глубоководной добычи в сложной арктической обстановке на данный момент в мире отсутствуют в принципе. То есть санкции не являются главной причиной, по которой освоение арктического шельфа является труднореализуемой и высокорискованной задачей.

Технологические санкции по-разному сработали на мелководном и глубоководном шельфе. На мелководных участках доступны достижения эволюционного НТП, обеспечивающие снижение издержек в рамках «кривой обучения». В основном это уже имеющиеся (преимущественно западные) технологии и опыт их применения:

- освоение с суши (наклонно-направленное и горизонтальное бурение);
- искусственные острова (насыпные, намывные, замороженные, кессонные);
- гравитационные платформы (только для слабой ледовой обстановки);
- подводные добычные комплексы (ПДК).

Санкции отодвинули возможность освоения мелководных участков арктического шельфа РФ с помощью уже внедрённых западных технологий. Но тем самым они отложили и возможные экологические риски (в первую очередь, из-за необходимости адаптации к новому западному оборудованию) и перерасходы средств (из-за потребности в его модернизации, иногда весьма существенной).

На глубоководных участках существующие технологии, служащие для разработки мелководья, неприменимы. И адаптировать их к таким участкам нереально. Как уже отмечалось, сегодня нигде в мире нет технологий для безопасного освоения глубоководного арктического шельфа. Поэтому санкции перекрыли не возможность использования коммерческих западных технологий для разработки глубоководной Арктики (как в случае с мелководным прибрежным арктическим шельфом), а возможность международного сотрудничества, нацеленного на обеспечение совместных технологических прорывов. Необходимость революционного НТП для освоения глубоководной Арктики предъявляет объективный запрос на постсанкционное международное партнёрство по данному направлению.

По российским компаниям, действующим на арктическом шельфе, санкции ударили неодинаково. Если оценить сравнительную чувствительность «Газпрома» и «Роснефти» к санкциям в рамках выбранной ими политики недропользования, то «Роснефть» оказывается более уязвимой по трем параметрам.

Первый фактор – изученность и размер лицензионных участков (ЛУ). «Роснефть» владеет 80 % площади распределённых ЛУ на арктическом шельфе, из которых 70 % (по площади акватории) находятся в наименее изученной восточной, 30 % – в более-менее исследованной западной части. В то время как на участки «Газпрома» приходится менее 20 % площади. И большинство из них расположено в более изученном западном сегменте арктического шельфа.

Второй фактор – технологический. У «Роснефти» нет опыта действующих проектов на шельфе (кроме мелководного «Сахалина-1» в консорциуме с ExxonMobil и Sodeco). А в самой изученной западной части арктического шельфа более половины ее лицензионных участков попадает за линию 152 м, за которой действуют санкции на передачу технологий. У «Газпрома» же есть три действующих проекта («Приразломное» в Печорском море, два на Сахалине – «Сахалин-2» в консорциуме с Shell, Mitsui и Mitsubishi и по освоению Киринского месторождения). Компания старается брать небольшие изученные участки рядом с действующими проектами.

Наконец, третий фактор – финансовый. У «Роснефти» имеется большой чистый долг (2,5 трлн руб. на конец I квартала 2015 г.). Ее показатель – «средства на счетах к долгу» – равен 23 % (на ту же дату), а возможности для заемного финансирования существенно ограничены. Шельфовые арктические проекты компании требуют наибольших капвложений, поскольку у нее значительная площадь лицензионных участков, меньшая их изученность и, следовательно, повышенная потребность в финансировании ГРП.

У «Газпрома» чистый долг также велик в абсолютных цифрах (1,3 трлн руб. на конец I квартала 2015 г.), но он составляет лишь половину от долга «Роснефти». Возможности концерна в плане заемного финансирования тоже ограничены, но в меньшей степени, ибо показа-

тель – «средства на счетах к долгу» – равен 40 % на ту же дату (это вдвое выше, чем у «Роснефти»). Капиталовложения в проекты «Газпрома» на шельфе требуют много меньше средств, чем «Роснефти» (в силу меньшей площади ЛУ и большей их изученности).

За год под санкциями финансовое положение обеих компаний ухудшилось: у «Газпрома» разрыв между долгами и средствами на счетах вырос с 895 до 1 253 млрд руб. (на 40 %), а у «Роснефти» – с 1 495 до 2 529 млрд руб. (на 70 %).

В сложившихся условиях на уровне государственной энергетической политики развилка представляется следующей. Первый вариант – сохранить неизменными приоритеты ТЭК, но стремиться преодолеть негативные эффекты санкций. Второй вариант – скорректировать данные приоритеты, исходя из санкционных ограничений.

При первом варианте останется в силе нацеленность на продолжение наращивания добычи в периферийных районах. Но при этом будет наблюдаться стремление заместить западные технологии на другие, а вместо англосаксонского финансирования использовать иные источники. Однако необходимо отметить тот факт, что страны, не присоединившиеся к санкциям, не обладают необходимыми технологиями по освоению шельфа.

Чтобы заместить западный импорт конкурентоспособными отечественными технологиями и продукцией, нужен соответствующий инвестиционный климат в машиностроении. То есть необходимо запустить новый длинный инновационно-инвестиционный цикл путем стимулирования НИОКР, снижения налоговой нагрузки до рациональной и других мер.

Можно рассматривать два источника замещения западного финансирования. Первый – средства ФНБ. Однако Правительство РФ расходует деньги из ФНБ жестко дозировано и воспользоваться ими у госкомпаний не получится.

Второй источник – коммерческое кредитование финансовых институтов. Но оно является фактически запретительным по сравнению с утраченным западным и несопоставимым с ним по располагаемым объемам и лимитам кредитования. Для сравнения, в странах БРИКС ставки рефинансирования ЦБ в 5–14 раз выше, чем в США и Европе, а значит, и коммерческое кредитование дороже.

Итак, второй вариант реакции на санкции и снижение цен на нефть – скорректировать приоритеты государственной энергетической политики. Такой сценарий может предусматривать следующие шаги.

В энергопроизводстве – это переход от приоритетного освоения более дорогих к преимущественной разработке менее дорогостоящих источников энергоресурсов. В частности, от эксплуатации новых месторождений на арктическом шельфе – к методам повышения нефтегазоотдачи на действующих месторождениях на суше, в районах с существующей инфраструктурой.

В бюджетной политике – приоритетное повышение рационализации бюджетных расходов и эффективности их использования.

Последствия такой стратегии очевидны:

- снижение риска экологических катастроф с неизвестными результатами (например, из-за разливов нефти в северных морях);

- сокращение спроса на крупномасштабные инвестиции для капиталоемких шельфовых арктических проектов в условиях сужающихся и ухудшающихся возможностей для их заемного или проектного финансирования;
- расширение возможностей для отечественных НИОКР, производителей нефтегазового оборудования.

Однако нельзя отказываться от освоения арктического шельфа – речь идет лишь о временной «инвестиционной паузе». Необходима смена приоритетов – от ставки на экспортно-ориентированные добычные проекты к акценту на транспортные инфраструктурные территориальные проекты. К числу последних можно отнести развитие Северного морского пути и береговой инфраструктуры для создания межконтинентального водного маршрута, но главным образом – в интересах решения внутренних задач российской экономики.

УДК 629.063.2

Д.М. Чепиль

Научный руководитель – *старший преподаватель Е.В. Костоунова*
Сибирский федеральный университет

ГАЗИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ГОРОДА КРАСНОЯРСКА: СУЩНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Природный газ является полезным ископаемым, основу которого составляют углеводороды. Природный газ по своим энергетическим, физико-химическим и экологическим показателям является очень перспективным топливом, и его применение дает положительный эффект во многих экономических и экологических аспектах.

Потребление природного газа в России увеличилось за последние 10 лет более чем в 3 раза. По данным «Газпрома», на период 2015 г. уровень газификации в России составлял 66,2 % (в городах – 70,4 %, в сельской местности – 56,1 %) [1]. В Красноярском регионе пока газифицирован только Норильский промышленный район.

По оценке Министерства природных ресурсов и экологии РФ, в стране ежегодно извлекается 60 млрд м³ ПНГ. Но в России его преобладающая часть – более 20 млрд м³ – сжигается на факелах. В результате российская казна недополучает колоссальную прибыль – от 3,5 до 4 трлн руб, а в атмосферу выбрасывается около 400 000 т загрязняющих веществ. В Красноярском крае

за 2015 г. было добыто 13 млрд м³ ПНГ и сожжено на факелах около 4 млрд м³ [2, с. 4] Для сравнения, в странах Юго-Восточной Азии, бассейнов Персидского залива и Карибского моря это сырье широко используется для производства и экспорта продуктов газохимии.

Проблемой утилизации занимаются многие нефте- и газодобывающие компании. Еще в 2007 г. Президент РФ Владимир Путин впервые обозначил задачу довести к 2012 г. долю утилизации до 95 %, последовательно введя систему штрафов за выбросы при сжигании газа, показавшую свою эффективность. Однако ряд компаний вышел на этот уровень только сейчас.

На сегодняшний день газификация остается важным и актуальным вопросом Красноярска. В пределах Красноярского края, полностью или частично, располагаются 12 нефтегазоносных областей трех нефтегазоносных провинций – Западно-Сибирской, Хатангско-Вилуйской, и Лено-Тунгусской [3].

Газификация Красноярска имеет и плюсы, и минусы. Что касается положительных моментов, то самым важным критерием является экологическая обстановка Красноярска. Переход тепловых электростанций (ТЭЦ) с угля на газ значительно уменьшит вредные выбросы в атмосферу, так как «голубое топливо» – самый экологический чистый вид минерального топлива. Отсюда вытекает следующий плюс – уменьшение нецелесообразного сжигания природного газа.

Проект газификации Красноярска состоит в переходе ТЭЦ с угля на газ. Сущность перехода заключается в переоборудовании котельных и строительстве новых газопроводов.



Рис. 1. Карта месторождений и прокладки газопроводов

Газификация ТЭЦ города Красноярска возможна по двум путям. Первый – это употребление природного газа соседних регионов: Томской, Кемеровской областях. Второй подход – прокладка трубопровода от Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений, местонахождение (показано на рис. 1).

Рассмотрев и оценив эти пути, приходим к выводу, что в первом случае придется прокладывать трубопровод от Томска длиной 600 км, во втором случае прокладка трубопровода от ближайших месторождений составит 800 км. В 2015 г. стоимость одного километра газопровода составляла 60 млн руб. Как видим, оба варианта затратные.

Результаты макроэкономического анализа целесообразности перевода трех красноярских ТЭЦ с угля на газ, выполненного по заказу Всемирного фонда дикой природы (WWF), изложил директор политехнического института СФУ Е.А. Бойко. По его данным, капитальные затраты, связанные с трубопроводами, газоперекачивающими станциями, эксплуатационными расходами составят 250 млрд руб. Также надо учитывать стоимость перехода ТЭЦ на газ, который обойдется в 17–18 млрд руб. Отсюда плавно вытекает следующая проблема, стоимость производимого теплакратно увеличится, что приведет к росту тарифов для населения. Дело в том, что в себестоимости 1 Гкал тепла до 60–70 % приходится на стоимость топлива. По расчетам на 2016 год, 1 МВт при сжигании угля составляет 58 тыс. руб., а при сжигании газа 170 тыс. руб. В доказательство, что сжигание природного газа, будет дорогостоящим, приведем следующие данные. По данным на 2016 г., цена угля для Красноярских станции 1 200 руб./т, газа в Кемерово – 3 500 руб./м³, в Томске – 4 580 руб./м³, в Новосибирской области – 4 600 руб./м³ [4]. При инвестировании 178 млрд руб. на газификацию города при любых реальных сроках окупаемости конечная стоимость газа превысит 5–6 тыс. руб. Тариф на энергию при переходе на газ возрастет в 3–4 раза, на данный момент электроэнергия стоит 1,45 руб. за кВт·ч.

В защиту тепловых электростанций, работающих на природном газе, можно сказать, что для проекта требуются относительно малые инвестиции, срок строительства и окупаемости – в сравнении с электростанциями, работающих на других видах топлива – уран, водород. По расчетным данным, стоимость строительства ТЭЦ на газе составляет 100–200 млрд руб. Электрический КПД современной газовой электростанции достигает 55–60 %, а угольной – всего 32–34 %. При этом капитальные затраты на 1 МВт/час установленной мощности газовой ТЭЦ составляют всего 50 % от угольной, 20 % от атомной, 15 % от ветровой электростанции [5, с. 30].

Опыт некоторых городов, которые уже перевели ТЭЦ с угля на газ, говорит об улучшении экономической и экологической ситуации. Например, после газификации ТЭЦ-2 во Владивостоке, объёмы выбросов сократились на 60 %, а также серьезно сократилось количество случаев отказов в работе котельного оборудования. Сбои в работе станции с 42 случаев сократилось до восьми. Благодаря газификации Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2, которые были переоборудованы, впервые в истории региона в прошлом году удалось снизить тарифы на тепловую энергию для жителей Архангельска и Северодвинска на 3,1 и 6,5 % соответственно. Полная газификация Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 позволила улучшить экологиче-

скую ситуацию в областном центре. Общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу снизился на 11,8 тыс. т. Выбросы твердых частиц снизились на 4,2 тыс. т (на 79 %), сернистого ангидрида – на 5 тыс. т (на 84 %), оксидов азота — на 2,1 тыс. т (на 86 %), прочих – на 540 т [3]. При газификации Красноярска резко сократятся выбросы углекислого газа в атмосферу, это ощутимый показатель, так как он будет равен 50–70 %.

Но с другой стороны, этому есть значимый перевес – богатейшие запасы угольных месторождений. Естественно, что такая ситуация главным образом отражается на темпах газификации сибирских регионов и ставит под вопрос саму ее возможность. Запасы одного только Канско-Ачинского угольного бассейна, крупнейшего в Сибири, оцениваются на данный момент примерно в 650 млрд т. Причем там уголь залегает таким образом, что его легко добывать открытым способом, то есть без применения сложной техники и особых трудозатрат.

Если будет принято решение и проведут газопровод с другого региона в Красноярск, то со стороны экономики процесс газификации ТЭЦ бесперспективный, так как тысячи людей останутся без работы, это сотрудники угольных разрезов, железнодорожники, работники ТЭЦ. Налоги пойдут мимо бюджета края, туда, где зарегистрирована добывающая газ организация.

Также не стоит забывать про двух сибирских промышленных монстров: добывающего – Сибирская угольная энергетическая компания (СУЭК) и Сибирская генерирующая компания (СГК).

Если разобраться с экологической обстановкой в городе, то понимаешь, что не стоит во всем винить ТЭЦ. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу Красноярска в 2015 г. представлены на рис. 2. К концу 2015 г. доля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от городских ТЭЦ составляла 22,5 %, от предприятий – 44,3 % и автотранспорта – 33,2 %. В Красноярске сейчас три ТЭЦ и 37 различных котельных. СГК ведет активную деятельность по снижению выбросов в атмосферу, то есть на ТЭЦ проводят реконструкции, так на старейшей котельной в городе ТЭЦ-1 переоборудовали 11 из 17 котлов, что позволило снизить выбросы золы на 5 000 т в год, ставят самое современное золоочистное оборудование с КПД улавливания до 99 %. Все три ТЭЦ оборудованы трубами более 100 м, котельные, в свою же очередь, имеют трубы высотой около 20 м, которые просто загрязняют атмосферу, так как рассеивание дымовых газов от ТЭЦ происходит гораздо выше и быстрее.



Рис. 2. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу Красноярска в 2015 г.

Нами были рассмотрены основные моменты за и против газификации ТЭЦ города Красноярска. Есть аргументированные плюсы, но изложенные минусы более существенны. Для многих городов переход ТЭЦ на газ оказался эффективным. Но для Красноярска эта тема характеризуется столкновением интересов: с одной стороны, это значительные затраты на строительство трубопровода от месторождения, а с другой – огромные запасы месторождений угля на территории края. Рассмотрев все за и против, приходим к выводу, что на данный момент газификация тепловых электростанций города Красноярска неэффективна и экономически нецелесообразна.

Список литературы

1. Интерфакс. URL: <http://www.interfax.ru/>.
2. Коржубаев А.Г., Ламерт, Д.А., Эдер Л.В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. 2012. № 4. С . 4–9.
3. Энциклопедия Красноярского края. URL: <http://my.krskstate.ru/docs/minerals/gaz/>.
4. Свет, газ, тепло. URL: <http://energovopros.ru/>.
5. Ноздренко Г.В. Централизованное производство тепло- и электроэнергии : лекции. Новосибирск, 2007.