



ПОДВОДНЫЙ  
РЕЗЕРВУАР-  
ХРАНИЛИЩЕ СПГ

● ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ  
РАСЧЕТ  
ПРИ БУРЕНИИ

● ЗАМЕНА  
ДЕФЕКТНЫХ  
УЧАСТКОВ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftgaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

3 [123] 2022



СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К РАЗВИТИЮ  
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Входит в перечень ВАК

## ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



Сибирская Сервисная Компания



➤ **Надежность  
в партнерстве!**

➤ **Качество  
в работе!**

➤ **Уверенность  
в будущем!**



ПОИСКОВО-РАЗВЕДНОЕ  
И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ  
БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН,  
В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ



ТЕКУЩИЙ  
И КАПИТАЛЬНЫЙ  
РЕМОНТ  
СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА  
И СОПРОВОЖДЕНИЕ  
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ,  
ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ  
СКВАЖИН



УСЛУГИ  
ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ  
СОПРОВОЖДЕНИЮ  
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО  
БУРЕНИЯ

Тел./факс:

**+7 (495) 225-75-95**



АО «Сибирская Сервисная Компания»

Адрес (исполнительный аппарат):

125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9

e-mail: cck@sibserv.com

[www.sibserv.com](http://www.sibserv.com)



ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ



ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН



УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

РЕКЛАМА



### ФИЛИАЛЫ

- Нефтеюганский филиал: +7 (3463) 313-331
- Томский филиал: +7 (3822) 90-95-96
- Красноярский филиал: +7 (391) 278-87-90
- Ямальский филиал: +7 (3494) 23-99-99
- Управление цементирования скважин: +7 (3463) 313-334
- ССК-Технологии: +7 (3463) 313-336
- Ремонт скважин: +7 (3463) 313-340

### ПАРТНЕРЫ



**ССК** АО «Сибирская Сервисная Компания»  
 Адрес (исполнительный аппарат):  
 125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9  
 e-mail: cck@sibserv.com

# Диагностика здоровья в клинике GMS

GMS Clinic предлагает взрослым и детям комплексные программы диагностики «Check-up» разного уровня

## ПРЕИМУЩЕСТВА CHECK-UP В GMS CLINIC



Продолжительность  
программы 1 – 2 дня



Международные  
стандарты диагностики



Персональный  
врач-куратор

## ПРОГРАММЫ ДИАГНОСТИКИ

- Basic для мужчин и женщин до / после 40 лет
- Optimal для мужчин и женщин до / после 40 лет
- Premium для мужчин и женщин
- Гастро Check-up
- Для детей от 1 до 11 лет
- Для подростков 12-16 лет
- Кардиодиагностика
- Давление plus

Полный медицинский осмотр позволит выявить риск развития заболевания на его ранней стадии, и, как следствие, увеличить вероятность его успешного лечения.

Более подробная информация на сайте

[www.gmsclinic.ru](http://www.gmsclinic.ru)

или по телефону колл-центра

+7 495 781 5577

“

Мы уверены, что профилактика лучше, чем лечение. Выявление проблем на ранней стадии — залог успешного лечения.

Артемова  
Светлана  
Николаевна

Кандидат медицинских наук,  
ведущий семейный врач

**GMS**  
Global Medical System  
clinics & hospitals

На правах рекламы

Лицензия на оказание медицинской деятельности №ЛО-77-01-013294, ООО «ДЖИ ЭМ ЭС»

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

## Генераторы сейсмических колебаний невзрывного типа



20

## Цементирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины при высокой температуре



31

## Мобильный газлифтный комплекс для перевода скважин блок-кондуктора на механизированную добычу



34

## Остаточная водонасыщенность нефтематеринских пород баженовской свиты



40

Эпохи НГК 6

### РОССИЯ *Главное*

Ковровая бомбардировка российской экономики 8

Криптовалюту и майнинг легализуют 10

Газпром начал проектирование МГП «Союз Восток» 10

*События* 12

*Первой строчкой* 14

### НЕФТЕСЕРВИС

Подразделение по заканчиванию скважин компании «Шлюмберге» и «Ойл Энерджи» подписали стратегическое соглашение о партнерстве 16

### НЕФТЕСЕРВИС

Генераторы сейсмических колебаний невзрывного типа 20

Главное – профессионализм 24

Утилизация бурового шлама в нефтегазовом деле с последующим вовлечением в ресурсооборот 28

Цементирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины при высокой температуре 31

### ДОБЫЧА

Мобильный газлифтный комплекс для перевода скважин блок-кондуктора на механизированную добычу 34

### ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Остаточная водонасыщенность нефтематеринских пород баженовской свиты 40

Изменение УВ доманиковых пород при воздействии сверхкритической воды 48

## Изменение УВ доманиковых пород при воздействии сверхкритической воды



48

## Подводный резервуар-хранилище СПГ



58

## Гидравлический расчет при бурении пологих и горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях



72

## Разработка бурового раствора с конденсированной твердой фазой для бурения в осложненных условиях



76

### ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Подводный резервуар-хранилище СПГ 58

Замена дефектных участков. Оценка экономической эффективности применения технологии для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопровода под давлением 62

### ЭКОЛОГИЯ

Мировая хозяйственная деятельность и ее влияние на глобальные климатические процессы 66

### БУРЕНИЕ

Гидравлический расчет при бурении пологих и горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях 72

### ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Разработка бурового раствора с конденсированной твердой фазой для бурения в осложненных условиях 76

### АРКТИКА

Системный подход к развитию минерально-сырьевой базы как метод комплексного решения экологических и технологических проблем освоения Арктики 80

### ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Создание и визуализация базы данных по результатам мониторинга Надымского геокриологического стационара 90

### УПРАВЛЕНИЕ

О «мягком» варианте перехода предприятий к беспеховому управлению 94

### ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Нефтегаз-2022: площадка для консолидации отрасли 98

*Календарь событий* 101

*Новости науки* 102

*Нефтегаз Life* 104

*Классификатор* 106

*Цитаты* 112

# СОДЕРЖАНИЕ

## 146 лет назад

В 1876 году В.Г. Шухов изобрел форсунку, которая вытеснила другие устройства для сжигания жидкого топлива и позволила применять мазут в качестве топлива для паровых котлов.

## 145 лет назад

В 1877 году химик Александр Летний получил пятилетнюю «привилегию» (патент) от Министерства финансов на способ добывания бензола и антрацена из нефти.

## 143 года назад

В 1879 году недалеко от города Романова-Борисоглебска Ярославской губернии в Константиновском урочище началось строительство нефтеперерабатывающего завода.

## 140 лет назад

В 1882 году на Всероссийской промышленной и художественной выставке в Москве была продемонстрирована линейка нефтепродуктов, включающая бензин, керосин, бензол, толуол, антрацен и другие ароматические углеводороды.

## 135 лет назад

В 1887 году братья Людвиг, Роберт и Альфред Нобели начали вывозить керосин по Каспийскому морю в главные промышленные центры России и на экспорт.

## 121 год назад

В 1901 году предприниматели М. Лосев и П. Соловьев основали первую российскую нефтехимическую компанию «Товарищество Русского бензола-анилинового завода» с капиталом в 400 тыс. рублей.

## 107 лет назад

В 1915 году принято решение о строительстве установок по извлечению толуола из бензинов майкопского и грозненского месторождений.

## 102 года назад

В 1920 году советская власть национализировала нефтяные месторождения полуострова Апшерон.

## 94 года назад

В 1928 году в Ленинградском университете появилась лаборатория синтетического каучука, а в 1930 г. начались работы на опытном производстве.

## 30 лет назад

В 1997 году на базе крупных нефтяных месторождений Западной Сибири и двух нефтеперерабатывающих заводов, Волгоградского и Пермского, создана российская нефтяная компания – «ЛУКОЙЛ».

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитики**  
Артур Гайгер  
Дарья Беляева

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифинова  
Сабина Бабаева  
Екатерина Свинцова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

**Ампилов Юрий Петрович**  
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

**Алюнов Александр Николаевич**  
Вологодский государственный университет

**Бажин Владимир Юрьевич**  
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

**Гриценко Александр Иванович**  
д.т.н., профессор, академик РАН

**Гусев Юрий Павлович**  
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

**Данилов-Данильян Виктор Иванович**  
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

**Двойников Михаил Владимирович**  
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

**Еремин Николай Александрович**  
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Илюхин Андрей Владимирович**  
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

**Каневская Регина Дмитриевна**  
действительный член РАН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Макаров Алексей Александрович**  
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

**Мастепанов Алексей Михайлович**  
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетической стратегии

**Панкратов Дмитрий Леонидович**  
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

**Половинкин Валерий Николаевич**  
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

**Сальгин Валерий Иванович**  
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

**Третьяк Александр Яковлевич**  
д.т.н., профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет



**Издательство:**  
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Ольга Щербаква  
Валентина Горбунова  
Анна Егорова

**pr@neftgaz.ru**  
Тел.: +7 (495) 778-41-01

**Представитель в Евросоюзе**  
Виктория Гайгер

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин  
Евгений Сукалов

**Выставки, конференции, распространение**  
Мария Короткова

**Отдел по работе с клиентами**  
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

**Адрес редакции:**  
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1  
Тел.: +7 (495) 778-41-01  
www.neftgaz.ru  
e-mail: info@neftgaz.ru  
Подписной индекс МАП11407

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



В промышленном строительстве с 1930 года



**КОКСОХИММОНТАЖ**



## КОВРОВАЯ БОМБАРДИРОВКА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

Анна Павлихина

24 февраля 2022 года Россия начала на Украине военную спецоперацию, что повлекло за собой не только смерти, разрушение и все, что сопровождает любую военную операцию, но и ответные действия со стороны третьих стран. Мы не будем в этой статье касаться политических аспектов, а попытаемся рассмотреть картину дня, исходя из происходящего в экономике.

Итак, в конце февраля под покровом санкций страны Европейского союза и Соединенные Штаты Америки напали на российскую экономику, начав массированное наступление по всем направлениям. Первые удары были нанесены по финансовому сектору: в прицел расширенных санкций попали четыре крупнейших российских банка.

Затем началась эвакуация иностранного капитала, вследствие чего энергетические гиганты «Газпром» и «Роснефть» потеряли стратегических партнеров. Итальянская компания Eni объявила о выходе из совместного предприятия с «Газпромом», проекты с «Роснефтью», связанные с лицензиями на разведку в Арктике, уже заморожены. Американская ExxonMobil покидает проект «Сахалин-1», а Shell – «Сахалин-2» и другие СП с «Газпромом». Британская BP, второй по величине акционер «Роснефти», также объявила о прекращении сотрудничества.

Но уйти по-английски не получилось, попытка такого массового оттока иностранного капитала из страны, да еще и из ключевых секторов промышленности, не осталась незамеченной российскими властями, которые уже в начале марта разработали пути отступления для иностранных акционеров российских предприятий. Предусмотрены три возможных варианта, каждый из которых столь малопривлекателен для инвесторов, что вне зависимости от того, как повернется ход событий, в исторической памяти иностранного бизнеса, вероятно,

останутся опасения, связанные с форс-мажорными обстоятельствами работы в России, что в будущем поставит под вопрос возможность притока иностранного капитала, о чем в последнее время так много рдедали.

На этих, в частности, новостях, акции российских компаний стремительно начали терять позиции на Лондонской бирже. Но и в этом случае ситуация не была пущена на самотек. Правительство оперативно приняло решение выделить из ФНБ 1 трлн рублей и скупить существенно подешевевшие акции. О национализации экономики, как заверяют эксперты, речь пока не идет, но «крупный бизнес будет поставлен под контроль государства», это касается и частных нефтегазовых компаний.

Теперь о планах «противника». А точнее ЕС, т.к. Соединенным Штатам, радостно готовящимся продавать свой СПГ в Европу, опасаться особо нечего. К слову, не только в газовой сфере США готовы занять российскую нишу. 1 марта МЭА приняло решение о выводе на рынок 60 млн баррелей нефти из стратегических резервов. Половину этого объема закроют США. Почему бы и нет? Особенно сейчас, когда цена нефти превысила 100 долл. США за баррель.

Но в странах Европы ситуация другая: пока Россия думает, как будет выживать под гнетом санкций, ЕС думает, как выживать, пока Россия под санкциями. Результатом этих размышлений стали десять пунктов плана МЭА по снижению зависимости ЕС от российского газа.



Предполагается, что он частично будет заменен на газ собственного европейского производства (страны ЕС располагают потенциалом увеличения производства водорода посредством электролиза, а также увеличения мощностей по производству биогаза), частично будут более активно внедряться энергоэффективные технологии (умные здания и т.п.), частично будут найдены другие поставщики. План предусматривает строительство новых СЭС и ВЭС.

Помимо инновационных решений и, с одной стороны, еще более форсированного перехода к безуглеродной энергетике, с другой стороны, МЭА предлагает сделать временный шаг назад и вернуться к использованию угля и нефтепродуктов. Эти меры должны компенсировать газовую зависимость от России на 50%.

В поиске путей преодоления кризиса Европа начала строить газопроводы и терминалы. Так, в Германии приступили к строительству двух терминалов для приема СПГ, думается, газ будет поставлять США. А датское агентство по охране окружающей среды дало разрешение достроить сухопутный участок МГП Baltic Pipe мощностью 10 млрд м<sup>3</sup>/год для поставок газа с шельфа Норвегии в Польшу.

Сложившаяся ситуация привела к противоестественному процессу, при котором история начала развиваться в обратном направлении: от разделения труда и обмена к «натуральному хозяйству». Прямое доказательство тому – уход с российского рынка иностранных товаров и приостановка экспорта рядом российских предприятий.

Так, «Северсталь» из-за санкций против основного акционера вынуждена была отказаться от продажи продукции в Европу, составляющей треть доходов компании.

Прерваны поставки российского СПГ в Европу из-за запрета российским судам заходить в европейские порты. По причине проблем с логистикой Минпромторг РФ рекомендовал российским производителям минеральных удобрений приостановить поставки своей продукции на экспорт.

Уход иностранных производителей уже привел к остановке ряда российских производств. Так, временно прекращает выпуск автомобилей АвтоВАЗ. Причина тому – отказ компании Bosch поставлять запчасти и комплектующие для автомобилей, производимых в России.

По своим узкоутилитарным дамским соображениям лично я опечалена закрытием магазинов одежды Zara, H&M и других. И очень рада, что не далее как месяц назад обзавелась новеньким айфоном, потому что Apple и Samsung приостанавливают поставки техники в Россию. А вот депутата Госдумы М. Бутину уход этих производителей ничуть не опечалил. В видеоролике она показала российский смартфон АУУА Т1 «способный заменить Apple». Пока он, кстати, работает на операционной системе Android. С трудом могу разделить оптимизм депутата, т.к. имела счастье держать в руках другой российский смартфон с патриотичным названием Taiga. В конфигурации тайгафона удивило решение разработчиков поместить фонарик на фронтальной стороне устройства. О некоторых разработках можно говорить часами.

Конечно, европейских и американских производителей могут заменить китайские. Но рынок этих товаров будет столь обширным, что концентрация на одном поставщике приведет к тому, что он начнет диктовать условия сотрудничества.

Как справедливо отмечают мои коллеги, без хозяйственных связей с РФ экономику Европы придется менять. Замечу, что и экономику России – тоже. Если сейчас мир докажет, что способен прожить без российских энергоносителей, то доказать потом обратное будет крайне сложно. Рано или поздно хозяйственные и культурные связи восстановятся, и условия нового партнерства, вероятно, будут определяться уровнем технологического состояния страны, а автономное развитие еще ни разу в истории не способствовало прогрессу. ●

## КРИПТОВАЛЮТУ И МАЙНИНГ ЛЕГАЛИЗУЮТ

Елена Алифирова

Минфин направил в правительство РФ проект федерального закона о цифровой валюте, в котором прописаны нормы регулирования криптовалютного рынка в РФ, согласно утвержденной ранее концепции. При успешном прохождении тестирования граждане смогут вкладывать средства в цифровые валюты в объеме до 600 тыс. руб./год. Если тестирование не пройдено, то предельный размер вложений будет ограничен 50 тыс. руб.

Квалифицированные инвесторы и юридические лица будут совершать операции без ограничений. Использование цифровых валют в качестве средства платежа на территории РФ будет по-прежнему запрещено. Цифровые валюты рассматриваются исключительно в качестве инструмента для инвестиций. Сеть биткоина потребляет 77,78 ТВт·ч/год, что сопоставимо с электропотреблением Чили, Казахстана или Бельгии. От стоимости электроэнергии напрямую зависит прибыльность майнинга. СопосоPhillips продает уже попутный газ майнерам с крупного сланцевого месторождения Баккен в Северной Дакоте.

С помощью ПНГ генерируется электроэнергия для снабжения близлежащих центров обработки данных, необходимых для производства криптовалюты.

## ГАЗПРОМ НАЧАЛ ПРОЕКТИРОВАНИЕ МГП «СОЮЗ ВОСТОК»

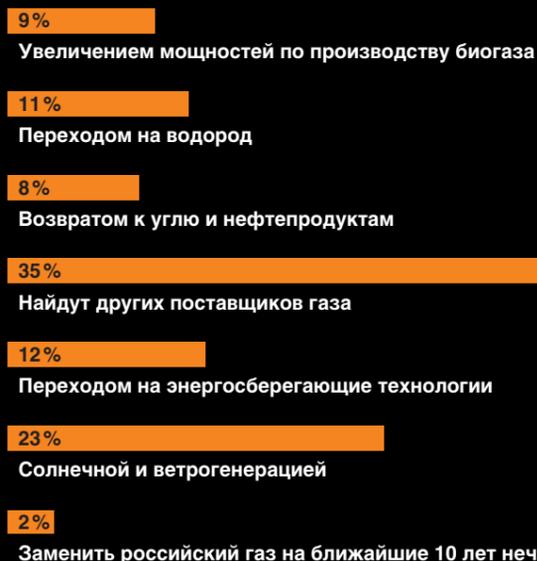
Председатель правления ПАО «Газпром» А. Миллер и вице-премьер Монголии С. Амарсайхан обсудили ход строительства в Монголии МГП «Союз Восток», который станет продолжением российского газопровода МГП «Сила Сибири-2». Договор на выполнение проектно-изыскательских работ предусматривает привлечение монгольских компаний для инженерно-геодезических, инженерно-экологических и археологических изысканий.

Кроме того, подписан План деятельности совместной рабочей группы правительства Монголии и Газпрома на 2022–2024 гг. По МГП «Союз Восток» планируется ежегодно поставлять до 50 млрд м³ российского газа в Китай. Строительные работы по проекту могут начаться в 2024 г., а работа газопровода – в 2027–2028 гг. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

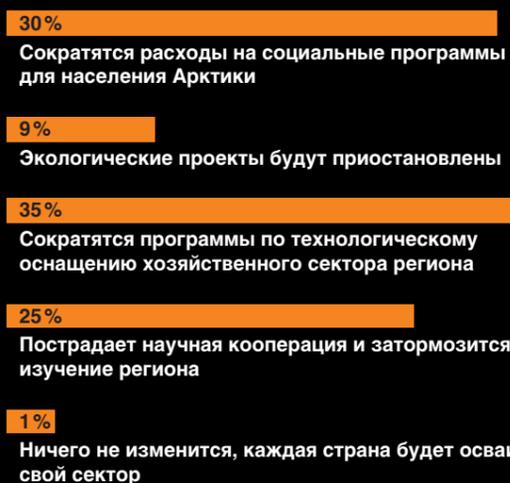
Согласно плану Международного энергетического агентства, разработанного с целью отказа от российского газа европейскими потребителями, после завершения срока действия контракта с «Газпромом» в конце 2022 года, страны ЕС должны найти другие источники поставок энергоносителя. Чем европейцы заменят российский газ?

### Чем страны ЕС смогут заменить российский газ?



Финляндия, Дания, Исландия, Норвегия, Швеция и ЕС приостановили сотрудничество с Россией в Евроарктическом регионе. Чем это обернется для региона, учитывая функционал, реализуемый государствами в рамках партнерской деятельности?

### Чем обернется для Арктики разрыв сотрудничества России и ЕС в регионе?



## Производство технологической оснастки обсадных колонн

Предприятие изготавливает и поставляет следующую продукцию:

- Технологическую оснастку обсадных колонн  $\phi$  от 114 до 426 мм (центратор и упругий, башмак колонный, клапан обратный дроссельный и т.д.). Выполняется с присоединительной треугольной резьбой, рапеецидальными резьбами ОТТГ и ОТТМ, а также резьбой Тенарис и Батрес.
- Переводники (ГОСТ, API).



8-800-250-79-39  
tmcg@tmcg.ru  
www.tmc-group.ru

Обвал рынка акций  
Выборы президента  
Газовые войны  
Запуск нового производства  
Северный поток  
Слияние капиталов  
Новый глава Роснефти  
Цены на нефть

Второй этап ВСТО  
Богданская ТЭС запущена  
Продажа квот  
Дочери руды до Арктики  
Южный поток  
Цены на газ  
Северный поток достроили

## Equinor и BP выходят из российских СП

Совет директоров Equinor принял решение прекратить новые инвестиции в российские проекты и начать процесс выхода из российских совместных предприятий из-за военной операции России на Украине. Equinor работает в России более 30 лет, в 2012 г. компания заключила соглашение о сотрудничестве с Роснефтью и владеет 49% в СП с Роснефтью Краснеонац, столько же в проекте по разработке доманиковых отложений, 33,33% в проекте Севкомнефтегаз по разработке Северо-Комсомольского месторождения, 30% в СРП



по разработке Харьгинского месторождения. На конец 2021 г. внеоборотные активы Equinor в России составляли 1,2 млрд долл. США. Решение Equinor последовало за объявлением британской BP PLC о выводе почти 20% доли в Роснефти. BP имела долю участия в размере 19,75% в Роснефти с 2013 г.

## Китайцы приостановили закупку российской нефти

В Китае нефтетрейдеры и переработчики временно приостановили закупку танкерных

партий российской нефти. Пауза потребовалась чтобы оценить потенциальные последствия введенных США санкций в ответ на действия России на Украине.

Российский экспорт энергоносителей не попал под санкции, но некоторые европейские банки начали вводить ограничения на финансирование торговли сырьевыми товарами, а также на выдачу аккредитивов на грузы, отправленные из России. 24 февраля 2022 г. Министерство иностранных дел КНР заявило, что Китай не планирует немедленных нефтяных интервенций. Вопрос о скоординированной с США и др. странами, имеющими стратегические резервы, продаже нефти, Китай будет рассматривать тогда, когда геополитическая ситуация стабилизируется.

## Композиты из льна

Татнефть-Пресскомпозит вывела на рынок композитные профили с использованием нового экологичного материала –

натурального льна. Использование в качестве сырья материала растительного происхождения стало очередным шагом Татнефти на пути снижения углеродного следа. При производстве изделий из композитных материалов углеродная интенсивность снижается до шести раз по сравнению с производством металлических.



Сырье поступает на завод Татнефть-Пресскомпозит в виде ткани, из которой изготавливаются профили серии Есо. В изготовлении композитной продукции лен заменяет стекломатериал до 5%, и эта доля будет увеличиваться.

## Татнефть запустит производство стеклопластиковых труб

Татнефть планирует построить новый завод в г. Бавлы в Татарстане. За счет него компания увеличит производство стеклопластиковых труб. В настоящее время компания осуществляет переход с металлических на стеклопластиковые трубы, т.к. применение вторых снижает выбросы парниковых газов в 4,5–6 раз. Всего Татнефть планирует запустить три новые производственные линии. Две из них будут располагаться на новом



заводе в Бавлах, проектная мощность составит 900 км труб в год. Суммарная мощность производства после введения новых линий вырастет до 1800 км стеклопластиковой продукции. Запуск завода должен состояться в конце ноября 2022 г.

## Новейшая схема каталитической дистилляции на Сызранском НПЗ

Сызранский НПЗ завершил монтаж крупногабаритной колонны каталитической дистилляции на установке МТБЭ.



Новое оборудование спроектировано и изготовлено российскими предприятиями.

Общий вес колонны около 86 т, высота – 56 м. Установка построена в рамках проекта модернизации. Также на заводе будет использоваться новейшая схема каталитической дистилляции, благодаря которой степень конверсии достигнет 99,9%. Оборудование позволит увеличить выход метил-трет-бутилового эфира – высокооктанового нетоксичного компонента для производства автобензинов.

## Использование гидрофторуглеродов сократят на четыре пятых

В России вводится механизм госрегулирования объемов ввоза, производства и использования в промышленности гидрофторуглеродов, которые относятся к группе парниковых

газов и негативно влияют на климат планеты. Так, под госконтроль попадают: дифторметан, декафторпентан, трифторметан, фторметан, гексафторпропан.

Ежегодный объем их ввоза, производства и использования в промышленности будет постепенно сокращаться:



с 2022 г. он не должен превышать 46,2 млн т, с 2024 г. – 31,6 млн т, с 2029 г. – 14,6 млн т, с 2034 г. – 9,7 млн т, с 2036 года и далее этот показатель не должен превышать 7,3 млн т. Таким образом, потребление гидрофторуглеродов за эти годы должно сократиться на 85%. ●

Цены на газ в Европе  
превысили

1300

долл.  
США

за 1000 м³



На 283%

Газпром нефть  
восполнила  
добычу новыми  
запасами  
в 2021 г.



Регулятор ФРГ разрешил  
Роснефти  
увеличить  
долю  
в немецком  
НПЗ до



91,67%

50,4 МЛН  
ТОНН

составил экспорт угля  
из России в Европу в 2021 г.



Добыча угля в РФ в 2021 г. выросла  
до 439 млн т

12,7 МЛРД  
ДОЛЛ.  
США

в 2030 г. ожидают  
в Минэнерго  
выручить  
от продажи  
2,2 млн т водорода



5 НОВЫХ  
месторождений  
газа

открыто  
в Саудовской  
Аравии



Добыча нефти в крупнейших  
сланцевых бассейнах США  
в марте 2022 г.

вырастет на

1,3%



Транснефть прогнозирует  
транспортировку нефти  
в 2022 г. в объеме

458,4

МЛН Т



На 96%

готов энергоблок № 2 БелАЭС



На 44 МЛРД  
ДОЛЛ.  
США

банки  
предоставили  
кредиты  
нефтегазовым  
компаниям  
на «не зеленые» проекты



Газпром нефть в 2021 г.  
увеличила нефтепереработку

на 8,3%

на Московском  
и Омском  
НПЗ



Росприроднадзор подал иск к  
Каспийскому трубопроводному  
консорциуму

на 5,3 МЛРД  
РУБ.

по возмещению ущерба  
за разлив  
нефти под  
Новороссийском



4 крупнейших банка  
России

попали  
под полные санкции США



150 МЛН  
ЕВРО

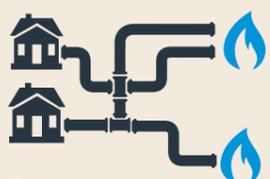
выделяет Германия Украине  
на развитие ВИЭ

Мощности ВИЭ  
на Украине  
составляют  
8,5 ГВт



92%

превышает уровень  
газификации Москвы



Мировая торговля СПГ  
выросла

на 6% в 2021 г.



Китай увеличил импорт СПГ  
на 12 млн т, став крупнейшим  
импортером

Dragon Oil открыла  
в Суэцком заливе  
месторождение  
нефти  
с запасами

100 МЛН  
БАРР.



На 43%

упал объем  
инвестиций в добычу  
полезных ископаемых  
в Томской области



Совмин Белоруссии с  
1 марта повышает экспортные  
пошлины на нефть и  
нефтепродукты

на 22%





# ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ СКВАЖИН КОМПАНИИ «ШЛЮМБЕРЖЕ» И «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ» ПОДПИСАЛИ СТРАТЕГИЧЕСКОЕ СОГЛАШЕНИЕ О ПАРТНЕРСТВЕ

В 2021 ГОДУ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ СКВАЖИН КОМПАНИИ «ШЛЮМБЕРЖЕ» И «ОЙЛ ЭНЕРДЖИ» ПОДПИСАЛИ ДОЛГОСРОЧНОЕ СОГЛАШЕНИЕ О ПАРТНЕРСТВЕ, ЦЕЛЮЮ КОТОРОГО СТАНЕТ СОВМЕСТНАЯ РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДВИЖЕНИЕ ЛИНЕЙКИ ПРОТИВОПЕСОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

IN 2021, SCHLUMBERGER WELL COMPLETION UNIT AND OIL ENERGY SIGNED A LONG-TERM PARTNERSHIP AGREEMENT TO JOINTLY DEVELOP, MANUFACTURE AND PROMOTE SAND FILTERS FOR OIL AND GAS WELLS

Ключевые слова: противопесочные фильтры, растворимые материалы, заканчивание скважин, ERD скважина, проволоочные фильтры.

**Мамаев Павел**  
менеджер по развитию бизнеса  
подразделения по заканчиванию скважин  
«Шлюмберже Лоджелко, Инк.»

**Михалицын Егор**  
Директор по развитию бизнеса  
«Ойл Энерджи»

РЕКЛАМА

В рамках совместной встречи, проведенной в четвертом квартале 2021 г. между компаниями «Шлюмберже Лоджелко Инк» (подразделение по заканчиванию скважин) и Ойл Энерджи, было заключено долгосрочное соглашение о партнерстве (рис. 1).

Данное событие ознаменовало новый этап взаимодействия между компаниями, начатого в 2018 г.

Основной целью соглашения станет совместная разработка, производство и продвижение линейки противопесочных фильтров для нефтяных и газовых скважин с использованием растворимых материалов.

Обе стороны крайне заинтересованы в расширении использования подобных технологий для:

- нефтяных и газовых скважин с применением фильтровых

хвостовиков и необходимостью зонального разобщения продуктивных пластов посредством активации гидравлических пакеров;

- ERD скважин, требующих спуска хвостовика поплавковым методом.

Применение растворимых материалов в составе компоновки хвостовика позволяет:

- существенно сократить затраты ввиду отказа от традиционного спуска промывочной трубы для осуществления промывки во время спуска, либо замещения на брэйкерный состав для удаления фильтрационной корки;
- увеличить длину горизонтального участка скважины за счет облегчения дохождения хвостовика в ERD скважинах до проектной глубины;

## ФАКТЫ

### Растворимые материалы

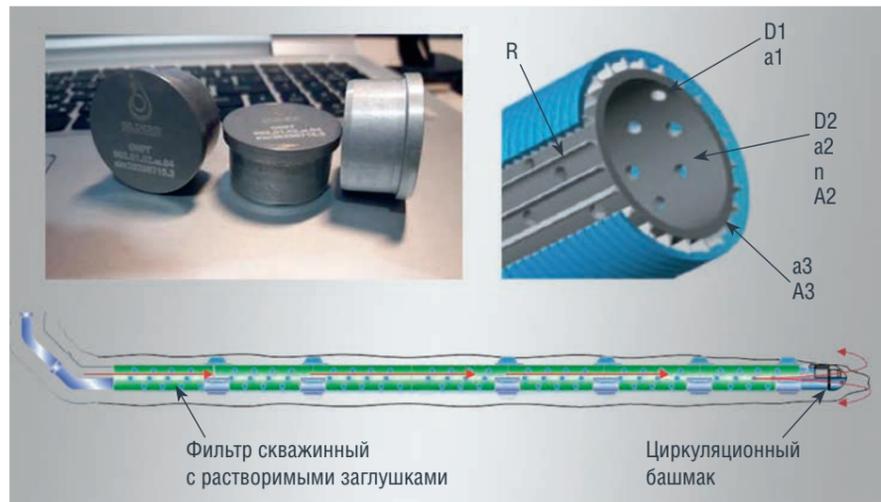
в составе компоновки хвостовика позволяют сократить затраты



РИС. 1. Встреча представителей компаний «Шлюмберже Лоджелко Инк» (подразделение по заканчиванию скважин) и «Ойл Энерджи»



РИС. 2.  
Схема фильтрового хвостовика с установленными растворимыми заглушками



**ФАКТЫ**

**Индивидуальный подбор**

скорости растворения позволяет оператору полностью контролировать спуск компоновок на скважине

РИС. 3.  
Процесс подписания стратегического соглашения о партнерстве между «Шлюмберге Лоджелко, Инк.» и «Ойл-Энерджи». Абдулали Алиев (слева), Егор Михалицын (справа)



- значительно снизить временные затраты на заканчивание скважины вследствие исключения необходимости спуска фрезы для удаления заглушек, установленных в перфорационных отверстиях фильтров, в отличие от традиционных фильтров со сбивными/разбурываемыми заглушками;
- исключить необходимость прокачивания кислотных растворов для растворения заглушек.

Индивидуальный подбор скорости растворения с проведением стендовых испытаний в условиях, максимально приближенных к скважинным, позволяет оператору спрогнозировать поведение растворимых заглушек, а значит – полностью контролировать спуск таких компоновок на скважине.

На сегодняшний день успешно реализованы проекты по заканчиванию ERD скважин с применением проволочных фильтров с заглушками, растворимыми в жидкости заканчивания, на крупном газовом проекте на Тазовском полуострове, а также спуск фильтров с растворимыми заглушками в рамках ОПР на месторождениях ХМАО.

Шлюмберге отмечает растущий интерес к данной технологии со стороны большинства крупных нефтегазовых компаний по всему миру.

«Шлюмберге Лоджелко, Инк.» (подразделение по заканчиванию скважин) и Ойл Энерджи планируют объединить компетенции, применить отечественную и международную экспертизу, а также инвестировать в разработку новой продукции.

Подписи под соглашением поставили коммерческий директор департамента заканчивания скважин в России «Шлюмберге Лоджелко, Инк.» Абдулали Алиев и директор по развитию бизнеса «Ойл-Энерджи» Егор Михалицын (рис. 3).

KEYWORDS: anti-dust filters, soluble materials, well completion, ERD well, wire filters.

**Schlumberger**

«Шлюмберге Лоджелко, Инк.»  
<https://www.slb.ru/services/completions/>  
+79876083583 • pmamaev@slb.com

«Ойл Энерджи»  
<https://onrg.ru/>  
+79819967509 • e.mikhalitsyn@onrg.ru

**КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:**  
в центре внимания, в центре Москвы

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ**  
[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

**21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЕГАЗ-2022**  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

**18–21 апреля 2022**  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+  
Реклама



# ГЕНЕРАТОРЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ НЕВЗРЫВНОГО ТИПА, использующие в качестве энергоносителя бензин- кислородные смеси, обогащенные водородом

**Мажренова Томила Темировна**

студент

**Машкова Анастасия Михайловна**

проректор по международной деятельности  
и региональному сотрудничеству,  
к.и.н.

**Соловьев Николай Владимирович**

заведующий кафедрой СТБС,  
д.т.н., профессор

**Щербакова Ксения Олеговна**

преподаватель кафедры СТБС

**Овезов Батыр Аннамхаммедович**

старший преподаватель кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский государственный  
геологоразведочный университет  
имени Серго Орджоникидзе» МГРИ

ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В РАЙОНАХ СИБИРИ, КРАЙНЕГО СЕВЕРА И АРКТИКИ НЕОБХОДИМО ОБОРУДОВАНИЕ, СПОСОБНОЕ ЭФФЕКТИВНО РАБОТАТЬ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

FOR SEISMIC SURVEYS IN SIBERIA, THE FAR NORTH AND THE ARCTIC, IT IS NECESSARY TO HAVE EQUIPMENT THAT CAN WORK EFFECTIVELY IN CRYOTIC SOIL. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER?

Ключевые слова: генератор сейсмических колебаний, бензин-кислородные смеси, сейсморазведка, геофизические исследования, месторождения нефти и газа.

Геофизическая разведка месторождений углеводородов занимает важное место в деятельности нефтесервисных компаний. На долю геофизической разведки углеводородов приходится около 15% российской нефтесервисной структуры. На рисунке 1 представлены основные нефтесервисные компании, осуществляющие свою деятельность на территории РФ.

Один из самых неоднозначных нефтяных регионов мира, привлекающий внимание целого ряда стран, – Арктика. Сложные климатические условия и слабое развитие инфраструктуры делают освоение и разработку Арктического региона трудной с технической и экономической точек зрения. Таким образом, возникает необходимость в разработке новых технологий и модернизации уже существующих для повышения эффективности разведки месторождений углеводородов в Арктике и других нефтеносных регионах. На рисунке 2 представлена карта выявленных структур и месторождений на территории арктического шельфа.

Сейсмическая разведка является одним из методов поиска месторождений нефти и газа. В настоящее время для возбуждения упругих сейсмических волн используются различные генераторы сейсмических колебаний невзрывного типа. Самый распространенный тип энергоносителей – пропан-кислородные смеси. Однако рабочий диапазон температур данной смеси не позволяет вести работы при отрицательных температурах, характерных для северных регионов [1].

Для решения поставленной проблемы предлагается использовать модернизированную систему питания, рассчитанную на использование бензин-кислородных смесей в качестве энергоносителя. Система является составной частью генератора сейсмических колебаний, предназначенного для проведения разведочных работ в местах, где затруднено ведение буровзрывных работ. Рабочий диапазон температур для бензин-кислородных смесей составляет от +40 °С до -28 °С.

Предлагается переоборудование уже существующих аналогов, работающих на пропане либо пропан-бутановой смеси, переводя их на бензиновое топливо путем использования пропановой линии для раздельного заполнения камер и оснащением бензиновой линией с впуском бензина непосредственно в запальную трубку.

Далее представлены основные физико-химические свойства бензина и кислорода.

## ФАКТЫ

15%

российской нефтесервисной структуры приходится на долю геофизической разведки углеводородов

Бензин – горючая смесь, состоящая из легких углеводородов с температурой кипения от +33 до +205 °С (в зависимости от различных примесей). Плотность бензина колеблется в диапазоне от 0,71 до 0,76 г/см<sup>3</sup>. Теплотворная способность бензина достигает значения около 10 600 ккал/кг (44,4 МДж/кг). Температура замерзания приближается к -60 °С в случае использования специальных химических присадок. Такой параметр, как «октановое число», характеризует детонационную стойкость топлива, обычно бензина. Бензин с более высоким октановым числом может выдержать более высокую степень сжатия без досрочного самовоспламенения [2].

Кислород – восьмой элемент второго периода в периодической системе Д.И. Менделеева. При нормальных условиях (T = 273,15 К; P = 101 325 Па) кислород представляет собой бесцветный газ без запаха и вкуса. При нормальных условиях 1 литр кислорода имеет массу около 1,429 г. В свободном виде элемент существует в двух аллотропных модификациях: O<sub>2</sub> и O<sub>3</sub> (озон) [3].

РИС. 1. Нефтесервисный рынок РФ

### Крупнейшие нефтесервисные компании на российском рынке

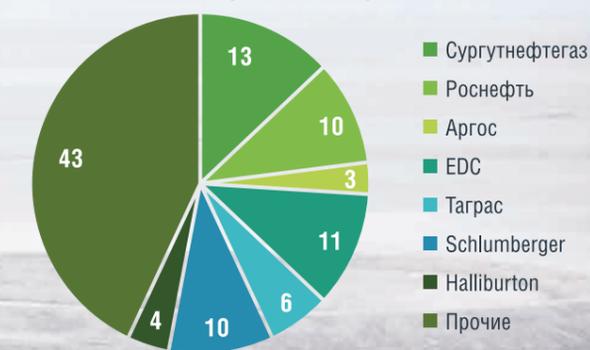
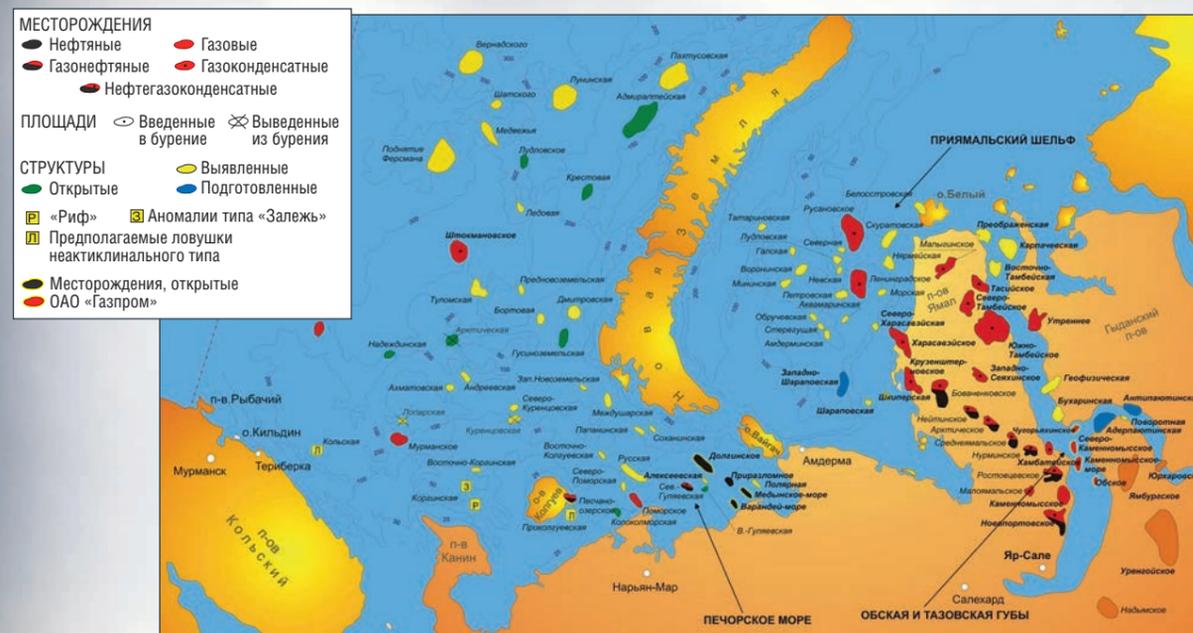


РИС. 2. Месторождения арктического шельфа



**Технические характеристики**

На рисунке 3 представлена предполагаемая система питания, которая состоит из бензиновой, кислородной и смесевой линий. Кислородная линия содержит: кислородные баллоны (1) с редуктором (2), манометры (3), пневмоуправляемые клапаны (4), обратные клапаны (5), пламегасители (6), отсекатели (7), подводящие шланги и трубопроводы. Бензиновая линия включает в себя: бензобак (8), оборудованный регулятором давления воздуха (9), манометр (10), предохранительный клапан (11), бензиновый клапан (12), смотровые окна (13), кран (14), впускные бензиновые клапаны (15) и выпускные клапаны (16) подводящих трубопроводов, линии подвода воздуха в демпферные объемы, содержащие краны (17) и мембраны (18). В смесевую линию входят запальная головка и запальная трубка. Пневматическая система управления включает: электромагнитный клапан взвода (19), электромагнитный клапан впуска (20), электромагнитный клапан выпуска (21) и подводящие трубопроводы.

Работа предлагаемой установки будет происходить следующим образом. При срабатывании клапана ввода воздух из пневмосистемы попадает в полости отсекателей и осуществляет их взвод. В результате этой операции кислородные линии соединяются со смесительными камерами в запальных головках. При срабатывании клапана впуска воздух из пневмосистемы открывает клапаны в кислородных линиях и клапаны в бензиновой линии. Кислород из баллонов и бензин из бензобака поступают в смесительную камеру и дальше по запальной трубке в камеры сгорания. При заполнении камер сгорания необходимым количеством смеси происходит отсечка отсекателей и выключение электроуправляемого клапана впуска. Воздух из полостей и линий управления клапанами вытекает в атмосферу, запирая эти клапаны. Подача кислорода и бензина во взрывные камеры прекращается.

**ФАКТЫ**

от **+40**  
до **-28** °C

составляет рабочий диапазон температур для бензин-кислородных смесей

В дальнейшем осуществляется подрыв смеси с одновременным открытием выпускного клапана. По окончании выпуска клапан отключается и установка готова к осуществлению следующего воздействия.

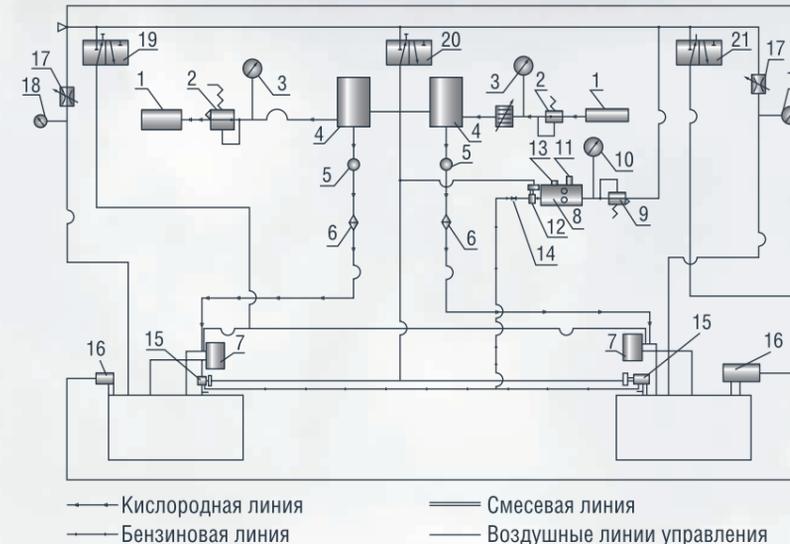
**Рекомендации по испытаниям**

Для оценки надежности работы установки необходимо использовать критерий «Наработка на отказ». Безотказность работы узлов системы питания оценивается по отсутствию отказов во время работы установки и самоподрывов в течение всего периода испытаний для установления достаточно высокой надежности системы.

К числу наиболее важных эксплуатационных параметров установок подобного типа относятся: энергия воздействия, минимальный интервал времени между двумя воздействиями на одной точке и разброс величин задержек от момента подачи сигнала «Разряд» до воздействия камер на грунт.

Энергия воздействий при неизменных конструктивных параметрах взрывной камеры определяется в основном давлением продуктов взрыва смеси в постоянном объеме. Величина этого давления определяется выражением:

РИС. 3. Схема бензино-кислородной смеси питания



$$P_{взр} = \frac{20см (K - 1)P_{см}}{A_T P_0}, [н/м^2],$$

где:  $O_{см}$  – теплотворная способность смеси, ккал/н.м<sup>3</sup>;  $K$  – показатель адиабаты продуктов реакции;  $P_{см}$  – давление смеси, н/м<sup>2</sup>;  $A_T$  – тепловой эквивалент работы, ккал/Дж;  $P_0$  – атмосферное давление, н/м<sup>2</sup>.

Теплопроводная способность смеси кислорода с пропан – бутаном составляет примерно 2500 ккал/н.м<sup>3</sup>, а бензин-кислородной смеси 3500 ккал/н.м<sup>3</sup> [4]. Таким образом, при одинаковом давлении смесей взрыв бензино-кислородной смеси обеспечивает давление продуктов реакции в 1,4 раза выше по сравнению с кислород-пропановой смесью. Показатель  $K$  для обоих случаев равен 1,17. В связи с вышеизложенным для достижения энергетических параметров установок давление смеси на установке с бензино-кислородной смесью должно быть 1,4 раза ниже. При этом расход кислорода на одно воздействие сокращается также в 1,4 раза.

**Модернизация и обогащение бензина водородом**

В качестве улучшения смеси-энергоносителя предлагается использовать обогащение водородом. Обогащение водородом используется для улучшения эксплуатационных характеристик бензинового топлива, используемого в двигателях внутреннего сгорания [6].

Водород – летучий газ, обладающий наивысшей теплоемкостью. Реакция горения водорода является экзотермической. Продуктом реакции является вода. Выделяющуюся в процессе тепловую энергию можно преобразовывать в другие виды энергии.



Горение водорода происходит только в случае наличия свободных радикалов, т.е. необходимо затратить некоторое количество энергии для нагревания веществ до определенной температуры. Для запуска реакции горения водорода требуется затратить меньше энергии, чем для запуска реакции горения бензина. Искры, имеющей энергию приблизительно

0,02 мДж, достаточно, чтобы воспламенить водород-кислородную смесь. Инициация горения водорода запускает цепную реакцию, воспламеняя всю смесь водород-бензин-кислород. Присутствие водорода в смеси позволит увеличить скорость реакции и количество получаемой на выходе энергии. Еще одним преимуществом, имеющим первостепенное значение для сейсморазведки на шельфе, является экологичность реакции, протекающей при присутствии водорода в смеси. Предположительное количество водорода в бензине – 40 %.

**Заклучение**

Для проведения сейсморазведочных работ в районах Сибири, Крайнего Севера и Арктики использование бензин-кислородных генераторов сейсмических колебаний имеют потенциал решения температурных ограничений, свойственных уже существующим аналогам. Их применение обеспечит повышение геолого-экономической эффективности и технико-методического уровня сейсмической разведки, исключение вредного воздействия на окружающую среду, облегчение условий труда и снижение опасности для обслуживающего персонала при проведении сейсмической разведки на суше и на континентальном шельфе [5]. ●

**ФАКТЫ**

**40** %

составляет предположительное количество водорода в бензине

**Литература**

1. Каминский В.Д., Зуйкова О.Н., Медведева Т.Ю., Супруненко О.И. Угледородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения / Каминский В.Д., Зуйкова О.Н., Медведева Т.Ю., Супруненко О.И. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 1. – С. 4–9.
2. Каримов А.Р., Аксенов С.Г. Характеристика бензина как опасного вещества / Текст: непосредственный // научный журнал «Студенческий форум». – 2021. – № 13 (149). – С. 21–22.
3. Кислород / Зломанов В.П. // Киреев – Конго. – М.: Большая российская энциклопедия, 2009. – С. 59.
4. Лопухов Г.П., Переплетчиков В.М. Устройство подготовки газовой смеси (газодинамический источник сейсмических колебаний) // А. св. 1217111, ДСП.
5. Методические рекомендации к технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ: Министерство природных ресурсов РФ, Москва, 2002 г., 342 с.
6. Сусликов М.Р. Анализ водорода как добавки к углеводородному топливу / М.Р. Сусликов. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2021. – № 21 (363). – С. 49–53.

KEYWORDS: generator of seismic vibrations, gasoline-oxygen mixtures, seismic exploration, geophysical research, oil and gas fields.



# ГЛАВНОЕ – ПРОФЕССИОНАЛИЗМ

ПЕРВОГО ФЕВРАЛЯ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ ИСПОЛНИЛОСЬ 22 ГОДА. ЗА ВРЕМЯ СВОЕГО СУЩЕСТВОВАНИЯ ССК ЗАРЕКОМЕНДОВАЛА СЕБЯ КАК УСПЕШНОЕ И НАДЕЖНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ, КОТОРОЕ ПРОЧНО ЗАВОЕВАЛО ДОВЕРИЕ ЗАКАЗЧИКОВ

ON FEBRUARY 1, THE SIBERIAN SERVICE COMPANY TURNED 22 YEARS OLD. DURING ITS EXISTENCE, SSC HAS PROVED ITSELF AS A SUCCESSFUL AND RELIABLE COMPANY THAT HAS FIRMLY GAINED THE TRUST OF CUSTOMERS

Ключевые слова: кадры, бурение, нефтесервис, Сибирская Сервисная компания, день рождения предприятия.

## Ирина Малахова

специалист по связям с общественностью, АО «ССК»

РЕКЛАМА

«Мы являемся одной из лидирующих компаний на рынке нефтесервисных услуг. Два года подряд ССК сохраняет лидерские позиции в рейтинге нефтесервисных компаний в группе «Эксплуатационное и разведочное бурение». Филиал постоянно растет и развивается. На 2022 год у нас большие планы, уже идет увеличение объемов работы», – отметил директор Нефтеюганского филиала АО «ССК» Салават Гизатуллин.

Безусловно, огромную роль в развитии Компании играют люди. Именно благодаря профессионалам своего дела ССК добивается всех поставленных целей. В честь Дня рождения предприятия работники были отмечены почетными грамотами, благодарственными письмами за вклад в развитие Компании, а также занесением на доски почета филиалов.

Денис Викторович, слесарь-ремонтника цеха по ремонту и обслуживанию бурового оборудования НФ АО «ССК», поощрили за многолетнюю упорную работу. На благо Сибирской Сервисной Компании он трудится 19 лет. Работа сложная, но интересная. За годы работы он стал настоящим мастером своего дела, и другой деятельности для себя не представляет.

«Работать здесь – одно удовольствие: оборудование качественное, коллектив хороший, все друг друга понимают. Конечно, было трудно, когда только устроился, но старшие коллеги все подсказывали, помогали. А проработав несколько лет и получив опыт, я и сам стал обучать молодых специалистов», – рассказывает слесарь-ремонтник.

Многие работники Сибирской Сервисной Компании становятся примером для своих детей. Так, старший сын бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ Нефтеюганского филиала Мевледина Казимовича также работает в нефтянке. Младший, двенадцатилетний, тоже мечтает о буровой. Сам Мевледин в Нефтеюганск приехал погостить после армии, но остался на всю жизнь. В ССК начинал помощником бурильщика. С 2007 года трудится бурильщиком.



«Когда кто-то из сотрудников уезжал в отпуск, я всегда выходил на замену. Так накопился опыт, и я стал бурильщиком. Пробовал сменить деятельность, но сфера бурения тянула назад, – рассказывает нефтяник. – Поначалу меня от этой работы отговаривали, мол, будет трудно. Но я вырос в селе и с детства привык к тяжелому труду, поэтому не испугался».

Начинать свой трудовой путь волнительно каждому сотруднику. Но преодоление страха перед трудностями помогает двигаться дальше.

«Когда я только пришел, все объекты казались такими огромными, страшными и непонятными. Потом привык, даже к морозам и тяжелым грузам», – делится Алексей Павлович, бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ НФ АО «ССК». Он работает в ССК 16-й год. Работа для него – второй дом, а коллектив – вторая семья. Вспоминая, как ему самому было нелегко поначалу, нефтяник всегда старается поддержать новых сотрудников и помогать им.

Нефтеюганский филиал имеет уникальный в своем роде учебный центр. В нем могут обучаться не только начинающие, но и опытные работники. Специально для центра был приобретен интерактивный тренажер из Великобритании. ССК – первая в России организация, которая купила такое оборудование.

«Авария – это не только убытки для Компании, но и, что гораздо важнее, – человеческие жизни

и здоровье. Мы стараемся сделать так, чтобы, отработав все сложные операции на тренажере, буровики не допустили ошибок на производстве», – отмечает начальник отдела по подбору и обучению персонала Андрей Васильевич.

Андрей работает в ССК с 2013 года и за это время понял: в любой работе главное – профессионализм.

Сибирская Сервисная Компания не только строит скважины, она реализует полный цикл высококачественного нефтесервиса. Одним из этапов которого является цементирование.

Валерий Александрович, моторист цементировочного агрегата филиала «Управление цементирования скважин» АО «ССК» посвятил работе в Компании 22 года. Начинать трудиться в «Нефтеюганском Тампонажном Управлении», куда устроился после армии в 2000 году. Вскоре, объединив несколько компаний, образовалась ССК, и Валерий Александрович перешел туда.

«Работаю уже 22 года в одной организации. Устраивает все. Если бы мне не нравилось, столько бы не проработал, – отмечает моторист. – Где только не побывал за это время: ездил по всей России, посетил на вертолетах все филиалы». Столько лет на одном предприятии – это серьезный трудовой путь. Самым сложным в своей работе Валерий Александрович считает суровые погодные условия, но с таким дружным и теплым коллективом и морозы не страшны.



Денис Валерьевич тоже работает мотористом. Устроился сразу, как только приехал на север в 2006 году, в первый цех по креплению скважин. Начинать машинистом цементовоза – цементопескосмесительного агрегата, сейчас работает с прицепом ЦТ-25.

«Главное в нашей работе – слаженность действий. Мы все делаем в комплексе. Один свою работу выполняет, другой – помогает. Без этого не получится крепления скважины», – говорит Денис. К своему графику работы давно привык, хоть иногда и хочется спланировать отдых с семьей заранее. Несмотря на все трудности, свою деятельность он не обменял бы на другую. Кроме производственной деятельности, Денис Валерьевич находит время и на участие в спортивных мероприятиях: неоднократно защищал честь филиала на Спартакиаде среди всех филиалов Компании.

Богатый стаж работы и у Ивана Сергеевича. В 1993 году он из Новокузнецка перебрался в Пойковский, а в 2002-м устроился работать в ССК. Начал трудовую деятельность слесарем по ремонту автомобилей, за 20 лет успел сменить несколько специальностей. Был и водителем, и мотористом цементовозочного агрегата. Из-за сложной работы он редко видится с семьей, но родные уже привыкли, а дочь даже планирует пойти по стопам отца. «У меня дочка учится на лаборанта. Думаю, тоже попадет в нефтянку, – рассказывает награжденный.

Филиал «ССК-Технологии», с 2005 по 2012 годы известный как «Буровые растворы», воспитал немало квалифицированных специалистов. В честь Дня рождения Компании здесь также наградили лучших из лучших.

«Вы большие молодцы, но не расслабляйтесь: впереди у нас сложный год, стоит задача вырасти почти в два раза», – сказал на вручении наград директор филиала Егор Тяпкин.

Реализация этой цели в первую очередь потребует усилий от подразделений, работающих с персоналом.

Алина Данифова, заместитель директора по персоналу филиала «ССК-Технологии», в ССК работает восемь лет. После окончания Томского политехнического университета Алина Данифова стала молодым специалистом в Томском филиале Компании. Отработав там почти 5 лет, переехала по программе «Мобильный персонал» в Нефтеюганск, где заняла позицию руководителя службы.

«Когда я устраивалась на работу, у меня уже был опыт знакомства с Компанией: я проходила в ССК производственную практику, но вливаться в рабочий процесс все равно было непросто. Мне помогли старшие коллеги, – делится руководитель. – В Томском филиале я получила основную базу знаний о работе с персоналом. Они дали мне стимул развиваться дальше».

Перед Алиной на этот год стоит серьезная и в то же время творческая задача – продумать

систему развития и мотивации персонала: «Идей в голове довольно много, но переложить их на бумагу пока сложно. Задача трудная, но очень интересная, а я люблю непростые задания». А самым увлекательным в своей профессии она считает взаимодействие с людьми. «Мне нравится наблюдать за тем, как растут и развиваются сотрудники», – признается Алина.

Елена Дмитриевна трудится в ССК начальником отдела материально-технического обеспечения. «Мы – мобильная компания, которая идет в ногу со временем и старается оставаться в тренде. Тенденции рынка сейчас нестабильны. Поэтому мы следим за качеством товара и выстраиваем работу с учетом оптимальных для компании рисков в ценовой политике, – говорит Елена. – Самое сложное – это посмотреть на ситуацию под другим углом. На это нужно время. Но сотрудники ССК всегда позитивны, оперативны и мобильны».

Андрею Сергеевичу всего 23 года, а он уже успел отработать три года в Компании и стать исполняющим обязанности начальника сектора по работе с заказчиками филиала «ССК-Технологии». Будучи молодым специалистом, он следовал разработанному для него плану развития, специфике профессии учился у опытного наставника, закрепленного за ним. Все это позволило быстрее и эффективнее продвигаться по карьерной лестнице.

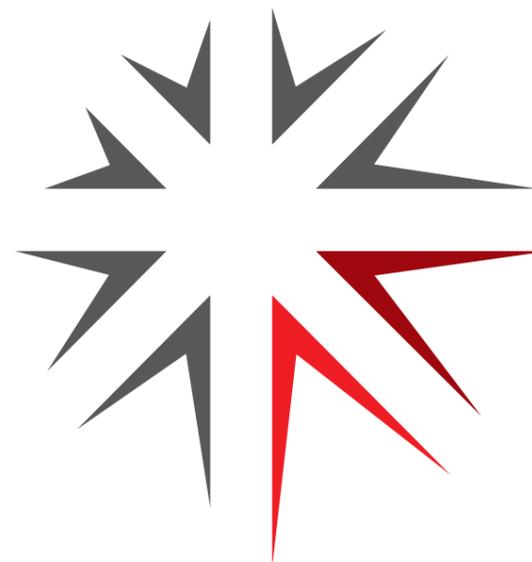
В обязанности Андрея входит расчет тендеров. На текущий год перед ним стоит задача выиграть их как можно больше. «Самое интересное в моей работе – общение с людьми, возможность проявлять свои дипломатические способности и благодаря им выигрывать тендеры», – говорит специалист.

**Каждый сотрудник ССК имеет свою историю и свой уникальный опыт. Но всех их объединяет любовь к своему делу, амбициозность, командный дух и профессионализм. Главное достижение компании – люди, объединенные в коллектив, благодаря эффективной работе которого компания остается лидирующим предприятием страны.** ●

KEYWORDS: personnel, drilling, oilfield service, Siberian service company, company's birthday.

26–28  
АПРЕЛЯ 2022

КЛЮЧЕВАЯ  
ПЛОЩАДКА  
СФЕРЫ ТЭК



РОССИЙСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
**РМЭФ**  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**ЭНЕРГЕТИКА И  
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



18+  
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU  
rief@expoforum.ru  
+7 (812) 240 40 40, доб.2626  
**EXPOFORUM**

ENERGETIKA-RESTEC.RU  
energo@restec.ru  
+7 (812) 303 88 68  
**РЕСТЭК®**  
выставочное объединение



# УТИЛИЗАЦИЯ БУРОВОГО ШЛАМА

## с последующим вовлечением в ресурсооборот

**Лапыкина Алина Александровна**  
студент

**Машкова Анастасия Михайловна**  
проректор по международной деятельности  
и региональному сотрудничеству,  
к.и.н.

**Соловьев Николай Владимирович**  
заведующий кафедрой СТБС,  
д.т.н., профессор

**Щербакова Ксения Олеговна**  
преподаватель кафедры СТБС

**Овезов Батыр Аннамухаммедович**  
старший преподаватель кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский государственный  
геологоразведочный университет  
имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

АВТОРЫ СТАТЬИ ОПИСЫВАЮТ КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПЕРЕРАБОТАННЫЙ БУРОВОЙ ШЛАМ НА МЕСТЕ ЕГО ОБРАЗОВАНИЯ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСУШЕННОГО БУРОВОГО ШЛАМА В КАЧЕСТВЕ ДОБАВКИ В ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР ДЛЯ ЕГО ПОСЛЕДУЮЩЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE DESCRIBE A COMPLEX METHOD OF REACTANT TREATMENT THAT ALLOWS TO USE RECYCLED DRILLING CUTTINGS AT THE SITE OF ITS FORMATION. THE OPTIONS FOR USING DRIED DRILLING CUTTINGS AS AN ADDITIVE TO THE CEMENT SLURRY FOR ITS SUBSEQUENT USE IN THE FIELD ARE CONSIDERED

Ключевые слова: реагент, буровой шлам, цементный раствор, переработка буровых отходов, ресурсосбережение.

По приблизительным оценкам специалистов, в настоящее время на территории Российской Федерации накоплено свыше 3 млн т нефтяных шламов, имеющих разное происхождение [2]. Большая часть из них имеет возраст, достигающий до нескольких десятков лет.

Наглядно масштабы проблемы можно понять по данным, представленным организацией «Экологическая вахта Сахалина», утверждающим, что при разработке месторождений на шельфах компанией-оператором «Sakhalin Energy Investment Co. Ltd» с одной платформы прогнозируется выработка бурового шлама в объеме 60 тыс. м<sup>3</sup>/год и пластовой воды около 640 м<sup>3</sup>/сутки [3]. Подобные размеры выработки бурового шлама негативно воздействуют на экологическую обстановку местности.

Неправильная работа с буровым шламом приводит к нарушению экологической обстановки региона, на котором расположено месторождение:

- Сокращение продолжительности жизни различных организмов, снижение репродуктивности, гибель особей;
- Исчезновение некоторых видов животных, растений, микроорганизмов;
- Загрязнение подземных вод;
- Изменение физических характеристик вод, следующие из загрязнения подземных водоносных пластов – pH, солености, температурного режима, светопропускного режима, загрязнение водоемов частицами тяжелых металлов;
- Нарушение структуры, химического состава почвы, которое ведет к снижению плодородности почв, пригодности земель для сельского хозяйства [1];
- В целом нарушение естественных процессов в экологических системах и др.

В настоящее время один из самых распространенных способов переработки и утилизации буровых отходов состоит в захоронении отфильтрованного шлама в специальных могильниках, как показано на рисунке 1. Широкая распространенность подобной системы в первую очередь определена низкой стоимостью проводимых мероприятий, но, несмотря на этот фактор, назвать удовлетворительной ее невозможно. Из-за недостаточной гидроизоляции котлована и разрушающего воздействия его содержимого на изоляционный материал на постоянной основе случаются утечки отходов бурения в окружающее пространство, ведущие к загрязнению почв, что влечет за собой сокращение сельскохозяйственных земель

### ФАКТЫ

3 МЛН Т

нефтяных шламов  
накоплено  
на территории  
России

и попадание нефтесодержащих продуктов в подземные воды. Также этот способ нецелесообразен из-за использования большегрузной техники, работа которой ведет к загазованности атмосферы, и вырубки лесных массивов для создания хранилищ.

Кроме того, компании нефтегазовой промышленности используют термический метод переработки отходов (сжигание в печах и топках), который в настоящее время стал менее актуальным в связи с ужесточением мер природоохранного законодательства, так как в процессе сжигания образуются вредные выбросы, попадающие в атмосферу, далее переносимые на большие расстояния и выпадающие с осадками.

Метод микробиологического обезвреживания, проведение которого зачастую не предоставляется возможным из-за неподходящих природно-климатических условий, высокая стоимость реагентов делает его экономически невыгодным [1]. Данная проблема особенно актуальна для нефтедобычи в России, так как большая часть нефтегазовых месторождений находится в северных арктических регионах, на территориях Сибирского и Дальневосточного регионов.

РИС. 1. Захоронение нефтяных шламов



Альтернативным вариантом решения поставленной задачи может стать комплексный метод утилизации бурового шлама, он является ресурсосберегающим и наиболее экологически безопасным, а также позволяет рационально использовать нефтешлам [5]. Существуют три наиболее продуктивных варианта проведения метода реагентной обработки (рис. 2):

1. Реакция гидрофильного оксида кальция, выделение тепла, образование гидроксида кальция (гашеной извести) (рис. 2 а);
2. Реакция гидрофильного оксида кальция с загрязняющим веществом (шламом), затем обработка водой, образование гидроксида кальция (гашеной извести) с выделением тепла (рис. 2 б);
3. Смесь гидрофобного оксида кальция, воды и нефтешлама, в результате чего происходит поглощение загрязняющего вещества, затем реакция с водой, образование гидроксида кальция (гашеной извести) с выделением тепла, получение карбоната кальция (рис. 2 в).

Основу рецептуры реагента составляет оксид кальция и нефтешлам, применяемый в качестве гидрофобизатора. Данная рецептура позволяет провести высокоэффективное обезвреживание бурового шлама с получением водонепроницаемого продукта утилизации. Схема получения материала из сухого и влажного отходов представлена на рисунке 3 [4].

Данный метод дает возможность провести совместную утилизацию нефтяного шлама, а также цементной пыли, что обеспечивает высокую степень экологической безопасности и максимальный оборот ресурсов. В ходе проведенных исследований, было выяснено, что добавка бурового шлама реагентной обработки в количестве 5–10% масс к портландцементу дает увеличение прочности при сжатии получаемой крепы на 15–35%, это позволяет использовать вяжущий материал для цементирования обсадных колонн скважин в интервалах, где отсутствует водоносность и имеются горные породы, изолирующие выше- и нижезалегающие водные горизонты. Выявлено, что применение полученного материала в качестве примеси при цементировании не оказывает деструктивного воздействия на окружающую среду и способствует улучшению прочностных характеристик тампонажного раствора.

Материал, полученный путем введения реагентной добавки, схож с бетоном, что позволяет использовать его при строительстве для создания блоков и фундамента зданий. Однако плотность этого материала находится в пределах от 1886 кг/м<sup>3</sup> до 2052 кг/м<sup>3</sup>, что делает его в значительной степени легче обыкновенного строительного бетона. Предложенный способ переработки бурового шлама можно использовать также для приготовления материала для укладки дорог из шлама на местах разработки месторождений, так как он обладает высокой прочностью, не теряет своих свойств при колебании температур.

Таким образом, актуальность предложенного метода заключается в том, что он не только безопасен для окружающей среды, но и целесообразен с экономической точки зрения, так как в итоге получается экологически чистый, прочный материал с широким спектром применения.

РИС. 2. Схематическое изображение метода реагентной обработки



РИС. 3. Разница процессов введения реагентной добавки для сухого и влажного отходов



## ФАКТЫ Оксид кальция

и нефтешлам, применяемый в качестве гидрофобизатора, составляют основу рецептуры реагента

Описанная технология может найти широкое применение на месторождениях Арктики, учитывая ее хрупкую экосистему и экологические требования, предъявляемые к добыче углеводородов в высоких широтах. ●

### Литература

1. Афанасьев С.В., Кравцова М.В., Паис М.А., Носарев Н.С. Анализ методов переработки нефтешламов. Проблемы и решения // Инновации и «зеленые» технологии (Тольятти, 19 апреля 2019 г.): сборн. матер. и докл. 2-й Всероссийской научно-практ. конф. / СНЦ РАН. Самара: 2019. С.17–22.
2. Лавров Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты освоения ресурсов нефти и газа и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. – 2016. – № 2 (22). – С. 4–13.
3. Оценка воздействия на окружающую среду программы трехмерной сейсморазведки «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на Пильтун-ахтохском месторождении (остров Сахалин, Россия) [Текст] от апр. 2010 г. – Южно-Сахалинск, 2010. – 363 с.
4. Патент РФ № 2305116 С1 «Способ обезвреживания отходов, содержащих менее 50% жидких и/или пастообразных углеводородов». Иванов С.И., Аколова Г.С., Трынов А.М. и др.
5. Штриплинг Л.О., Холкин Е.Г., Ларионов К.С. Совершенствование технологии обеззараживания грунтов, загрязненных нефтепродуктами, методом капсулирования реагентов // Procedia Engineering. – 2016. – Вып. 152. – С. 13–17.

KEYWORDS: reagent, drilling mud, cement mortar, processing of drilling waste, resource conservation

# ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ при высокой температуре

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ВСЕ БОЛЬШЕ РАБОТ, СВЯЗАННЫХ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, ПРИХОДИТСЯ ПРОВОДИТЬ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ. ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТИХ ПРОБЛЕМ ИНЖЕНЕРЫ ПОДРОБНО ИЗУЧАЮТ СОСТАВ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА. СУЩЕСТВУЕТ НЕСКОЛЬКО ВИДОВ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА, КОТОРЫЕ НЕ УДОВЛЕТВОРЯЮТ СУЩЕСТВУЮЩИМ ТРЕБОВАНИЯМ И ПРИВОДЯТ К ГЛОБАЛЬНЫМ КАТАСТРОФАМ. НАПРИМЕР, ЭТО МОЖНО ПРОСЛЕДИТЬ НА ПРИМЕРЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ DEEPWATER HORIZON. ПРИЧИНОЙ ВЗРЫВА СТАЛИ РАЗЛИЧНЫЕ ФАКТОРЫ, ОСНОВНЫМ ИЗ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ НЕПРАВИЛЬНАЯ РЕЦЕПТУРА ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА. ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО ИСКЛЮЧЕНИЯ ПОДОБНЫХ СИТУАЦИЙ НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЯТЬ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЙ ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

CURRENTLY, MORE AND MORE WORK RELATED TO THE EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS HAS TO BE CARRIED OUT AT HIGH TEMPERATURES. TO SOLVE THESE PROBLEMS, ENGINEERS STUDY IN DETAIL THE COMPOSITION OF THE CEMENT SLURRY. THERE ARE SEVERAL TYPES OF CEMENT SLURRY THAT DO NOT MEET EXISTING REQUIREMENTS AND LEAD TO GLOBAL DISASTERS. FOR EXAMPLE, IT CAN BE SHOWN WHEN USING THE DEEPWATER HORIZON DRILLING UNIT. THE EXPLOSION WAS CAUSED BY VARIOUS FACTORS, THE MAIN OF WHICH IS THE INCORRECT FORMULATION OF THE CEMENT BLEND. FOR THE SUBSEQUENT ELIMINATION OF SUCH SITUATIONS, IT IS NECESSARY TO USE A MORE EFFECTIVE CEMENT SLURRY IN CONDITIONS OF HIGH TEMPERATURES OF THE ANNULUS

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, цементирование, рецептура цементной части, термостойкость.

Нефтяные скважины после бурения закрепляют спускаемыми в них колоннами стальных труб (обсадной колонной). Наружный диаметр труб на несколько сантиметров меньше диаметра скважины и между колонной и стенкой скважины остается пространство, которое должно в дальнейшем быть заполнено цементным раствором. После схватывания цемента образуются стенки скважины. В ряде случаев бывают ситуации, которые ведут к остановке работы. Обычно этому способствует неправильное транспортирование цемента, плохая проверка цементного раствора в лаборатории, цемент не успел затвердеть и т.д. [5].

Цементирование высокотемпературных скважин – важный этап в строительстве скважины. В процессе цементирования тампонажные растворы нужно выбирать очень правильно и тщательно. Каждые специальные добавки, входящие в состав цементирующих растворов, обладают своими функциями. Например, трехкальциевый силикат (алит) – при высокой температуре очень быстро набирает прочность, что и является важным показателем при цементировании высокотемпературных скважин. Трехкальциевый алюминат – обладает низким уровнем прочности, что может оказать неблагоприятное воздействие при

УДК 622.245

Орленкова  
Ева Витальевна  
студент

Соловьев  
Николай Владимирович  
заведующий кафедрой  
современных технологий бурения  
скважин,  
д.т.н., профессор

Щербакова  
Ксения Олеговна

преподаватель кафедры  
современных технологий бурения  
скважин

Овезов  
Батыр Аннамхаммедович  
старший преподаватель кафедры  
современных технологий бурения  
скважин

ФГБОУ ВО «Российский  
государственный  
геологоразведочный университет  
имени Серго Орджоникидзе»  
МГРИ



высокой температуре [3]. Изучая каждый раствор, необходимо точно знать, как он себя поведет и хватит ли его при закачке в скважину. Если персонал при проверке цементного раствора заметит ошибку, ее нужно будет исправить до момента начала подачи раствора в затрубное пространство скважины, так как процесс цементирования должен происходить непрерывно.

Влияние температуры на прочность цементного камня показывает изменение прочности цементного камня, твердевшего 24 и 48 часов при различных температурных условиях. Считается, что 110°C и 150°C являются двумя критическими точками температуры начала спада прочности цементного камня.

Результаты, приведенные на втором графике, свидетельствуют о том, что при температурах ниже 100°C прочность цементного камня достигает наиболее высоких значений и стабилизируется на этом уровне. Время достижения максимально стабильных значений прочности камня при температурах 80–100°C составляет около 15–20 часов.

Эти два графика подтверждают нецелесообразность применения чистого портландцемента при температурах выше 100°C. Для температуры 110°C после 48 часов твердения кривая прочности начинает плавно стабилизироваться. Это может говорить о том, что гидратация

РИС. 1. Влияние температуры на прочность цементного камня

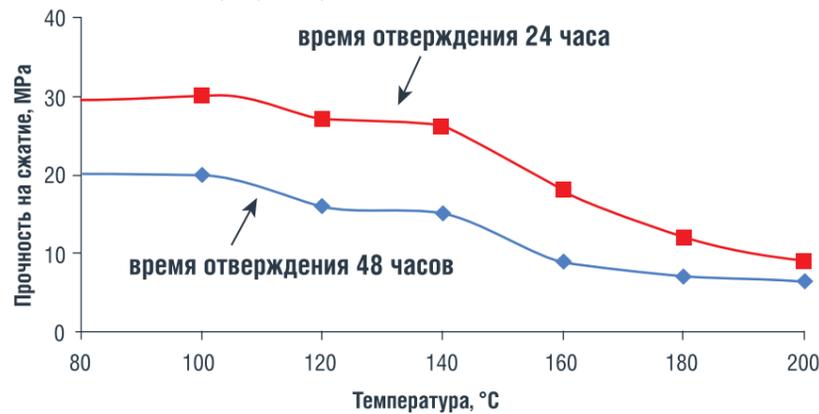
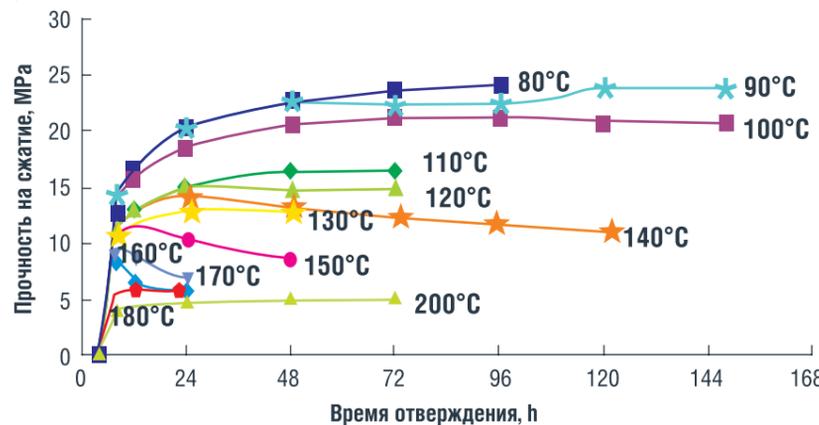


РИС. 2. Изменение прочности цементного камня при твердении в различных температурных условиях



цементного камня достигла максимального значения и полностью отражает эффект влияния температуры на скорость процесса гидратации цементного камня. Исследования показали,

что при температуре до 110°C гидратация цементного камня формируется C-S-H(II), обладающий хорошей сетчатой структурой, положительно сказывающейся на прочности цементного камня.

РИС. 3. Структура образования цементного камня

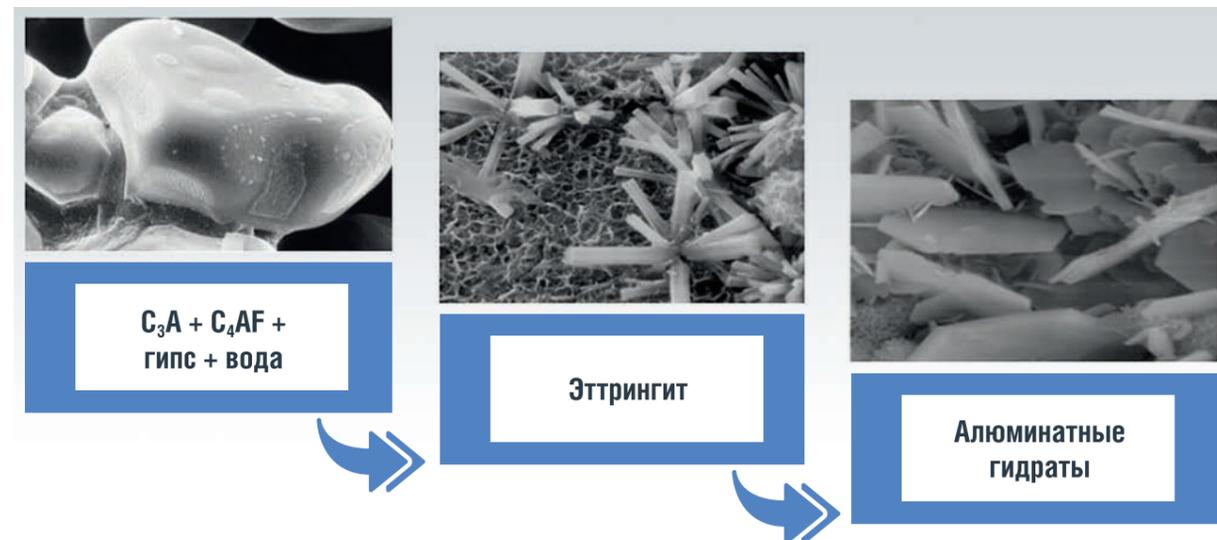


РИС. 4. Цементный раствор под микроскопом



Превращение после температуры 110°C гидросиликата C-S-H(II) в высокоосновный гидросиликат кальция, кристаллизующийся в виде продуктов большого размера и образующийся в форме пластин в цементном камне, ослабляет его прочность из-за низкой прочности контактов. При этом возникает структура, обладающая относительно высокой проницаемостью.

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается цемент, основным предметом исследования которого является соотношение оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO<sub>2</sub>). Разработанный цементный раствор способствует продлению срока службы скважины. Приоритетным направлением является использование компонентов в качестве добавки к основному составу цемента для тампонирующего затрубного пространства. Предложенный состав дает возможность увеличить срок службы скважин, а также обеспечивает высокую степень экологической безопасности.

Основные технические характеристики разработки:

- При температуре 150°C и давлении 400 кг/см<sup>2</sup> начало схватывания через 1 ч 50 минут, окончание схватывания 2 ч 10 минут.
- Водоцементное соотношение 45%.

- Растекаемость менее 18 см.
- Механическая прочность через 2 суток при давлении 500 кг/см<sup>2</sup> и температуре 150°C на изгиб 27 кг/см<sup>2</sup>, на сжатие 62 кг/см<sup>2</sup>.
- Проницаемость 45–47 мд.
- Водоотделение 3%.
- Расширение через 2 суток 0,1%.

В качестве базы сравнения были выбраны наиболее близкие тампонажные материалы по составу и свойствам к разработанному составу.

Тампонажный состав № 1 (Утяжеленный тампонажный раствор, патент РФ № 2169252) предназначен для цементирования обсадных колонн в условиях высоких температур и аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Указанный состав содержит портландцемент тампонажный ПЦТ I-50 – 49,5%, железорудный концентрат (ЖРК-1) – 49,5% и стабилизатор ацетально-спиртовый (САС) – 1%. Недостатком тампонажного состава № 1 является высокое водоотделение тампонажного раствора, которое приводит к его неустойчивости по седиментационным процессам. Тампонажный состав № 2 (Утяжеленный тампонажный раствор, патент РФ № 2591058) является седиментационно устойчивым подвижным раствором, используемым для цементирования глубоких скважин в интервале аномально высоких пластовых давлений и температур.

В состав тампонажного раствора входят портландцемент тампонажный ПЦТ 1G-CC-1 – 69,8%, концентрат галенитовый КГ-2 – 29,8%, нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) – 0,3% и Натросол 250 EXR – 0,1%. К основному недостатку тампонажного состава № 2 относится невысокая прочность на сжатие полученного цементного камня при условиях высоких давлений и температур [1].

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что данные разработки являются слабым элементом для крепления скважин.

Эффективность разработки заключается в том, что раствор, с помощью которого увеличится срок службы наклонно-направленной скважины при высокой температуре, поможет решить проблему регрессии прочности камня путем уменьшения массового соотношения оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO<sub>2</sub>) до 1. Такой способ приведет к сохранению свойств цементного камня, что обеспечит высокую степень экологической безопасности. Данная технология будет применяться на месторождениях при проведении работ по креплению скважины. Потребителями будут являться буровые, операторские и сервисные нефтегазовые компании. ●

Литература

1. Утяжеленный тампонажный раствор / Патент РФ № 2591058, опублик. 10.07.2016.
2. Табатабаи Моради С.Ш. Разработка седиментационно-устойчивых утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 2. С. 39–41.
3. Тампонажный материал для температурного диапазона 160–300°C / Д.Л. Бакиров [и др.] – М.: Society of Petroleum Engineers, 2016. – 16 с.
4. Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В.П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С. 32–35.
5. Barree R.D., Miskimins J.L. Consideration of Breakdown Conditions of Directional Wells / ARMA-2016-044 // 50th U.S. Rock Mechanics and Geomechanics Symposium, 26-29 June, Texas, USA, 2016 – 18 p.

KEYWORDS: directional borehole, cementing, formulation of the cement part, heat resistance.

# МОБИЛЬНЫЙ ГАЗЛИФТНЫЙ КОМПЛЕКС

## для перевода скважин блок-кондуктора на механизированную добычу

**Завьялов  
Александр Александрович**

ООО «ЛУКОЙЛ-  
Нижевожскнефть»

**Языков  
Иван Владимирович**

ООО «ЛУКОЙЛ-  
Нижевожскнефть»

**Нухаев  
Марат Тохтарович**

Сибирский федеральный  
университет,  
Институт автоматики  
и электротехники СО РАН

**Кабанов  
Василий Алексеевич**

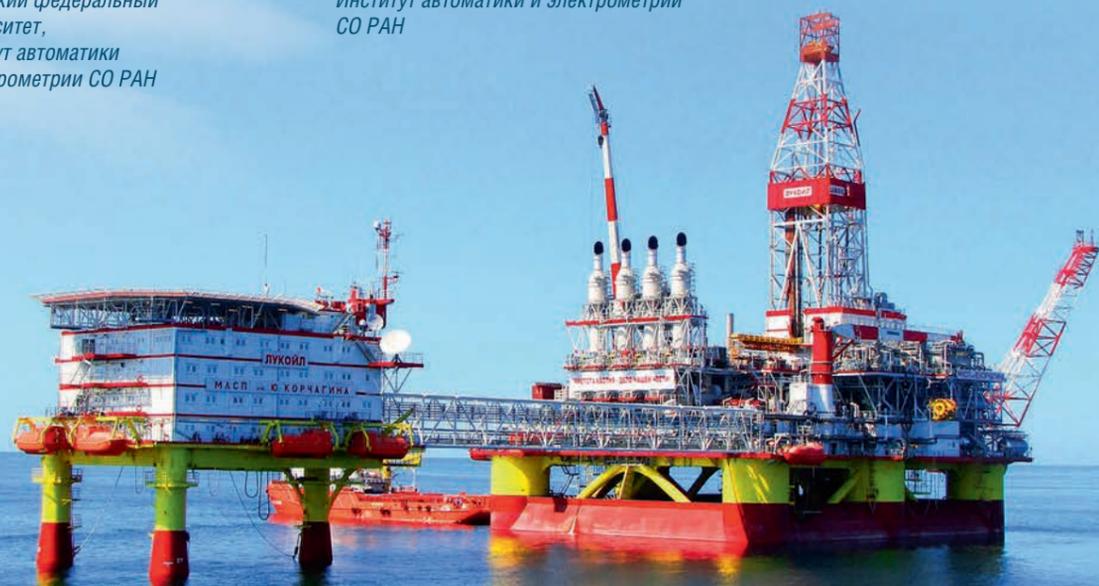
Институт автоматики и электротехники  
СО РАН

**Зайцев  
Александр Васильевич**

Институт теоретической и прикладной  
механики СО РАН

**Гусаченко  
Татьяна Юрьевна**

Институт автоматики и электротехники  
СО РАН



АВТОРЫ СТАТЬИ РАССКАЗЫВАЮТ ОБ УСТАНОВКЕ МОБИЛЬНОГО ГАЗЛИФТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПЕРЕВОДА СКВАЖИН БЛОК-КОНДУКТОРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА НА МЕХАНИЗИРОВАННУЮ ДОБЫЧУ ВЗАМЕН СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗЛИФТНОГО ТРУБОПРОВОДА. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ВСЕ ЭТАПЫ ВНЕДРЕНИЯ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОТ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ИНЖЕНЕРНЫХ РАСЧЕТОВ, ДО ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ, ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ДАННОГО КОМПЛЕКСА. В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН БЛОК-КОНДУКТОРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА СТОЛКНУЛИСЬ СО СЛЕДУЮЩЕЙ ПРОБЛЕМОЙ – ОТ МОРСКОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ ДО БЛОКА-КОНДУКТОРА НЕ ПРОЛОЖЕН ТРУБОПРОВОД ГАЗЛИФТНОГО ГАЗА ДЛЯ ВОЗМОЖНОГО ПЕРЕХОДА СКВАЖИН НА МЕХАНИЗИРОВАННУЮ ДОБЫЧУ. АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВАРИАНТОМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СКВАЖИН БЛОК-КОНДУКТОРА ГАЗЛИФТНЫМ ГАЗОМ ЯВЛЯЕТСЯ УСТАНОВКА МОБИЛЬНОГО ГАЗЛИФТНОГО КОМПЛЕКСА (МГК) ПРЯМО НА БЕЗЛЮДНОЙ ПЛАТФОРМЕ. МГК БУДЕТ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КОМПАКТНЫЙ СЕПАРАТОР ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ОТ СКВАЖИНЫ-ДОНОРА, ОТ КОТОРОГО К ДОБЫВАЮЩИМ СКВАЖИНАМ БУДЕТ ПОДХОДИТЬ СИСТЕМА ПОДАЧИ ОТСЕПАРИРОВАННОГО ГАЗЛИФТНОГО ГАЗА С КОМПЛЕКТАМИ РЕГУЛИРОВАНИЯ И РАСХОДОМЕТРИИ. ДАННАЯ СИСТЕМА ПОЗВОЛЯЕТ ПЕРЕВЕСТИ СКВАЖИНЫ БЕЗЛЮДНОГО БЛОКА-КОНДУКТОРА НА БЕСКОМПРЕССОРНУЮ ГАЗЛИФТНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ И УДАЛЕННО РЕГУЛИРОВАТЬ ДОБЫЧУ И УПРАВЛЯТЬ РАБОТОЙ СКВАЖИН

THE PURPOSE OF THIS WORK IS TO STUDY THE INSTALLATION OF A MOBILE GAS-LIFT COMPLEX FOR THE TRANSFER OF WELLS OF THE BLOCK-CONDUCTOR OF THE FIELD NAMED AFTER. YU. KORCHAGIN FOR ARTIFICIAL LIFT TO REPLACE THE CONSTRUCTION OF A GAS LIFT PIPELINE. THE PAPER PRESENTS ALL STAGES OF THE IMPLEMENTATION OF THIS TECHNOLOGY FROM CONCEPTUAL DESIGN, ENGINEERING CALCULATIONS, TO ECONOMIC JUSTIFICATION, IMPLEMENTATION AND OPERATION OF THIS COMPLEX. DURING THE OPERATION OF THE WELLS OF THE BLOCK-CONDUCTOR OF THE FIELD NAMED AFTER. YU. KORCHAGIN FACED THE FOLLOWING PROBLEM – FROM THE OFFSHORE ICE-RESISTANT STATIONARY PLATFORM TO THE CONDUCTOR BLOCK, A GAS-LIFT GAS PIPELINE WAS NOT LAID FOR A POSSIBLE TRANSITION OF WELLS TO ARTIFICIAL LIFT. AN ALTERNATIVE OPTION FOR PROVIDING THE WELLS OF THE BLOCK-CONDUCTOR WITH GAS-LIFT GAS IS THE INSTALLATION OF A MOBILE GAS-LIFT COMPLEX (MGC) DIRECTLY ON AN UNMANNED PLATFORM. MGC WILL BE A COMPACT GAS-LIQUID MIXTURE SEPARATOR FROM A DONOR WELL, FROM WHICH A SEPARATED GAS-LIFT GAS SUPPLY SYSTEM WITH CONTROL AND FLOW METERING KITS WILL BE CONNECTED TO PRODUCTION WELLS. THIS SYSTEM MAKES IT POSSIBLE TO TRANSFER THE WELLS OF AN UNMANNED CONDUCTOR BLOCK TO NON-COMPRESSOR GAS-LIFT OPERATION AND REMOTELY REGULATE PRODUCTION AND CONTROL THE OPERATION OF WELLS

Ключевые слова: механизированная добыча, мобильный газлифтный комплекс, газлифтный трубопровод, блок-кондуктор, скважина.

### Общая характеристика месторождения им. Ю. Корчагина

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в центре северной части Каспийского моря в 175 км от г. Астрахань (рисунк 1). Данное месторождение является первым морским месторождением, разрабатываемым в российском секторе Каспийского моря.

В тектоническом плане месторождение им. Ю. Корчагина расположено на южном склоне морского продолжения кряжа Карпинского, в пределах Каспийско-Мангышлакской системы поднятий и входит в Ракушечно-Широтную зону поднятий.

Согласно нефтегеологическому районированию месторождение им. Ю. Корчагина расположено в Карпинско-Мангышлакской морской нефтегазогеологической области, Корчагинском НГР и одноименной зоне нефтегазоаккумуляции.

На месторождении нефтегазоносность установлена в мезозойско-кайнозойском комплексе пород. Коллекторы

РИС. 1. Месторождение им. Ю. Корчагина на Каспийском шельфе



представлены терригенными отложениями (нижний мел) и карбонатными отложениями (верхняя юра). Основные промышленные запасы нефти содержатся в неокомском надъярусе. Залежь неокомского надъяруса

пластовая сводовая, сложного строения, приурочена к ловушке структурно-тектонического типа. Коэффициент песчаности – 0,75. Тип коллектора поровый, присутствует неоднородность по фильтрационным свойствам.

Пластовая нефть некома по данным исследования глубинной пробы легкая (709 кг/м<sup>3</sup>), маловязкая (0,72 мПа·с). Газосодержание нефти – 104,3 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,258. Давление насыщения нефти газом равно 12,0 МПа. Содержание парафинов в нефти 9%, содержание серы в нефти 0,08%. Газ метановый, содержит около 10 моль % гомологов метана и около 2 моль % азота и углекислого газа [1].

Потенциальное содержание C<sub>5+</sub> в пластовом газе 75 г/м<sup>3</sup>, КГФ по нестабильному конденсату 69,3 г/м<sup>3</sup>. Плотность стабильного конденсата 723 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 0,56 мПа·с.

Запасы по категориям доказанные, вероятные и возможные оцениваются в 570 млн баррелей нефтяного эквивалента. Извлекаемые запасы оцениваются в 28,8 млн тонн нефти и 63,3 млрд м<sup>3</sup> газа.

Значительным осложнением для добычи на месторождении является малая толщина нефтяной оторочки (в среднем 20 метров) при значительной мощности газовой шапки (до 120 метров).

В результате при добыче основной силой для движения нефти на поверхность является энергия газа в газовой шапке, что приводит к ранним прорывам газа и падению дебитов скважин по нефти. В то же время при падении давления в газовой шапке (в случае недостаточной обратной закачки газа) начинается активное движение воды в нефтяную оторочку, что приводит к быстрому обводнению нефтяных пропластков [1].

Блок-кондуктор (БК) – ледостойкая морская стационарная платформа, предназначенная для одновременного бурения и эксплуатации скважин, работающая по безлюдной технологии с минимальным количеством оборудования с дистанционным управлением (рисунок 2).

РИС. 2. Блок-кондуктор месторождения им. Ю. Корчагина



Функции управления и контроля осуществляются с ЛСП-1 месторождения им. Ю. Корчагина.

По состоянию на 01.08.2020 на блок-кондукторе пробурено 6 добывающих скважин на неокомский надъярус (№ x1, x2, x3, x4, x5, x6), до конца 2020 года будет завершено строительство двухствольной скважины № x7 на неокомский надъярус и скважины № x8 на келловейский ярус. Характер работы первых скважин подтвердил наличие массивной газовой шапки в восточной части залежи месторождения им. Ю. Корчагина, однако последующий рост обводненности на скважинах поставил перед необходимостью перехода на механизированную добычу [1].

### Проблемы с переводом скважин на механизированную добычу

От морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) до блока-кондуктора (БК) не проложен трубопровод газлифтного газа для возможного перехода скважин на механизированную добычу, так как наличие массивной

газовой шапки предполагало упруго-газонапорный режим и в этой части месторождения. Первые пробуренные в 2018 году скважины показали повышенные газовые факторы во время эксплуатации и первоначально подтвердили фонтанную добычу. Однако в июле 2019 года после планового останова эксплуатационно-технологического комплекса не вышла на режим интеллектуальная четырехзонная скважина № x4. Причиной прекращения фонтанирования скважины стали межзонные перетоки пластовой воды из высокообводненной зоны А в участки со сниженным забойным давлением С и D (рисунок 3).

В течение пяти месяцев предпринимались попытки запуска скважины № x4 путем подачи нефти и азота, которые не привели к положительным результатам.

В декабре 2019 года из верхней газлифтной мандрели при помощи специального инструмента с третьей попытки была извлечена глухая пробка. Взамен произведена установка рабочего газлифтного клапана типа Oriflce (аналог обратного клапана). Путем подачи части газожидкостной смеси от скважины-донора № x1 в затрубное пространство скважины № x4 (расход газа – 43 тыс. м<sup>3</sup>/сут, расход нефти – 4 т/сут) по временной линии удалось провести освоение и запустить в добычу (рисунок 4).

Скважина № x4 проработала на временном газлифте порядка одного месяца, затем в течение семи месяцев скважина работала в фонтанном режиме, но с ростом обводненности вновь перешла на механизированную добычу.

Несмотря на успешный результат освоения, базовая проблема отсутствия возможности перехода скважин на постоянную механизированную добычу

РИС. 3. Межзонные перетоки пластовой воды в скважине № x4

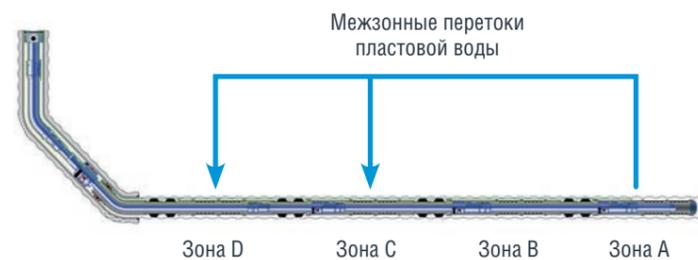


РИС. 4. Схема освоения скважины № x4 от скважины № x1



не была решена. Базовый вариант – строительство газлифтного трубопровода от МЛСП до БК протяженностью 7,83 км с сооружением газлифтного манифольда – имеет два значительных недостатка:

- высокая стоимость строительства ≈ 3,2 млрд рублей,
- значительный срок реализации проекта (порядка трех лет).

Таким образом, строительство трубопровода газлифтного газа значительно ухудшает экономические показатели разработки месторождения им. Ю. Корчагина в целом.

Тем не менее эксплуатационные скважины блок-кондуктора обеспечивают порядка 40% от общей добычи месторождения. В настоящее время в зоне риска прекращения фонтанирования находятся скважины № x4 и № x5 с обводненностью порядка 50%. Также высокорискованными являются планируемые к бурению в 2020 году новые скважины:

- двухствольная № x7 – оба ствола расположены на удалении от вершины газовой шапки, в связи с чем ожидается небольшое количество прорывного газа;
- интеллектуальная № x8, целевой объект которой – келловейская залежь с потенциально низким газовым фактором.

### Предпосылки к созданию мобильного газлифтного комплекса

Освоение скважины № x4 в декабре 2019 года путем подачи газожидкостной смеси от скважины № x1 подтолкнуло к альтернативному варианту обеспечения скважин блок-кондуктора газлифтным газом – установке мобильного газлифтного комплекса (МГК) прямо на безлюдной платформе.

МГК будет представлять собой компактный сепаратор газожидкостной смеси от скважины-донора № x1, от которого к добывающим скважинам будет подходить система подачи отсепарированного газлифтного газа с комплектами регулирования и расходомерии.

Ориентировочная потребность в газлифтном газе составит 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут для одной добывающей скважины, т.е. максимально для

четырех скважин потребуется 160 тыс. м<sup>3</sup>/сут отсепарированного газа.

Основным элементом МГК будет компактный сепаратор горизонтального или вертикального исполнения, способный пропускать через себя не менее 160 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа (рисунки 5, 6).

РИС. 5. Варианты исполнения компактного сепаратора мобильного газлифтного комплекса (вертикальное исполнение)

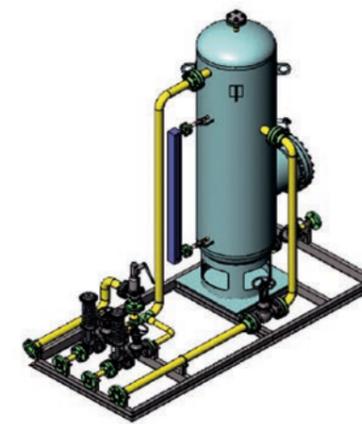
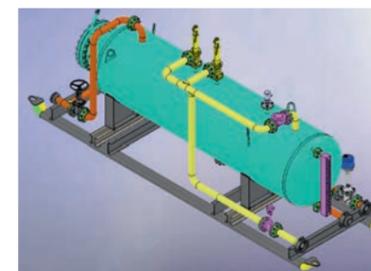


РИС. 6. Варианты исполнения компактного сепаратора мобильного газлифтного комплекса (горизонтальное исполнение)



В качестве регуляторов подачи газлифтного газа по скважинам предлагается применение автоматических систем управления подачей газа, состоящей из двух модулей (рисунок 7):

1. Запорно-регулирующий клапан (ЗРК) – замеряет основные параметры закачиваемого флюида на устье (давление, температура, технологический расход), а также регулирует работу скважины путем автоматического контроля закачки или давления (на устье или забое скважины).
2. Блок автоматики – осуществляет сбор, управление и передачу данных со скважины (куста скважин) в цех ДНГ и /или офис компании [2].

РИС. 7. Вариант исполнения автоматических систем управления подачей газа мобильного газлифтного комплекса



Автоматическая система позволит:

- постоянно контролировать (при помощи уставки по расходу или по давлению) и проводить технологические замеры закачиваемого флюида (газлифтного газа) в режиме реального времени;
- автоматически поддерживать заданные параметры закачки (даже в случае изменений в системе закачки);
- управлять работой каждой скважины удаленно с пульта оператора МЛСП им. Ю. Корчагина;
- получить данные по скважине в режиме реального времени [2].

Кроме того, с целью полного учета углеводородных потоков предлагается на основных линиях установить однофазные расходомеры для существенно неоднородной среды (рисунок 8).

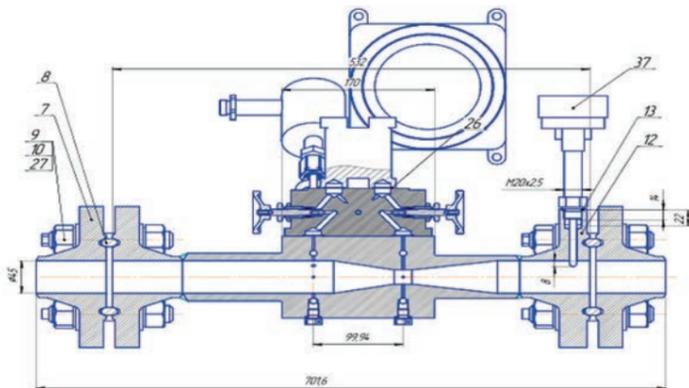
В данных типах расходомеров расход среды определяют методом переменного перепада давления в сужающем устройстве – трубе Вентури.

Преимущества однофазных расходомеров с трубкой Вентури:

- конструкция, препятствующая «заморозке» измерительных элементов (тромбы-гидраты в потоке);
- отсутствие вихревых, застойных зон, вносящих большую погрешность в точность измерений;
- низкая чувствительность к содержанию влаги в измеряемой газовой среде.

Таким образом, спроектированный и установленный мобильный

РИС. 8. Чертеж и пример однофазного расходомера для существенно неоднородной среды



газлифтный комплекс позволит в полной мере использовать проектный механизированный способ добычи для поддержания требуемых уровней отбора жидкостей.

Преимущества создания МГК на блок-кондукторе месторождения им. Ю. Корчагина:

- низкая стоимость оборудования в сравнении со строительством трубопровода (130 млн рублей),
- средний срок реализации проекта (два года),
- близкое к проектному решение в части механизированной добычи на скважинах,
- наличие места на блок-кондукторе для его штатной установки,
- возможность переподключений скважины-донора и скважин-потребителей.

В то же время МГК имеет недостатки в части:

- зависимость от режима работы основной скважины-донора (№ x1) и потенциальных скважин-доноров (№ x2, x3, x6).
- ограниченное число скважин для подключения (предполагается подключение четырех скважин).

При значительном истощении газовой шапки предлагается бурение специальной газодобывающей скважины на альбский ярус с прямой подачей отсепарированного газа на нефонтанирующий фонд скважин.

### Экономические расчеты

Для расчета экономической эффективности установки мобильного газлифтного комплекса посчитаны потенциальные потери добычи нефти из-за прекращения фонтанирования скважин

в соответствии с расчетами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и фактическим состоянием:

- 1) скважина № x4 – с августа 2020 года;
- 2) скважина № x5 – с января 2021 года;
- 3) скважины № x7 и № x8 с января 2023 года.

Кроме того, в соответствии с календарным графиком разработки и установки мобильного газлифтного комплекса ввод его в эксплуатацию возможен в начале 2023 года.

Суммарные потери добычи за 2023 год составят 206 990 тонн нефти, что составит 62,1 млн долларов США (при стоимости 1 барреля = 40 долларов США), или 4 533,14 млн рублей (при среднем курсе 1 доллар США = 73 рубля).

Стоимость реализации проекта мобильного газлифтного комплекса оценивается в 130 млн рублей, которые суммируются из следующих затрат:

- пофазовая реализация проекта с разработкой рабочей конструкторской документации на сумму 20 млн рублей;
- закупка МГК на сумму 80 млн рублей;
- монтаж МГК на блок-кондукторе на сумму 30 млн рублей.

Мобильный газлифтный комплекс сможет обеспечить постоянной подачей газа не менее четырех скважин. Соответственно, для перевода скважин № x4, x5, x7, x8 на механизированную добычу потребуется 130 млн рублей.

Экономический эффект для блок-кондуктора им. Ю. Корчагина составит 4 533,14 – 130,00 = 4 403,14 млн рублей.

### Заключение

Высокие капитальные затраты на строительство трубопроводов газлифтного газа ухудшают технико-экономические показатели новых удаленных объектов – блок-кондукторов, разрабатывающих относительно небольшие по запасам залежи.

Альтернативным вариантом является установка мобильных газлифтных комплексов для сепарации газа от скважины-донора и подачи его нефонтанирующим скважинам-потребителям.

Перспективными объектами для внедрения МГК взамен строительства газлифтного трубопровода являются действующий блок-кондуктор месторождения им. Ю. Корчагина. Экономический эффект от внедрения МГК на блок-кондукторе им. Ю. Корчагина составляет 4,4 млрд рублей.

Успешная реализация данного проекта позволит не только избежать значительных потерь добычи нефти, но и отменить высокочрезмерное строительство подводных газопроводов для новых морских проектов. ●

### Литература

1. Сваровская М.Г., Сеньков А.А., Золотухин А.Б. Российский шельф: накопленный опыт и перспективы освоения Северного Каспия / SPE-171316.
2. Ульянов В., Кучурин А., Кибирев Е., Грызунов А., Бак В.С., Рымаренко К.В., Нухаев М.Т., Дадакин Н. Внедрение интеллектуальной системы контроля закачки газа для оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ / SPE-191533-18RPTC-RU.

KEYWORDS: *mechanized mining, mobile gas lift complex, gas lift pipeline, block conductor, well.*

Крупнейшие в России и СНГ отраслевые бизнес-конференции для нефтегазохимической отрасли в самом центре Москвы.

8я ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# МОНЕТИЗАЦИЯ ГАЗА РОССИИ И СНГ

5-6 апреля 2022



10 ЛЕТ

истории мероприятия



2 МЕРОПРИЯТИЯ

на одной площадке



500+

участников



10я ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЕХИМИЯ РОССИИ И СНГ

7-8 апреля 2022

-10% НА УЧАСТИЕ С БОНУС-КОДОМ NEFTEGAZ10

СИБУР

При партнёрской поддержке



# ОСТАТОЧНАЯ ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ



**Глотов  
Антон Васильевич**  
АО «ТомскНИПИнефть»,  
Институт проблем нефти  
и газа Российской  
академии наук (ИПНГ РАН)

**Скрипкин  
Антон Геннадьевич**  
АО «ТомскНИПИнефть»

**Молоков  
Петр Борисович**  
«Национальный  
исследовательский  
ядерный университет  
«МИФИ»

**Михайлов  
Николай Нилович**  
РГУ нефти и газа  
им. И.М. Губкина,  
Институт проблем нефти  
и газа Российской  
академии наук (ИПНГ РАН)

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА НОВАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНХРОННОГО ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА, СОВМЕЩЕННОГО С ГАЗОВОЙ ИК- И МС-СПЕКТРОСКОПИЕЙ. ПОДРОБНО РАССМОТРЕНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСТРАКЦИОННО-ДИСТИЛЛЯЦИОННОГО СПОСОБА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ И ОСТАТОЧНОЙ НАСЫЩЕННОСТИ В СРАВНЕНИИ С РАЗРАБОТАННЫМ МЕТОДОМ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ВЫЯСНЕНО СУЩЕСТВЕННОЕ ЗАНИЖЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЯХ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ, А СТРУКТУРА НАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД ОКАЗАЛАСЬ ТИПИЧНОЙ ДЛЯ ТРАДИЦИОННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. ЗНАЧЕНИЯ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ И ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ПО РАЗРЕЗУ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СИЛЬНО МЕНЯЮТСЯ, ЧТО ТАКЖЕ ПРОТИВОРЕЧИТ УСТОЯВШЕМУСЯ МНЕНИЮ О СЛАБОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ГЛУБИНЕ

THE ARTICLE PROPOSES NEW METHODS FOR DETERMINING THE RESIDUAL WATER SATURATION OF THE BAZHENOV FORMATION OIL SOURCE ROCKS USING SYNCHRONOUS THERMAL ANALYSIS COMBINED WITH GAS INFRARED AND MASS SPECTROSCOPY. THE EFFICIENCY OF EXTRACTION-DISTILLATION DETERMINATION OF OPEN POROSITY AND RESIDUAL SATURATION COMPARED WITH THE DEVELOPED METHOD ARE CONSIDERED IN DETAIL. BASED ON THE RESULTS OF STUDIES OF THE BAZHENOV FORMATION ROCK PROPERTIES, A SIGNIFICANT UNDERESTIMATION OF THE RESIDUAL WATER SATURATION IN ACTUAL METHODOLOGICAL RECOMMENDATIONS FOR CALCULATING RESERVES WAS FOUND, AND THE ROCK SATURATION STRUCTURE TURNED OUT TO BE TYPICAL FOR TRADITIONAL LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS. THE VALUES OF OPEN POROSITY AND RESIDUAL WATER SATURATION THROUGH THE SECTION OF THE BAZHENOV FORMATION VARY SIGNIFICANTLY, WHICH ALSO CONTRADICTS THE POPULAR OPINION ABOUT THE WEAK VARIABILITY OF ROCK PROPERTIES IN DEPTH

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: баженовская свита, водонасыщенность, низкопроницаемые коллекторы, экстракция, синхронный термический анализ.

Любой вопрос, касающийся оценок насыщенности пород баженовской свиты, вызывает множество дискуссий. Неопределенность в величине насыщенности хорошо продемонстрирована в оценках геологических/извлекаемых ресурсов углеводородов (УВ) в баженовской свите, которые

различаются на целые порядки: от 1,2/0,3 до 10,5/7,5 (Брехунцов и др., 2017) и до 120/3,1 млрд т (Волков, 2018). В работе под названием «Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-

Сибирской нефтегазоносной провинции» (2017) коэффициент нефтенасыщенности в зависимости от литотипа рекомендуется принимать равным от 85 до 95 %, то есть водонасыщенность пород составляет от 5 до 15 %. При этом, как правило, для подтверждения значений

водонасыщенности не проводятся лабораторные исследования остаточной водонасыщенности (Кво) керн. Обусловлено это не адаптированностью стандартных лабораторных методов определения Кво керн, который рассчитывается исходя из значений водосодержания и объема открытых пор керн. Большинство стандартных методов не позволяет достоверно определить ни один из этих параметров применительно к породам баженовской свиты, относящихся к нетрадиционным коллекторам. В качестве методов определения водосодержания и открытой пористости (объема открытых пор) применяются реторта и экстракционно-дистилляционный метод. Температура в реторте ограничена 170 °С (в зависимости от технических возможностей), но температура кипения тяжелой фракции остаточной нефти в порах гораздо выше и, учитывая преобладающих размер пор в породах баженовской свиты менее 1 мкм, часть воды остается заблокированной в порах и не выделяется в процессе нагревания. Если добавить сюда еще негерметичность системы и неприспособленность для измерения небольших количеств воды, то получаемые значения водосодержания являются далекими от истинных. Проведенные нами исследования показывают, что при повторном исследовании в реторте (140 °С в течение 7 часов) из образцов керн снова выделяется вода. Экстракционно-дистилляционный метод обладает не селективным действием по отношению к органическому веществу (ОВ) со всеми вытекающими последствиями (разрушение образца, трансформация поровой структуры,

ТАБЛИЦА 1. Способы экстрагирования керн баженовской свиты в различных организациях

Организация	Насыщенность УВ/литотип	Экстракция
№1	Любая	2 недели толуолом в аппарате Сокслета
№2	Средняя степень насыщенности	10 дней хлороформом (14 дней бензолом) в аппарате Сокслета
	Сильная степень насыщенности	2–3 дня бензолом + то же
№3	Любая	5–7 дней хлороформом в аппарате Сокслета
№4	Карбонаты	спиртобензольной смесью в аппарате Сокслета, 3 дня CO <sub>2</sub> + толуол, керосином в кернодержателе (200 поровых объемов)
	Алевриты	спиртобензольной смесью в аппарате Сокслета, 3 дня CO <sub>2</sub> + толуол

искажение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и т.д.), очень длительный по времени, а получаемые значения полностью зависят от продолжительности экстракции. Например, средние значения Кво керн баженовской свиты, опубликованные в литературе, изменяются от 5,8% (Ермаков, Кирсанов, 1995), 17,3% (Дорофеева, 1983) до 20% (Кузьмин, Судат, 2011). Понятно, что опираться на полученные таким образом значения Кво при планировании разработки или подсчете запасов следует с большой осторожностью.

Нами разработан новый способ определения Кво, позволяющий адаптировать стандартные методы к особенностям пород баженовской свиты. Метод основан на синхронном термическом анализе, совмещенном с ИК-спектроскопией и масс-спектроскопией. Особенности метода изложены в работе (Глотов, 2021) и в настоящей работе мы расскажем об эффективности жидкостной экстракции

органическими растворителями, влияющей на дальнейшие оценки ФЕС, приведем сравнительный анализ зависимостей открытой пористости (Кпо) и Кво, полученных стандартными методами и нового метода, а также распределение искомых значений по разрезу баженовской свиты.

## Эффективность жидкостной экстракции органическими растворителями

Жидкостная экстракция органическими растворителями является неотъемлемой частью подготовки керн к дальнейшему определению фильтрационно-емкостных свойств. Единого подхода к методике экстрагирования пород баженовской свиты не существует, как и критериев полноты извлечения флюидов из порового пространства (табл. 1). Также нет единства и относительно самих образцов – использовать стандартные цилиндрические или раздробленные образцы (рис. 1).

РИС. 1. Зависимость открытой пористости и проницаемости для цилиндрических (диаметр 30 мм, слева) и раздробленных (фракция 5–10 мм, справа) образцов до и после экстракции

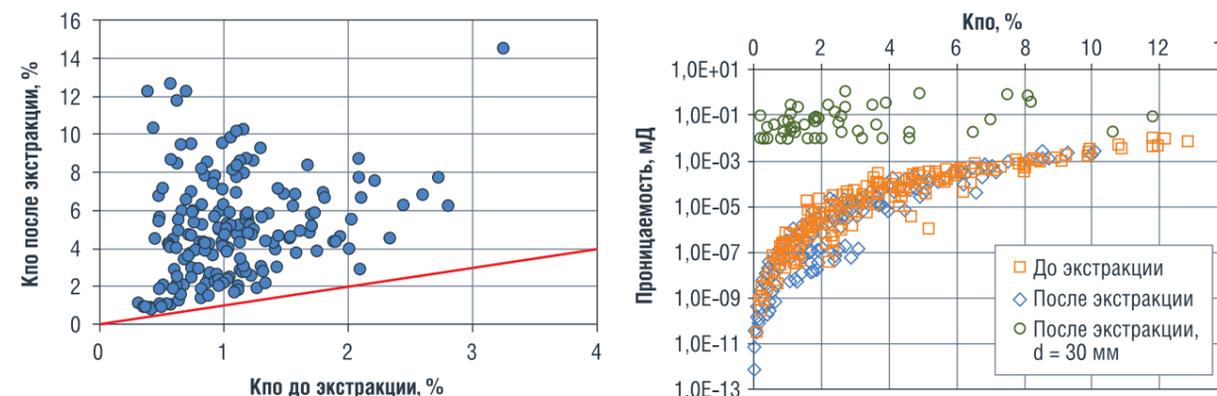
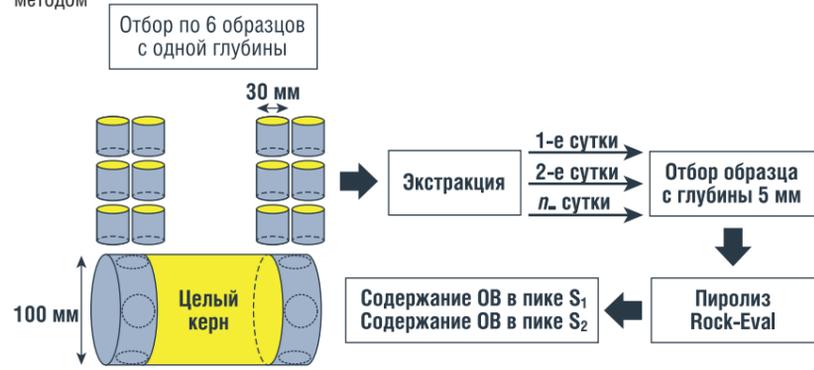


РИС. 2. Схема определения эффективности жидкостной экстракции пиролитическим методом



Исследование зависимости проницаемости и открытой пористости образцов до и после экстракции показывает, что в случае цилиндрических образцов (диаметр 30 мм) зависимости не обнаруживается, а для раздробленных образцов она отчетливо прослеживается.

Оценка эффективности экстракции или полноты очистки открытых пор и извлечения насыщающих их флюидов была проведена двумя группами сотрудников разными методами, независимо друг от друга. В первом случае эффективность экстракции определялась пиролитическим методом (Rock-Eval) по содержанию условно мобильного ОБ в пике S<sub>1</sub> и немобильного (или маломобильного) в пике S<sub>2</sub>. Для этого из керна баженовской свиты

с одной глубины отбиралось по 6 одинаковых образцов (рис. 2). Затем образцы экстрагировались в аппарате Сокслета смесью толуола и изопропилового спирта в соотношении 1:1. Длительность экстракции образцов, отобранных с одной глубины, изменялась от 1 до 14 суток. По завершению каждого суток с глубины 5 мм от поверхности экстрагируемого образца отбиралась проба для пиролитического анализа с определением содержания условно мобильного и немобильного ОБ в пике S<sub>1</sub> и S<sub>2</sub> соответственно.

Результаты исследования показывают, что по завершению 14 суток ОБ в пике S<sub>1</sub> полностью не исчезает, в то же время содержание немобильного ОБ в пике S<sub>2</sub> снижается (рис. 3, табл. 2).

Затем, используя полученные результаты пиролитической оценки содержания условно мобильного ОБ в пике S<sub>1</sub> для образцов с разной продолжительностью экстрагирования, было рассчитано общее (по объему образца) содержание ОБ в зависимости от длительности экстрагирования (рис. 4).

Оценка эффективности экстракции определялась также с использованием синхронного термического анализа, совмещенного с газовой масс-спектрометрией (СТА-МС). Для этого из цилиндрических образцов (диаметр 30 мм, высота от 30 до 45 мм), прошедших экстракцию толуолом в аппарате Сокслета в течение 7 дней, выбуривались миницилиндры (диаметр 5 мм, высота 4–5 мм) с торцевой поверхности цилиндра (глубина 0...4 мм), на глубине 4...8 мм и 15...20 мм (рис. 5, табл. 3). Затем миницилиндры исследовались методом СТА-МС, где фиксировалась интенсивность ионного тока углекислого газа (44 m/z), являющегося продуктом разложения ОБ (и карбонатов).

Полученные результаты свидетельствует о том, что эффективность жидкостной экстракции уменьшается по экспоненте и составляет в лучшем случае первые миллиметры от поверхности образца. В процессе

самой экстракции происходит изменение структуры порового пространства за счет растворения немобильного ОБ (уменьшение пика S<sub>2</sub>). Наш опыт показывает, что после 7-дневной экстракции только 16% цилиндрических образцов (диаметр 30 мм) остаются визуально целыми (без трещин) и, как правило, эти образцы представлены крепкими кремневыми и карбонатизированными породами. В остальных случаях за счет растворения немобильного ОБ образцы покрываются сетью трещин или полностью утрачивают консолидацию и становятся непригодными для дальнейших определений ФЕС (рис. 6). Использование раздробленных образцов снимает ряд проблем присущих цилиндрическим образцам (исключается образование трещин, вклад трещинной пористости, полная очистка пор от условно мобильного ОБ по прошествии 5 суток экстракции), но не исключает изменение структуры порового пространства за счет растворения немобильного ОБ.

### Метод СТА-ИК-МС для определения остаточной водонасыщенности

Методика определения остаточного водосодержания и Кво пород баженовской свиты с использованием синхронного термического анализа, совмещенного с газовой инфракрасной и масс-спектрометрией (СТА-ИК-МС) описана в работе (Глозов, 2021). Методика предусматривает исследование двух образцов, отобранных с одной глубины и с одного слоя. Образцы могут быть в виде миницилиндров (диаметр 5 мм, высота 4–5 мм) или обломков керна весом 100–150 мг. Выбуриваются или откалываются образцы из центральных частей керна, где насыщенность порового пространства наименее изменена. Образцы не экстрагируются, не сушатся, не насыщаются и исследуются «как есть».

РИС. 4. Зависимость общего содержания условно мобильного ОБ (пик S<sub>1</sub>) от времени экстрагирования образца и экспоненциальное изменение содержания условно мобильного ОБ (пик S<sub>1</sub>) по глубине образца. Синий маркер – начальный S<sub>1</sub> 5 мг/г, красный – начальный S<sub>1</sub> 8,5 мг/г, зеленый – раздробленный образец (фракция 5 мм) с начальным S<sub>1</sub> 5 мг/г

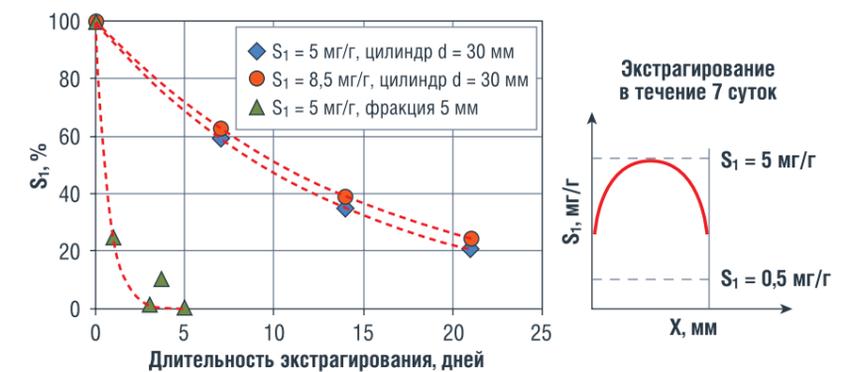


РИС. 5. Пример определения эффективности экстракции методом СТА-МС

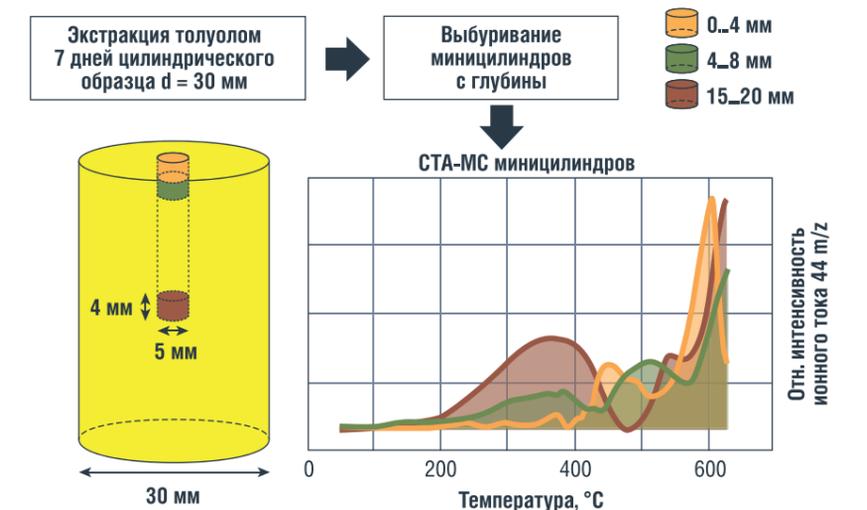


РИС. 3. Зависимость содержания условно мобильного (S<sub>1</sub>) и немобильного (S<sub>2</sub>) ОБ от времени экстрагирования

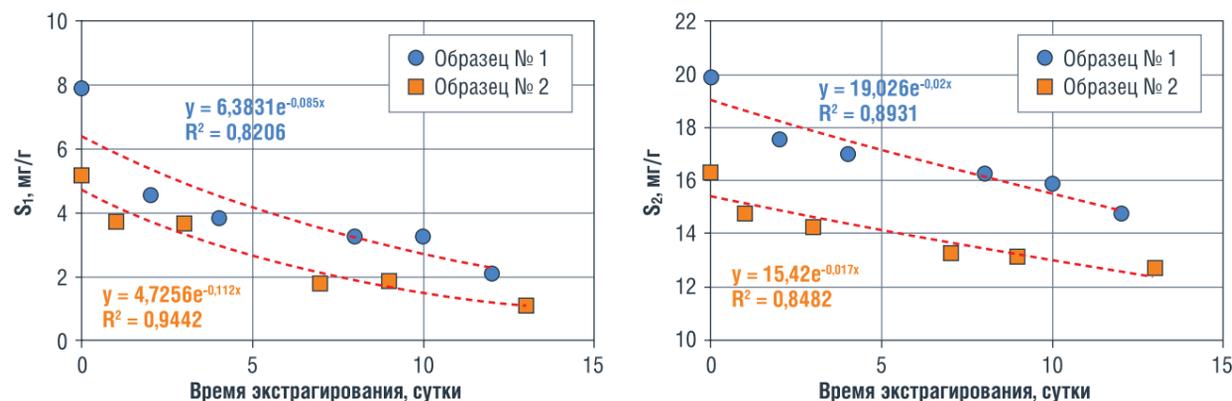


ТАБЛИЦА 2. Минеральный состав образцов, % (РФА)

Образец	Q	Pl	Fsp	Ca	Pu	Ill/Mu	Mlf	Kl
1	66,8	8,9	0,0	0,0	6,8	13,6	3,9	0,0
2	58,1	11,9	0,0	2,0	8,0	16,1	3,9	0,0

\* Q – кварц, Pl – плагиоклаз, Fsp – калиевый полевой шпат, Ca – кальцит, Pu – пирит/марказит, Ill – иллит, Mu – мусковит, Mlf – смешано-слоистые образования, Kl – каолинит

Режим нагревания образцов: предварительная очистка печи в течение 30 мин, скорость нагревания 10 °С/мин, атмосфера инертная (аргон), скорость продувки печи 100 мл/мин.

Первый образец (№ 1) нагревается до 1000 °С для определения водосодержания, типизации и определения содержания физически связанной воды в открытых и закрытых порах, химически связанной воды и температуры завершения испарения УВ из открытых пор («критическая температура»). Второй образец (№ 2)

РИС. 6. Цилиндрические образцы керна баженовской свиты до (сверху) и после (снизу) экстракции толуолом

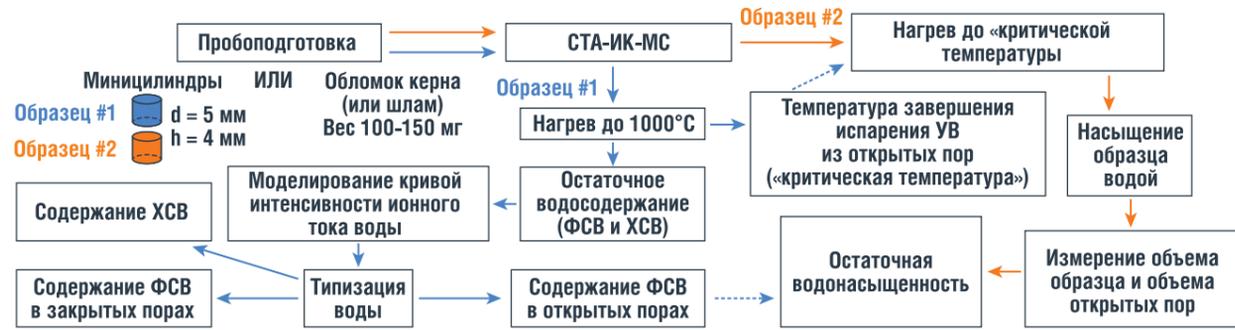


ТАБЛИЦА 3. Минеральный состав образца, % (РФА)

Образец	Q	Pl	Fsp	Ca	Pu	Ill/Mu	Mlf	Kl
38,1	8,9	4,1	1,6	7,5	26,7	5,1	3,1	4,9

\* \*Q – кварц, Pl – плагиоклаз, Fsp – калиевый полевой шпат, Ca – кальцит, Pu – пирит/марказит, Ill – иллит, Mu – мусковит, Mlf – смешано-слоистые образования, Cl – хлорит, Kl – каолинит

РИС. 7. Методика определения остаточного водосодержания и водонасыщенности керн баженовской свиты



нагревается до ранее определенной на первом образце «критической температуры», после чего открытое поровое пространство считается полностью очищенным от УВ (рис. 7). Достижение полной очистки открытого порового пространства от УВ неоднократно проверялось путем повторного нагрева образцов. Например, на рис. 8 приведена реальная термограмма образца баженовской свиты, совмещенная с масс-спектром по воде (18 m/z) и ИК-спектром органического вещества (диапазон волновых чисел от 3000 до 2800 см<sup>-1</sup>). Испарение УВ из открытых пор завершается при 318 °С (образец №1). Для определения степени очистки

открытых пор от УВ образец №2 (дубль образца №1) был нагрет до 318 °С, затем охлажден до 50 °С и заново нагрет уже до 1000 °С. При повторном нагреве выделение ОВ фиксируется только с 353 °С, что подтверждает полное удаление УВ из открытых пор. После того, как открытые поры очищены от УВ, методом жидкостенасыщения измеряется объем открытых пор, объем Кпо и Кво (используется содержание физически связанной воды в открытых порах). В качестве жидкости насыщения применяется вода. Это обусловлено изменением смачиваемости открытых пор

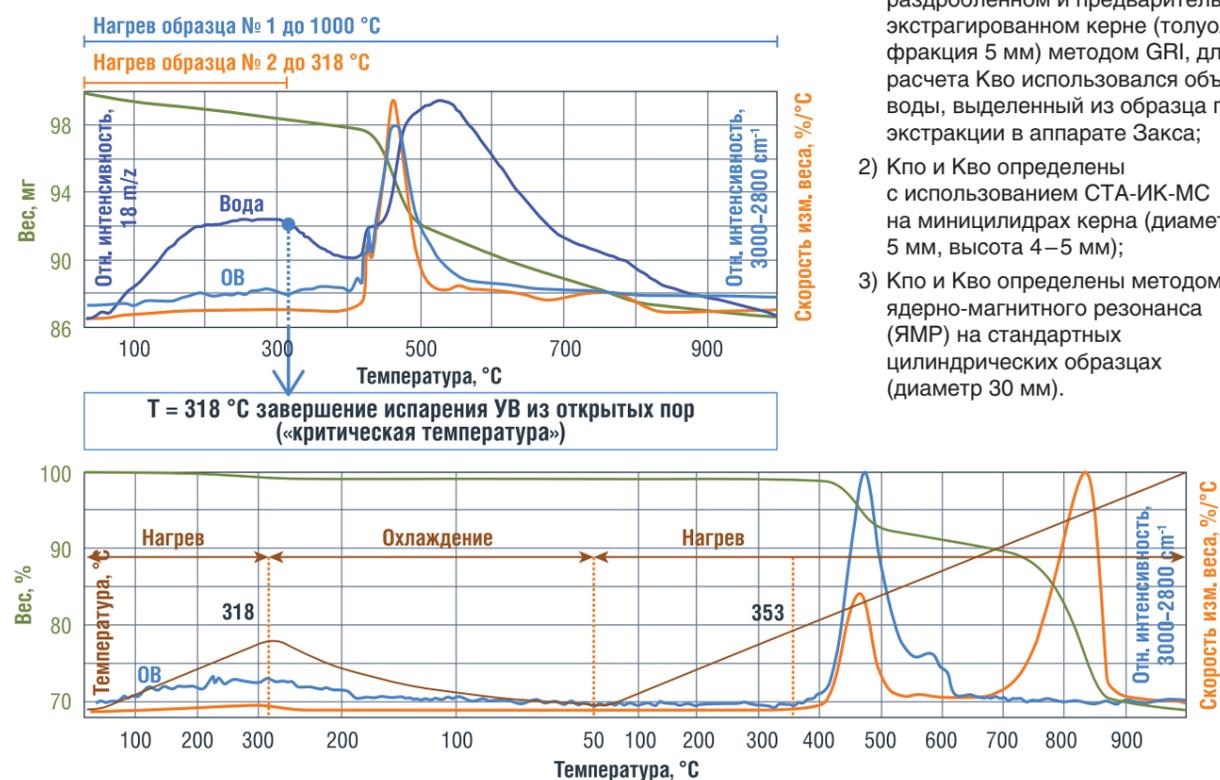
за счет удаления пленки ОВ, покрывающей поверхность пор. Косвенно это подтверждается более высокими значениями открытой пористости при насыщении образцов водой, чем керосином (рис. 9). Об изменении смачиваемости порового пространства пород баженовской свиты при тепловом воздействии указывают и другие исследователи (Баканов и др., 1985; Кокорев и др., 2008).

**Сравнительный анализ зависимости остаточной водонасыщенности и открытой пористости**

Открытая пористость и остаточная водонасыщенность была определена тремя методами:

- 1) Кпо определена на раздробленном и предварительно экстрагированном керне (толуол, фракция 5 мм) методом GRI, для расчета Кво использовался объем воды, выделенный из образца при экстракции в аппарате Закса;
- 2) Кпо и Кво определены с использованием СТА-ИК-МС на миницилиндрах керн (диаметр 5 мм, высота 4–5 мм);
- 3) Кпо и Кво определены методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на стандартных цилиндрических образцах (диаметр 30 мм).

РИС. 8. Эксперимент по определению полноты очистки открытых пор от УВ



Первые два метода определения Кпо и Кво проведены на параллельной выборке образцов. Методом ЯМР определены свойства 110 образцов керн по 11-ти скважинам. На рис. 10 приведены наиболее характерные зависимости Кпо и Кво.

Зависимости Кпо и Кво, построенные по данным СТА-ИК-МС и ЯМР, в подавляющем большинстве случаев имеют вид типичный для традиционных низкопроницаемых коллекторов. Средние значения Кво керн баженовской свиты (по результатам СТА-ИК-МС) по 13 скважинам

изменяются от 19,39 до 55,05%, что превышает рекомендуемые значения при подсчете запасов, но при этом согласуются с оценками А.Э. Конторовича, согласно которому предельные значения нефтенасыщения (75–100%) характерны только для Салымского района распространения баженовской свиты, а в остальных районах значения нефтенасыщения пород не превышают 30% (в единичных случаях достигают 50%) (Конторович и др., 2018).

Если рассматривать зависимости Кпо и Кво, полученные методом GRI и Закса, то в большинстве

РИС. 9. Распределение значений открытой пористости параллельной выборки образцов баженовской свиты при насыщении водой и керосином

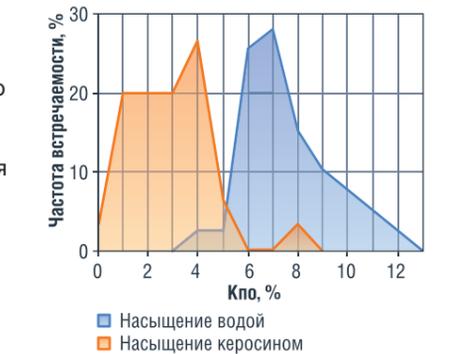


РИС. 10. Зависимости значений Кпо и Кво, полученных стандартными методами с использованием жидкостной экстракции на раздробленных образцах керн (фракция 5 мм. GRI + Закс), на цилиндрических образцах (диаметр 30 мм) методом ЯМР и разработанным методом с использованием СТА-ИК-МС (миницилиндры диаметром 5 мм)

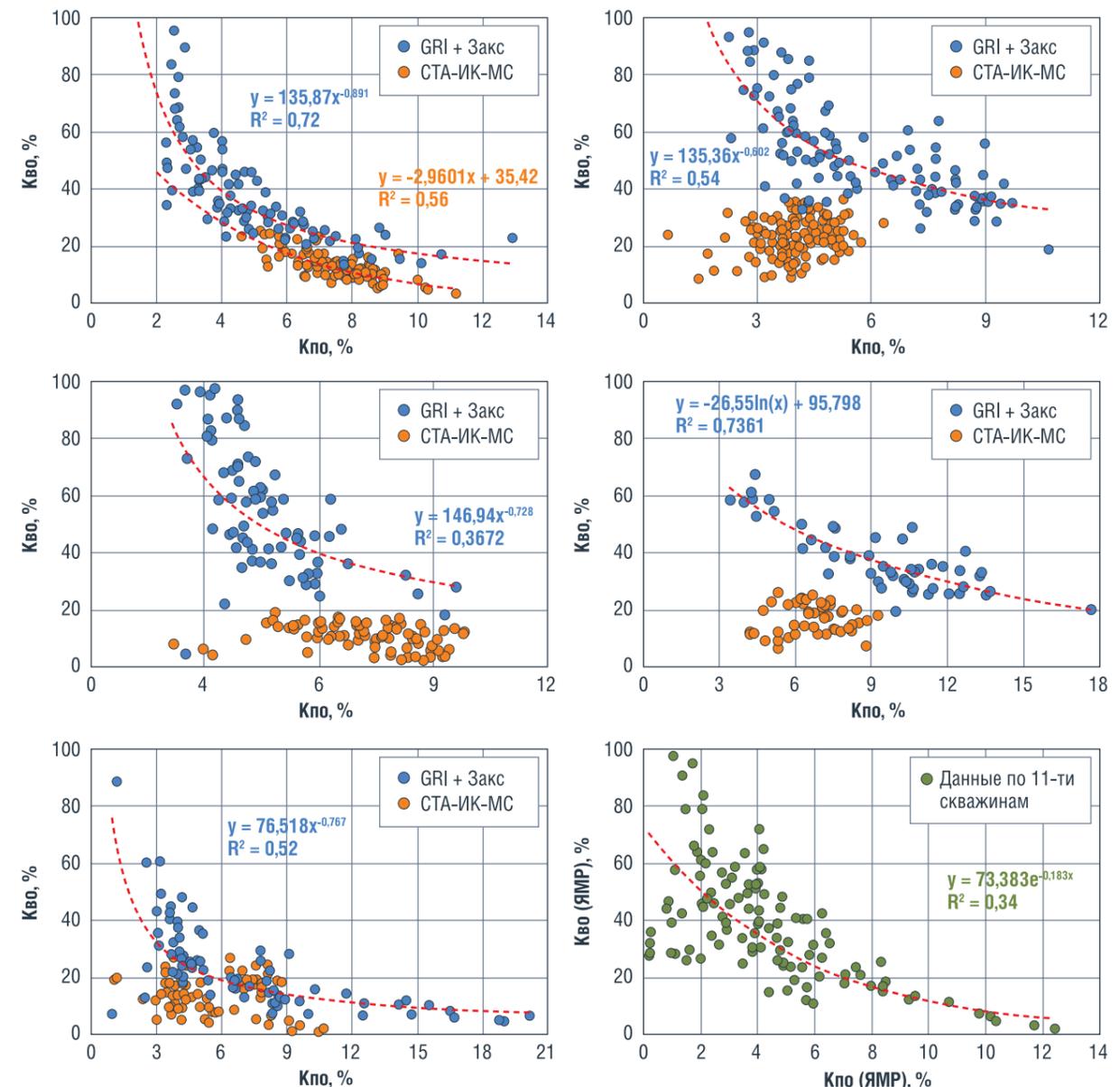
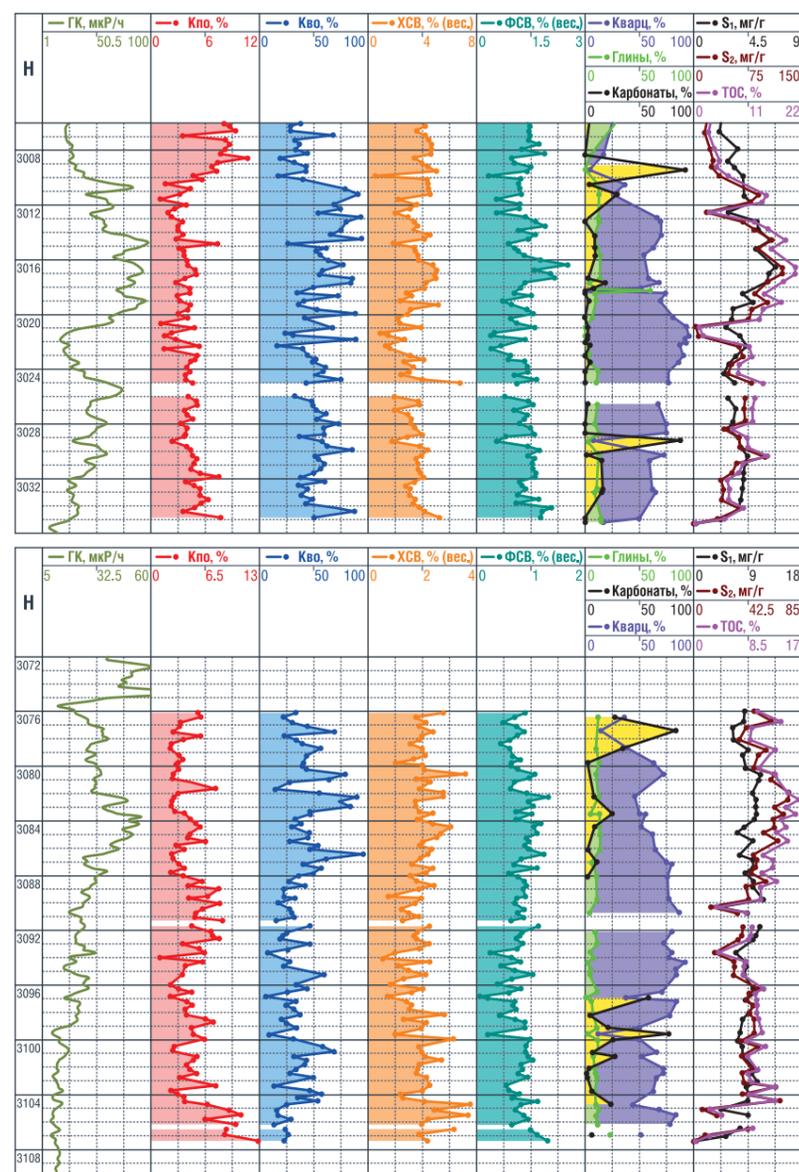


РИС. 11. Планшет с распределением свойств керна в интервале баженовской свиты для двух из исследованных скважин. ХСВ – химически связанная вода, ФСВ – физически связанная вода



случаев значения явно искажены, что не позволяет судить о структуре насыщенности порового пространства.

По результатам исследований керна баженовской свиты методом СТА-ИК-МС были построены планшеты с распределением свойств по глубине, по которым видна высокая изменчивость по глубине Кпо и Кво (рис. 11).

### Заключение

Как показали проведенные исследования, стандартные лабораторные методы определения открытой пористости и остаточной водонасыщенности, основанные

на использовании экстракционно-дистилляционного метода очистки порового пространства и извлечения флюидов, весьма ограничены или вовсе не применимы в отношении пород баженовской свиты. Преимущества разработанного метода с использованием СТА-ИК-МС очевидны. Метод позволяет контролируемо и избирательно очищать открытое поровое пространство, не приводя к его трансформации, а высокая точность определяемых параметров (весовой, термический и спектрометрический контроль, статистическая погрешность определений менее 10%) позволяет быть уверенным в надежности

значений определяемых свойств керна. Полученные результаты оценки Кво явно расходятся с устоявшимся мнением об отсутствии или незначительном содержании воды в породах баженовской свиты и позволяют по-другому посмотреть на модель насыщенности. Воды в породах баженовской свиты достаточно много и находится она в наиболее мелких порах. Это имеет важное значение не только для целей подсчета запасов, но и для планирования разработки пласта, поскольку вода может оказывать блокирующий эффект на фильтрацию углеводородов по пласту в скважину, учитывая преобладающий микронный размер пор в породах баженовской свиты. ●

### Литература

1. Баканов В.И., Ибрагимова Т.А., Николаев А.А. 1985. Особенности гидрофобных свойств пород баженовской свиты. Строение и нефтегазоносность баженовских Западной Сибири. Сборник научных трудов: 92–94.
2. Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А. 2017. Современное состояние и перспективы освоения ресурсов нефти и газа юрских горизонтов Западной Сибири в свете прогнозов академика И.М. Губкина. Геология и геофизика Т. 58, 3–4: 445–454.
3. Волков В.А. 2018. Перспективы сланцевой «революции» в Югре – самые радужные, но технология разработки баженовской свиты еще не выработана. Недропользование XXI век 4: 52–57.
4. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Недропользование XXI век 4: 68–101.
5. Глов А.В. 2021. Остаточное водосодержание и водонасыщенность керна баженовской свиты. SPE-208418-MS представлена на онлайн Симпозиуме SPE «Петрофизика XXI век: керна, ГИС, ГТИ», 9–10 июня, Москва, Россия.
6. Дорофеева Т.В. 1983. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Ленинград, Недра.
7. Ермаков В.И., Кирсанов А.Н., Кирсанов Н.Н., Бембель Р.М., Ивакин Е.Н., Облеков Г.И., Ханнанов З.Д. 1995. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера. Москва, Недра.
8. Кокорев В.И., Антонов С.В., Рузанова Ю.Ф., Полищук А.М., Власов С.А., Хлебников В.Н., Боксерман А.А. 2008. Исследование гидротермального воздействия на дисперсную нефть и высокоглинистую породу баженовской свиты. Материалы конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям».
9. Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. 2018. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты. Геология нефти и газа 5: 61–73.
10. Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. 2011. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа 24.

KEYWORDS: bazhenov formation, water saturation, low-permeability reservoirs, extraction, synchronous thermal analysis.

# РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА



**ФАКУЛЬТЕТ ЭКОНОМИКИ  
И УПРАВЛЕНИЯ**  
ОСНОВАН В 1930 ГОДУ

**ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ  
В БАКАЛАВРИАТЕ**  
ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

**«ЭКОНОМИКА»**  
ПРОФИЛЬ  
Экономика и проекты  
устойчивого развития энергетики

**«МЕНЕДЖМЕНТ»**  
ПРОФИЛЬ  
Управление бизнесом  
в энергетике

**В МАГИСТРАТУРЕ**  
ПО НАПРАВЛЕНИЯМ

**«ЭКОНОМИКА»**  
ПРОГРАММЫ  
Внутренний аудит и контроль  
Инженерная экономика в ТЭК\*  
Цифровая экономика  
глобальных систем энергетики\*  
Экономика нефтегазового комплекса

**«МЕНЕДЖМЕНТ»**  
ПРОГРАММЫ  
Управление проектами,  
финансами и персоналом  
в организациях топливно-  
энергетического комплекса\*  
Управление системой снабжения  
на предприятиях  
нефтегазового комплекса\*

Символом «\*» отмечены программы,  
на которые объявлен набор в 2022/2023 учебном году



### КОНТАКТЫ

119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65  
+7 (499) 507-81-22  
economy-dekanat@gubkin.ru



РЕКЛАМА

# ИЗМЕНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД при воздействии сверхкритической воды

## Насырова Зухра Рамисовна

младший научный сотрудник,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет,  
аспирант

## Каюкова Галина Петровна

ведущий научный сотрудник,  
Институт органической и физической химии  
им. А.Е. Арбузова (ФИЦ КазНЦ РАН),  
д.х.н.

## Ескин Алексей Александрович

доцент,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет,  
к.г.-м.н.

## Гареев Булат Ирекович

инженер-исследователь,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет

## Морозов Владимир Петрович

заведующий кафедрой минералогии и литологии,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет,  
д.г.-м.н.

## Вахин Алексей Владимирович

ведущий научный сотрудник,  
Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет,  
к.т.н.

ПОКАЗАНО ВЛИЯНИЕ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 374 °С И ДАВЛЕНИЯХ 22,4–24,6 МПА НА ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ И СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НЕФТИ, ИЗВЛЕКАЕМОЙ ИЗ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТЫХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД РОМАШКИНСКОГО И ТАВЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НИЗКОУГЛЕРОДИСТОЙ КАРБОНАТНОЙ ПОРОДЫ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ, СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ И ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТЯХ ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА. РАЗЛИЧИЯ В СОСТАВЕ И КАЧЕСТВЕ НЕФТИ ИЗ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД ОБУСЛОВЛЕННЫ РАЗЛИЧНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ В НИХ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И РАЗНОЙ КОНВЕРСИЕЙ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ И КЕРОГЕНА В СРЕДЕ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ. В СОСТАВЕ ГЕНЕРИРОВАННОЙ ИЗ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД НЕФТИ, УВЕЛИЧИВАЕТСЯ СОДЕРЖАНИЕ НАСЫЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ СНИЖЕНИИ СОДЕРЖАНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ. В СОСТАВЕ НЕФТИ ИЗ НИЗКОУГЛЕРОДИСТОЙ ДОМАНИКОВОЙ ПОРОДЫ СНИЖАЕТСЯ СОДЕРЖАНИЕ НАСЫЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ЗАМЕТНОМ ВОЗРАСТАНИИ СОДЕРЖАНИЯ СМОЛ. МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ ВЫЯВЛЕНЫ РАЗЛИЧИЯ В СТРУКТУРНО-ГРУППОВОМ СОСТАВЕ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ, ПРЕОБРАЗОВАНИЕ КОТОРЫХ В СРЕДЕ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ В НАПРАВЛЕНИИ КАРБОНИЗАЦИИ ОБУСЛОВЛЕНО СНИЖЕНИЕМ СОДЕРЖАНИЯ В НИХ АЛИФАТИЧЕСКИХ СТРУКТУР И ВОЗРАСТАНИЕМ СОДЕРЖАНИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ ФРАГМЕНТОВ С БОЛЕЕ ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ КОНДЕНСАЦИИ. ПРОЦЕССЫ ДЕСТРУКЦИИ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ И КЕРОГЕНА СОПРОВОЖДАЮТСЯ ЗАМЕТНЫМ УВЕЛИЧЕНИЕМ СОДЕРЖАНИЯ Н-АЛКАНОВ СОСТАВА C<sub>10</sub>–C<sub>16</sub> В ПОРОДАХ РОМАШКИНСКОГО, C<sub>16</sub>–C<sub>24</sub> – БАВЛИНСКОГО И C<sub>17</sub>–C<sub>32</sub> – ТАВЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ. В ЭЛЕМЕНТНОМ СОСТАВЕ ПРЕОБРАЗОВАННЫХ АСФАЛЬТЕНОВ ВСЕХ ИССЛЕДУЕМЫХ ПОРОД ОТМЕЧЕНО СНИЖЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ, В ТО ВРЕМЯ КАК В СМОЛАХ ИЗМЕНЕНИЯ СЕРЫ НЕ НОСЯТ ЗАКОНОМЕРНОГО ХАРАКТЕРА

THE ARTICLE CONSIDERS THE INFLUENCE OF SUPERCRITICAL WATER AT A TEMPERATURE OF 374 °C AND PRESSURES OF 22.4–24.6 MPa ON THE CHANGE IN THE COMPOSITION OF HYDROCARBONS AND THE STRUCTURAL-GROUP COMPOSITION OF RESINOUS-ASPHALTENIC SUBSTANCES OF OIL EXTRACTED FROM HIGH-CARBON CARBONATE-SILICEOUS DOMANIC ROCKS OF THE ROMASHKINSKOYE AND TAVELSKOYE FIELDS AND LOW-CARBONATE CARBONATE ROCK OF THE BAVLINSKOYE FIELDS LOCATED IN THE CENTRAL, NORTHEASTERN AND SOUTHEASTERN PARTS OF THE TERRITORY OF TATARSTAN. DIFFERENCES IN THE COMPOSITION AND QUALITY OF OIL FROM DOMANIC ROCKS ARE DUE TO THE DIFFERENT CONTENT OF ORGANIC MATTER IN THEM AND DIFFERENT CONVERSION OF RESINOUS-ASPHALTENIC SUBSTANCES AND KEROGEN IN THE SUPERCRITICAL WATER ENVIRONMENT. IN THE COMPOSITION OF OIL GENERATED FROM HIGH-CARBON DOMANIC ROCKS, THE CONTENT OF SATURATED HYDROCARBONS INCREASES WITH A DECREASE IN THE CONTENT OF RESINOUS-ASPHALTENIC SUBSTANCES. IN THE COMPOSITION OF OIL FROM LOW-CARBON DOMANIC ROCK, THE CONTENT OF SATURATED HYDROCARBONS DECREASES WITH A NOTICEABLE INCREASE IN THE CONTENT OF RESINS. INFRARED SPECTROSCOPY REVEALED DIFFERENCES IN THE STRUCTURAL-GROUP COMPOSITION OF RESINOUS-ASPHALTENIC SUBSTANCES, THE TRANSFORMATION OF WHICH IN THE SUPERCRITICAL WATER ENVIRONMENT IN THE DIRECTION OF CARBONIZATION IS DUE TO A DECREASE IN THE CONTENT OF ALIPHATIC STRUCTURES IN THEM AND AN INCREASE IN THE CONTENT OF AROMATIC FRAGMENTS WITH A HIGHER DEGREE OF CONDENSATION. THE PROCESSES OF RESINOUS-ASPHALTENIC SUBSTANCES AND KEROGEN DESTRUCTION ARE ACCOMPANIED BY A NOTICEABLE INCREASE IN THE CONTENT OF C<sub>10</sub>–C<sub>16</sub> N-ALKANES IN THE ROCKS OF THE ROMASHKINSKOE, C<sub>16</sub>–C<sub>24</sub> – BAVLINSKOE, AND C<sub>17</sub>–C<sub>32</sub> – TAVELSKOE DEPOSITS. IN THE ELEMENTAL COMPOSITION OF THE TRANSFORMED ASPHALTENES OF ALL THE STUDIED ROCKS, A DECREASE IN THE SULFUR CONTENT IS NOTED, WHILE IN THE RESINS, CHANGES IN SULFUR ARE NOT REGULAR

Ключевые слова: Доманиковые отложения, смолисто-асфальтеновые вещества, кероген, углеводороды, сверхкритическая вода.

Республика Татарстан занимает одно из ведущих мест среди нефтедобывающих регионов России по запасам нетрадиционных источников углеводородного сырья, к которым относят тяжелые нефти и природные битумы пермских отложений, тяжелые нефти карбонатных коллекторов каменноугольных отложений, а также битуминозные доманиковые породы отложений франского яруса верхнего девона. С данными источниками углеводородов связывают перспективы развития современной нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности в ближайшем будущем [1–3]. Однако при добыче и переработке тяжелого углеводородного сырья неизбежны сложности, связанные в основном с высоким содержанием в нем

высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), в составе которых концентрируется большая часть гетероатомов, присутствующих в исходном сырье. Так, асфальтены при разработке нефтяных месторождений способны закупоривать скважины, трубопроводы, наземное оборудование и поры геологических пластов, а также влиять на устойчивость водонефтяных эмульсий и смачиваемость пластов [4], создавая проблемы в процессе разработки месторождений. В настоящее время широкое распространение получают технологии, направленные на добычу и переработку тяжелого нефтяного сырья с получением так называемой «синтетической нефти» с пониженной вязкостью [5–7]. Крекинг сырой нефти и

ее тяжелых фракций является основным промышленным процессом получения бензина и других видов углеводородного топлива, а также сырья для нефтехимии и строительной индустрии, но повышенное содержание в них металлов и гетероэлементов существенно влияет и на технологические процессы его переработки [8–10] вследствие коксообразования и отравления катализаторов. Все эти проблемы во многом связаны с особыми свойствами асфальтенов в нефтяных дисперсных системах [4]. В связи с необходимостью более рационального использования истощающихся природных ресурсов и вовлечением в промышленное освоение нетрадиционных источников углеводородного

сырья, особое внимание в последние годы привлекают битуминозные керогенсодержащие породы доманиковых отложений, способные при тепловом воздействии генерировать сланцевую нефть. В этом плане интерес представляют процессы преобразования нефтяных углеводородов и гетероатомных высокомолекулярных компонентов, протекающие в среде сверхкритической воды (СКВ), которые могут протекать также в продуктивных пластах при разработке доманиковых толщ с применением гидротермальных технологий [11, 12]. Существующие технологии не всегда успешно можно применить к различным видам сырья и решить ряд возникающих региональных проблем, связанных с его высокой вязкостью и плотностью. Поэтому возникает необходимость разработки новых технологий, обеспечивающих перевод высокомолекулярных компонентов в легкокопилируемые углеводороды.

Целью работы являлось исследование влияния СКВ на нефтегенерационный потенциал доманиковых пород из разных месторождений Татарстана, отличающихся минеральным составом, содержанием органического вещества (ОВ) в породах и его термической устойчивостью в пиролитических процессах, а также на состав извлекаемой из них нефти.

### Экспериментальная часть

Объектами исследований служили три образца битуминозных доманиковых пород из интервала глубин 1765–1799 м доманиковых отложений франского яруса верхнего девона с разных месторождений Татарстана, а также продукты преобразований ОВ данных пород в реакционной среде суб- и СКВ. Один из образцов пород (образец 1) отобран из высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых отложений семилукского горизонта Чишминской площади Ромашкинского месторождения, приуроченного к центральной части территории Татарстана, другой (образец 2) – из кремнисто-карбонатных отложений мендымского горизонта Тавельского месторождения, расположенного в северо-восточной части исследуемой территории.

Третий (образец 3) отобран из низкоуглеродистых карбонатных отложений франско-фаменского яруса Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения, расположенного в юго-восточной части Татарстана.

Серия лабораторных автоклавных экспериментов проведена в реакционной среде СКВ в автоклавном реакторе Parr Instruments объемом 500 мл, при температуре 374 °С и давлении в пределах 22,4–24,6 МПа. Количество породы, взятой в эксперимент, составило 100 г, количество воды – 130 мл. Перед началом автоклавных экспериментов реактор продували азотом в течение 15 мин и задавали начальное давление 1 МПа. Скорость нагрева составляла 11 °С/мин до заданных температур опытов. Продолжительность каждого автоклавного эксперимента составляла 1 час [13].

После завершения каждого эксперимента из автоклава реактора отводили газовую часть, выгружали породу и после отделения водной фазы проводили исследование с применением комплекса инструментальных методов анализа.

Минеральный состав пород был определен методом рентгеноструктурного анализа (РСА) с использованием порошкового дифрактометра Shimadzu XRD7000S в конфигурации  $\theta$ – $2\theta$  с использованием метода Брэгга-Брентано. Анализ проводился при излучении  $\text{Cu K}\alpha$  ( $\alpha = 1.54060$  нм) и работал при 40 кВ и 30 мА. Обработка данных выполнялась оценочным пакетом DIFFRACplus с модулем поиска/сопоставления EVA (версия 4,0). Использовалась база данных PDF-2 ICDD.

Содержание общего органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ), водорода, азота и серы в породах определяли на CHNS-анализаторе после предварительного удаления карбонатов соляной кислотой. Пиролитическим методом Rock-Eval в системе Пиро-ГХ/МС (Frontier Lab EGA/PY-3030D, Agilent 7890B, Agilent 5977B) определены следующие параметры:  $S_1$  (мг УВ/г породы) – количество свободных углеводородов в породе;  $S_2$  (мг УВ/г породы) – количество углеводородов, образующихся в результате деградации керогена [14, 15];  $T_{\text{max}}$  (°С) –

температура максимального выхода углеводородов при деградации керогена;  $GP = S_1 + S_2$  – нефтегенерационный потенциал породы;  $PI = S_1/(S_1 + S_2)$  – индекс продуктивности.

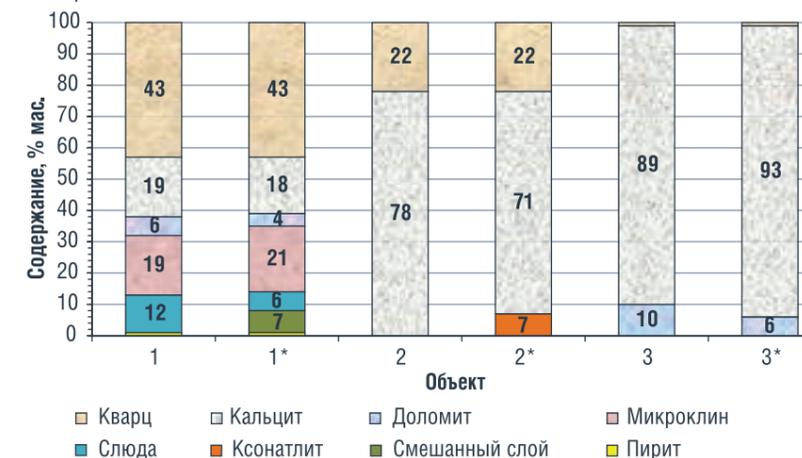
Экстракцию нефти из пород проводили в аппарате Сокслета с использованием смеси органических растворителей, состоящей из хлороформа, толуола и изопропанола, взятых в равных пропорциях в течение 72 ч.

Полученные нефти до и после опытов разделяли согласно ГОСТ 32269-2013, являющегося аналогом широко используемого за рубежом «SARA» анализа, на четыре фракции: асфальтены, насыщенные углеводороды, ароматические соединения и полярные соединения – смолы. Асфальтены предварительно осаждали в 40-кратном количестве гексана. Мальтены разделяли жидкостно-адсорбционной хроматографией на оксиде алюминия, прокаленном при 425 °С, на насыщенные углеводороды путем их элюирования с адсорбента гексаном, ароматические соединения – элюированием толуолом, и смолы вытесняли из адсорбента смесью растворителей: бензол и изопропиловый спирт, взятые в соотношении 1:1.

Элементный состав САВ (С, Н, N, S) определяли путем сжигания навесок на анализаторе CHN-3 при температуре 1000 °С.

ИК-спектры САВ до и после экспериментов снимали на ИК Фурье спектрофотометре Vector-22 (Bruker) в диапазоне 4000–400  $\text{см}^{-1}$  с разрешением 4  $\text{см}^{-1}$ . Твердые образцы асфальтенов наносили на поверхность алмазной приставки и прижимали прессом для достижения максимального поглощения, жидкие образцы смол регистрировали без предварительной обработки. Регистрация спектров осуществлялась в диапазоне 4000–450  $\text{см}^{-1}$  с разрешением 4  $\text{см}^{-1}$ . ИК-спектры сравнивали по интенсивности оптической плотности в максимумах соответствующих полос поглощения, характерных для колебаний алифатических  $\text{CH}_3$ ,  $\text{CH}_2$  и  $\text{CH}$  структур при 1380–1465 и 2857–2925  $\text{см}^{-1}$ ; ароматических  $\text{C}=\text{C}$  связей при 1600–1630  $\text{см}^{-1}$  и 3100  $\text{см}^{-1}$ ; карбонильных групп ( $\text{C}=\text{O}$ ) при 1700–1730  $\text{см}^{-1}$ ;  $\text{C}-\text{O}-\text{C}$  структур в простых, сложных

РИС. 1. Диаграммы распределения минералов в доманиковых породах Ромашкинского (1 и 1\*), Тавельского (2 и 2\*) и Бавлинского (3 и 3\*) месторождений до и после экспериментов в СКВ



эфирах и спиртах в области 1060–1150  $\text{см}^{-1}$ ; сульфоксидных групп ( $\text{S}=\text{O}$ ) при 1030  $\text{см}^{-1}$  [16, 17]. По полученным значениям интенсивности (I) полос поглощения были рассчитаны показатели, характеризующие структурные параметры исследованных соединений: *A-Фактор* –  $(I_{2857\text{cm}^{-1}} + I_{2925\text{cm}^{-1}})/(I_{2857\text{cm}^{-1}} + I_{2925\text{cm}^{-1}} + I_{1630\text{cm}^{-1}})$ , определяющий относительное содержание алифатических групп  $\text{CH}_2$  и  $\text{CH}$  по сравнению с ароматическими валентными колебаниями  $\text{C}=\text{C}$  связей [17–19]; *C-Фактор* –  $I_{1710\text{cm}^{-1}}/(I_{1710\text{cm}^{-1}} + I_{1600-1630\text{cm}^{-1}})$ , отражающий относительное содержание кислорода в исследуемом образце [18];  $\text{CH}_3/\text{CH}_2$  параметр  $(I_{2957\text{cm}^{-1}}/I_{2925\text{cm}^{-1}})$ , характеризующий длину алифатической цепи или степени разветвления алифатических фрагментов [20, 21]; Ароматичность – показатель  $(I_{3000-3100\text{cm}^{-1}}/I_{2800-3000\text{cm}^{-1}})$ , представляющий собой отношение интенсивностей валентных колебаний ароматических  $\text{C}-\text{H}$  связей к валентным колебаниям алифатических  $\text{C}-\text{H}$  связей [22]; Степень конденсации – параметр  $(I_{3000-3100\text{cm}^{-1}}/I_{1600-1630\text{cm}^{-1}})$ , определяемый как отношение валентных колебаний ароматических связей  $\text{C}-\text{H}$  к валентным колебаниям  $\text{C}=\text{C}$  колец [23, 24].

### Результаты и обсуждения

По данным метода РСА, исследованные образцы пород отличаются в основном содержанием кальцита и кварца. Так, образец глинисто-карбонатно-

кремнистой породы Чишминской площади Ромашкинского месторождения характеризуется полиминеральным составом: 43% кварца, 19% кальцита, 19% микроклина, 12% слюды и 6% доломита. Карбонатно-кремнистая порода Тавельского месторождения состоит из 78% кальцита и 22% кварца, карбонатная порода Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения состоит из 89% кальцита, 10% доломита и 1% кварца (рис. 1).

Исследованные образцы пород весьма неоднородны по содержанию общего органического углерода  $C_{\text{орг}}$  и исходному нефтегенерационному потенциалу (табл. 1). В высокоуглеродистой глинисто-карбонатно-кремнистой породе Ромашкинского месторождения составляет 7,07%. Величина, характеризующая содержание свободных углеводородов в породе

$S_1$  очень низкая и составляет 1,52 мг УВ/г породы. Остаточный нефтегенерационный потенциал  $S_2$ , отражающий содержание керогена и высокомолекулярных компонентов, связанных с матрицей породы, достаточно высокий и составляет 22,17 мг УВ/г породы. Кремнисто-карбонатная порода Тавельского месторождения с  $C_{\text{орг}} = 1,90\%$  характеризуется еще большим содержанием керогена ( $S_2 = 9,38$  мг УВ/г) и низким содержанием свободных углеводородов ( $S_1 = 0,27$  мг УВ/г).

В отличие от высокоуглеродистых доманиковых пород Ромашкинского и Тавельского месторождений, в образце карбонатной породы из мендымских отложений Бавлинского месторождения содержание  $C_{\text{орг}}$  крайне низкое, всего 0,33%. Основная часть ОВ также как и в высокоуглеродистых породах, приходится на  $S_2$  (1,07 мг УВ/г породы), содержание  $S_1$  – 0,30 мг УВ/г породы. Пиролитические параметры данной породы существенно изменились после ее обработки в СКВ: значение  $S_1$  увеличилось почти в два раза с 0,33 до 0,74 (мг УВ/г породы), а  $S_2$  снизилось более чем в два раза – с 1,37 до 0,40 (мг УВ/г породы). Это свидетельствует о легкости пиролизируемости керогена и высокомолекулярных САВ в данной породе с образованием свободных углеводородов. Нефтегенерационный потенциал породы (GP) несколько снижается, а индекс продуктивности (PI) возрастает почти в три раза. Аналогичная закономерность наблюдается и в высокоуглеродистых породах Ромашкинского и Тавельского

ТАБЛИЦА 1. Данные пиролитического анализа Rock-Eval образцов пород до и после автоклавных экспериментов

Объект	Показатели					
	$C_{\text{орг}}$	$S_1$	$S_2$	GP	PI	$T_{\text{max}}$
<b>Ромашкинское месторождение</b>						
Исходный	7,07	1,52	22,17	23,69	0,06	429
После опыта	4,08	1,79	1,95	3,74	0,48	435
<b>Тавельское месторождение</b>						
Исходный	1,90	0,27	9,38	9,65	0,03	430
После опыта	1,42	0,47	1,73	2,2	0,21	433
<b>Бавлинское месторождение</b>						
Исходный	0,33	0,30	1,07	1,37	0,22	423
После опыта	0,32	0,74	0,40	1,14	0,65	438

ТАБЛИЦА 2. Групповой состав нефтей до и после автоклавных экспериментов

Объект	Групповой состав нефти, мас. %				
	Насыщенные УВ	Ароматические УВ	Смолы	Асфальтены	Карбены/ карбоиды
<b>Ромашкинское месторождение</b>					
Исходный	14,81	19,17	37,00	29,02	отс.
После опыта	33,91	14,33	13,49	23,78	14,49
<b>Тавельское месторождение</b>					
Исходный	10,09	20,99	47,78	21,14	отс.
После опыта	21,39	25,61	35,89	17,11	отс.
<b>Бавлинское месторождение</b>					
Исходный	23,60	15,04	35,22	26,14	отс.
После опыта	17,83	7,69	52,97	21,51	отс.

месторождений, но с разной степенью интенсивности. По сравнению с породой Бавлинского месторождения существенно снижается нефтегенерационный потенциал пород при возрастании их индекса продуктивности, вследствие более интенсивного разложения керогена.

Высокие значения показателя  $T_{max}$  (423–430 °С) характеризуют

сложную пиролизуемость керогена в исследуемых образцах пород и необходимость воздействия высоких температур и давлений для генерации из них углеводородов.

Из данных табл. 2 и рис. 2 следует, что нефти, извлеченные из исследованных пород, отличающихся нефтегенерационным потенциалом, до и после воздействия на них

СКВ также отличаются по своему групповому и углеводородному составам.

В составе нефтей из высокоуглеродистых доманиковых пород Ромашкинского и Тавельского месторождений после обработки в СКВ, по сравнению с исходными образцами, увеличивается содержание насыщенных углеводородов при снижении содержания САВ. В нефти из карбонатной породы Бавлинского месторождения после обработки в СКВ содержание асфальтенов также снижается, но не столь резко. Отличительной особенностью данного образца является более низкое содержание насыщенных углеводородов и аномально высокое содержание смол (до 52,97%). В отличие от нефти «tight oil», нефть, образованная в результате разложения керогена и деструкции высокомолекулярных битуминозных компонентов, по групповому составу может быть отнесена к классу тяжелых нефтей из-за достаточно высокого содержания САВ и невысокого содержания насыщенных и

РИС. 2. Хроматограммы насыщенных фракций из доманиковых пород Ромашкинского (а), Тавельского (б) и Бавлинского (в) месторождений до и после эксперимента в СКВ

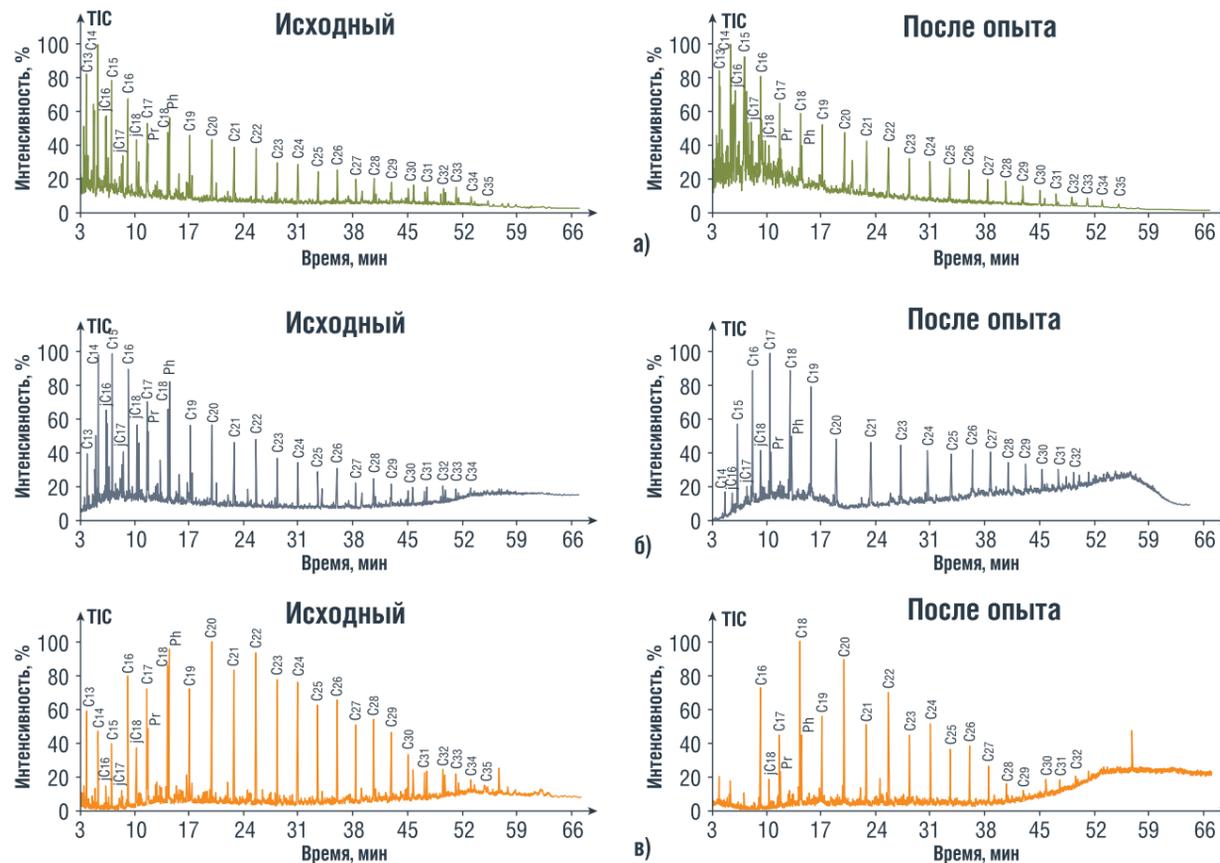
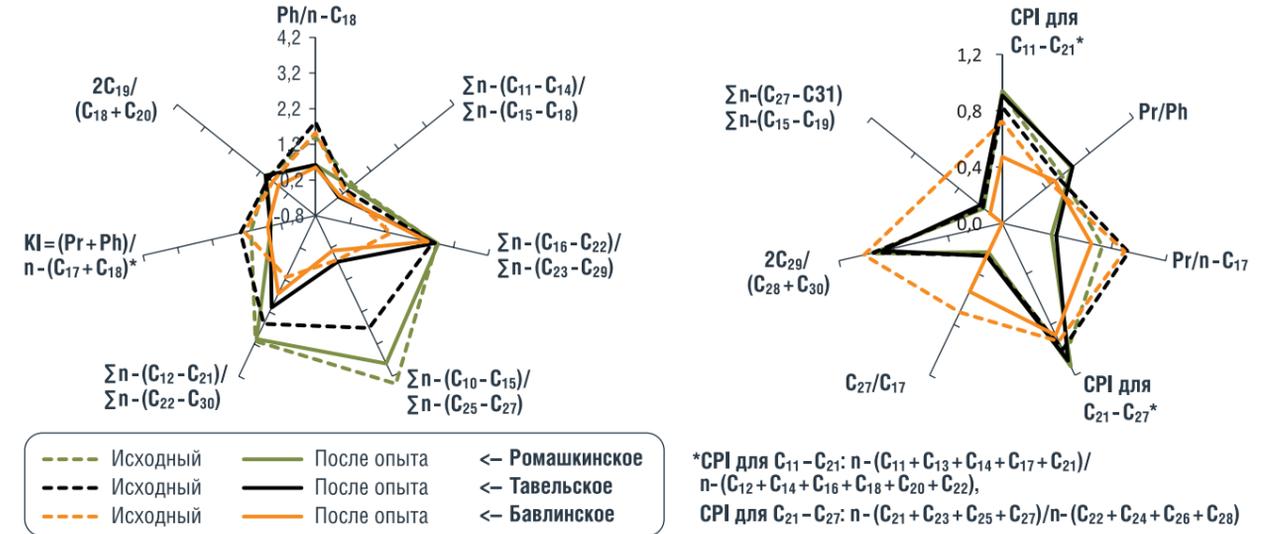


РИС. 3. Диаграммы значений геохимических показателей по алканам насыщенных углеводородов из доманиковых пород Ромашкинского, Тавельского и Бавлинского месторождений до и после эксперимента в СКВ



ароматических углеводородов. Следует отметить, что наряду с углеводородами в составе генерированной из доманиковой породы Ромашкинского месторождения под воздействием СКВ нефти присутствуют в достаточной высокой концентрации высокоуглеродистые твердые вещества типа карбено-карбоидов (14,49%). Можно полагать, что их образование является результатом интенсивного разложения структуры керогена, содержание которого достаточно высокое в данной породе, по сравнению с образцами пород Тавельского и Бавлинского месторождений.

Отличия в углеводородном составе проявляются главным образом, в молекулярно-массовом распределении алканов нормального и изопреноидного строения. Хроматограммы насыщенных углеводородов

по полному ионному току (TIC) и распределение геохимических коэффициентов до и после автоклавных экспериментов представлены на рис. 2 и 3 соответственно.

Характерной особенностью исходных образцов пород Ромашкинского и Тавельского месторождений является преобладание в них низкомолекулярных алканов ряда  $n-C_{12}-C_{21}$ , в то время как в породе Бавлинского месторождения преобладают более высокомолекулярные гомологи ряда  $n-C_{22}-C_{30}$  (коэффициенты  $n-C_{12}-C_{21}/n-C_{22}-C_{30}$ ,  $n-C_{27}-C_{31}/n-C_{15}-C_{19}$  и  $C_{27}/C_{17}$ ). В преобразованных насыщенных фракциях Ромашкинского и Бавлинского месторождений увеличивается содержание алканов состава  $n-C_{10}-C_{16}$  и  $n-C_{16}-C_{24}$  соответственно (значения

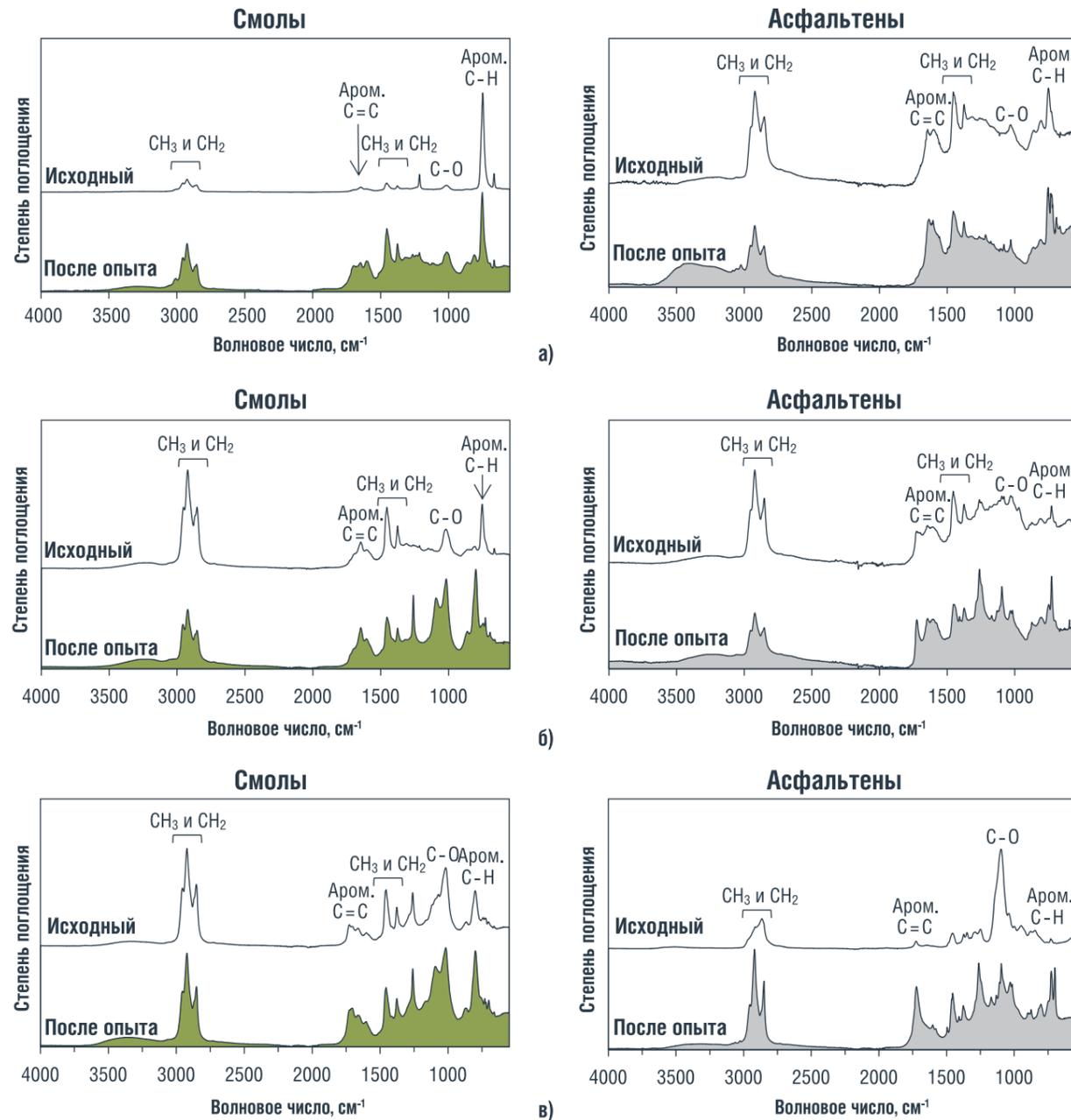
коэффициентов  $n-C_{12}-C_{21}/n-C_{22}-C_{30}$  и  $n-C_{16}-C_{22}/n-C_{23}-C_{29}$  соответственно снижаются). В породе Тавельского месторождения увеличивается концентрация более высокомолекулярных  $n$ -алканов состава  $n-C_{17}-C_{32}$ , на что указывает и снижение значения коэффициента  $n-C_{10}-C_{15}/n-C_{25}-C_{27}$ . При этом обращает на себя внимание увеличение на хроматограмме пиков четных алканов по сравнению с нечетными.

Относительное содержание изопреноидных алканов в преобразованных насыщенных фракциях всех исследуемых пород значительно снижается. Воздействие на породы СКВ приводит к протеканию процессов деградации пристана (Pr) и фитана (Ph), о чем свидетельствует снижение значения показателя  $Ph/C_{18}$ ,  $Pr/n-C_{17}$  и  $KI$ .

ТАБЛИЦА 3. Данные элементного анализа САВ до и после экспериментов

Объект	Смолы					Асфальтены				
	C	H	N	S	H/C <sub>ат</sub>	C	H	N	S	H/C <sub>ат</sub>
<b>Ромашкинское месторождение</b>										
Исходный	68,12	6,06	1,79	6,41	1,07	79,14	7,06	2,87	6,38	1,07
После опыта	79,65	8,89	1,34	6,58	1,10	57,14	4,86	2,64	5,54	1,02
<b>Тавельское месторождение</b>										
Исходный	74,75	9,22	1,33	6,65	1,48	75,88	7,53	2,57	6,93	1,15
После опыта	74,13	8,46	2,31	5,10	1,37	74,01	6,11	3,56	4,44	0,99
<b>Бавлинское месторождение</b>										
Исходный	78,46	9,28	0,75	5,43	1,42	66,73	8,00	0,91	2,36	1,44
После опыта	68,32	8,03	0,91	2,77	1,41	76,96	7,12	1,19	2,16	1,11

РИС. 4. ИК спектры смол и асфальтенов из доманиковых пород Ромашкинского (а), Тавельского (б) и Бавлинского (в) месторождений до и после автоклавных экспериментов



В табл. 3 приведены данные элементного состава САВ из пород до и после воздействия на породы СКВ.

Сравнительный анализ элементного состава преобразованных образцов по сравнению с исходными однозначно указывает на протекание процессов частичного удаления серы при преобразовании ОБ доманиковых пород в СКВ. Содержание азота в САВ пород Тавельского и Бавлинского месторождений увеличивается, в то время как

в САВ породы Ромашкинского месторождения содержание азота снижается. В элементном составе преобразованных САВ происходит снижение величины атомного отношения  $H/C_{ат}$ , которое закономерно связано с обогащенностью структуры исходных САВ алифатическими фрагментами, которые расходятся при нагреве на формирование нефтяных компонентов.

Данные ИК-спектроскопии САВ из доманиковых пород Ромашкинского, Тавельского

и Бавлинского месторождений до и после автоклавных экспериментов представлены на рис. 4 и в табл. 4.

Асфальтены продукты опытов высокоуглеродистых пород Ромашкинского и Тавельского месторождений, по сравнению с их исходным составом, являются более ароматичными, о чем свидетельствует более низкая интенсивность полос поглощения при 1459 и 1377  $см^{-1}$ , а также при 3000  $см^{-1}$ , которые соответствуют деформационным колебаниям алифатических структур  $-CH_2$  и  $-CH_3$

и более высокая интенсивность полос поглощения, связанных с ароматическими фрагментами. Так, на спектре продуктов опытов, полученных после обработки пород в среде СКВ, при температуре 374 °С более интенсивные полосы поглощения 1604  $см^{-1}$ , соответствующие ароматическим структурам (связь  $C=C$  в бензольном кольце), и ароматического триплета в области 900–730  $см^{-1}$ , которые относятся к колебаниям  $C_{Ar}-H$  структур. Увеличение интенсивности колебаний  $C_{Ar}-H$  структур, по-видимому, свидетельствует о деструкции поликонденсированных ароматических систем.

Существенным же отличием смол и асфальтенов из пород разных месторождений является разная интенсивность полос поглощения 1742  $см^{-1}$ , отвечающая колебаниям  $C=O$  эфирных групп, и 1100–1200  $см^{-1}$  в области колебаний кислородсодержащих эфирных  $C-O-C$  и спиртовых  $C-OH$  групп. Если в среде СКВ в асфальтенах идет деструкция по кислородсодержащим связям, то в смолах содержание кислородсодержащих связей, наоборот, возрастает. В смолах, как и в асфальтенах, интенсивность полос поглощения, связанных с ароматическими фрагментами, довольно высокая, но также сохраняется и высокая интенсивность полос поглощения в области 2975 и 2925  $см^{-1}$ , которые соответствуют деформационным колебаниям алифатических  $CH_2$  и  $CH_3$  групп. Отличаются асфальтены продуктов опытов из карбонатной породы Бавлинского месторождения, в спектрах которых, в отличие от высокоуглеродистых пород, возрастает интенсивность полос поглощения связей в алифатических структурах.

Рассчитанные спектральные параметры, характеризующие структурный состав САВ до и после обработки образцов пород в среде СКВ (табл. 4.) позволили выявить следующие закономерности. Параметр, указывающий на количество атомов водорода, непосредственно связанное с кольцевыми структурами ( $I_{3000-3100cm^{-1}}/I_{1600-1630cm^{-1}}$ ), определяемый как отношение валентных колебаний ароматических связей  $C-H$  к валентным колебаниям  $C=C$  связей

ТАБЛИЦА 4. Значения спектральных показателей, характеризующие структурные параметры САВ и карбено-карбонидов из доманиковых пород до и после автоклавных экспериментов

Объект	Спектральные параметры				
	$CH_3/CH_2$	А-Фактор	С-Фактор	Ароматичность	Степень конденсации
<b>Ромашкинское месторождение</b>					
<b>Смолы</b>					
Исходный	0,70	0,85	0,36	0,24	0,84
После эксперимента	0,71	0,71	0,44	0,27	0,43
<b>Асфальтены</b>					
Исходный	0,60	0,74	0,21	0,11	0,19
После эксперимента	0,67	0,60	0,16	0,36	0,33
<b>Карбены-карбониды</b>					
После эксперимента	0,99	0,20	0,06	1,85	0,28
<b>Тавельское месторождение</b>					
<b>Смолы</b>					
Исходный	0,62	0,89	0,39	0,10	0,50
После эксперимента	0,76	0,76	0,37	0,17	0,34
<b>Асфальтены</b>					
Исходный	0,59	0,79	0,46	0,15	0,36
После эксперимента	0,69	0,66	0,42	0,26	0,29
<b>Бавлинское месторождение</b>					
<b>Смолы</b>					
Исходный	0,61	0,91	0,58	0,09	0,61
После эксперимента	0,60	0,85	0,60	0,12	0,44
<b>Асфальтены</b>					
Исходный	0,58	0,93	0,56	0,08	0,67
После эксперимента	0,49	0,85	0,68	0,10	0,39

$$CH_3/CH_2 = I_{2957cm^{-1}}/I_{2925cm^{-1}}; A-Фактор = (I_{2857cm^{-1}} + I_{2925cm^{-1}})/(I_{2857cm^{-1}} + I_{2925cm^{-1}} + I_{1630cm^{-1}});$$

$$C-Фактор = I_{1710cm^{-1}}/(I_{1710cm^{-1}} + I_{1600-1630cm^{-1}}); Ароматичность = (I_{3000-3100cm^{-1}}/I_{2800-3000cm^{-1}});$$

$$Степень конденсации = (I_{3000-3100cm^{-1}}/I_{1600-1630cm^{-1}})$$

ароматических колец, в САВ после обработки образцов пород в СКВ снижается. Это указывает на снижение атомов водорода в ароматических структурах, приводящих к увеличению степени их конденсации.

Значения показателя  $CH_3/CH_2$  ( $I_{2957cm^{-1}}/I_{2925cm^{-1}}$ ) [20, 21], характеризующего степень разветвления алифатических фрагментов, в САВ из высокоуглеродистых пород Ромашкинского и Тавельского месторождений возрастает. Отличаются асфальтены продуктов опытов из карбонатной породы Бавлинского месторождения увеличением степени алифатичности их структуры, о чем свидетельствует снижение значения показателя  $CH_3/CH_2$ .

Во всех преобразованных образцах наблюдается снижение значений *А-Фактора* ( $I_{2857cm^{-1}} + I_{2925cm^{-1}}/I_{2857cm^{-1}} + I_{2925cm^{-1}} + I_{1630cm^{-1}}$ ), отражающего интенсивность колебаний алифатических  $CH_2$  и  $CH_3$  групп, по сравнению с ароматическими валентными колебаниями  $C=C$  связей [17–19], это подтверждает деструкцию алифатических фрагментов в САВ доманиковых пород в среде СКВ. Увеличение значений *С-Фактора* ( $I_{1710cm^{-1}}/(I_{1710cm^{-1}} + I_{1600-1630cm^{-1}})$ ) [18], показывающего относительную интенсивность кислородсодержащих функциональных групп по сравнению с интенсивностью ароматических валентных колебаний  $C=C$  связей, дает основание полагать, что

содержание кислорода в структуре САВ Ромашкинского и Бавлинского месторождения после автоклавных экспериментов увеличивается. В САВ из породы Тавельского месторождения содержание кислорода снижается.

**Показатель ароматичности** ( $I_{3000-3100\text{cm}^{-1}}/I_{2800-3000\text{cm}^{-1}}$ ), представляющий собой отношение интенсивностей валентных колебаний ароматических С-Н связей к валентным колебаниям алифатических С-Н связей [22], в САВ всех исследуемых пород возрастает, что указывает на увеличение степени ароматичности структуры САВ из пород данных месторождений. Изменения значений всех исследованных спектральных показателей свидетельствуют об отрыве периферийных заместителей САВ преимущественно по сера- и кислородсодержащим связям.

Отличительной особенностью исследованных карбено-карбонидов является отсутствие длинных алкильных цепей, а наличие лишь коротких  $\text{CH}_3$  групп, что подтверждается высоким значением  $\text{CH}_3/\text{CH}_2$  показателя (0,99). Также карбено-карбониды отличаются очень высоким значением показателей Ароматичности (1,85), что свидетельствует о высокой конденсированной структуре.

### Заключение

Таким образом, в результате проведенных исследований показано влияние СКВ при температуре 374 °С и давлениях 22,4–24,6 МПа на изменение состава углеводородов и структурно-группового состава САВ нефти доманиковых пород Татарстана. Установлено, что групповой состав изменяется в зависимости от места расположения исследованных площадей, а также содержания и термической устойчивости ОВ в породах. В составе нефти, извлеченной из высокоуглеродистых доманиковых пород Ромашкинского и Тавельского месторождений, увеличивается содержание насыщенных углеводородов при снижении содержания САВ. В составе нефти из низкоуглеродистой доманиковой породы Бавлинского месторождения снижается

содержание насыщенных углеводородов при заметном возрастании содержания смол. Выявлены различия в структурно-групповом составе САВ, преобразование состава которых в среде СКВ в направлении карбонизации обусловлено снижением содержания в них алифатических структур и возрастанием содержания ароматических фрагментов с более высокой степенью конденсации. Процессы деструкции САВ и керогена сопровождаются образованием n-алканов состава  $\text{C}_{10}-\text{C}_{16}$ ,  $\text{C}_{16}-\text{C}_{24}$  и  $\text{C}_{17}-\text{C}_{32}$  в породах Ромашкинского, Бавлинского и Тавельского месторождений соответственно, что свидетельствует о разной природе исходного ОВ. В элементном составе преобразованных асфальтенов всех исследуемых пород отмечено снижение содержания серы, в то время как в смолах изменения серы не носят закономерного характера. ●

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90112: Каюкова Г.П. принимала участие в консультациях по этапам проведения работ и при обсуждении полученных результатов в рамках государственного задания Института органической и физической химии им. Арбузова ФНЦ «Казанский научный центр» РАН.*

### Литература

- R.S. Khisamov, V.G. Bazarevskaya, A.F. Yartiev, T.I. Tarasova, O.G. Gibadullina, O.V. Mikhailova, Oil potential of Domanic productive formations in territory of Leninogorskneft activities, *Oil Ind.* 07 (2015) 10–14.
- R.S. Khisamov, V.G. Bazarevskaya, T.I. Tarasova, N.A. Badurtdinova, O.G. Gibadullina, Hydrocarbon potential of Domanic pay zones of Volga-Ural oil-and-gas basin (Russian), *Oil Ind. J.* 2017 (2017) 10–14.
- R.S. Khisamov, V.G. Bazarevskaya, T.I. Tarasova, O.V. Mikhailova, S.N. Mikhailov, Geochemical evidence for petroleum potential of Domanic deposits in the Republic of Tatarstan, *Oil Ind.* 08 (2016) 10–13.
- S.J. Exploration, Reservoir Impairment by Asphaltenes: A Critical Review, 94 (2016) 1202–1217. <https://doi.org/10.1002/cjce.22476>.
- J. Qian, J. Wang, S. Li, World's oil shale available retorting technologies and the forecast of shale oil production, *Proc. Int. Offshore Polar Eng. Conf.* 8 (2008) 0–1.
- O.S. Al-Ayed, R.A. Hajarat, Shale Oil: Its Present Role in the World Energy Mix, 2018.
- P. Arcelus-Arillaga, J.L. Pinilla, K. Hellgardt, M. Millan, Application of water in hydrothermal conditions for upgrading heavy oils: A review, *Energy & Fuels.* 31 (2017) 4571–4587.
- S. Gudiyella, L. Lai, I.H. Borne, G.A. Tompsett, M.T. Timko, K.H. Choi, M.H. Alabsi, W.H. Green.

*An experimental and modeling study of vacuum residue upgrading in supercritical water, AIChE J.* 64 (2018) 1732–1743. <https://doi.org/10.1002/aic.16131>.

- Y. V. Onishchenko, A. V. Vakhin, B.I. Gareev, G.A. Batalin, V.P. Morozov, A.A. Eskin, The material balance of organic matter of Domanic shale formation after thermal treatment, *Pet. Sci. Technol.* 37 (2019) 756–762.
- V.R. Antipenko, O.N. Fedyeva, A.A. Grin'ko, A.A. Vostrikov, Structural Group Characteristics of Resins and Asphaltenes of High-Sulfur Natural Asphaltite and Products of Its Conversion in Supercritical Water, *Pet. Chem.* 60 (2020) 668–674. <https://doi.org/10.1134/S096554412006002X>.
- M. Morimoto, Y. Sugimoto, S. Sato, T. Takanohashi, Bitumen cracking in supercritical water upflow, *Energy & Fuels.* 28 (2014) 858–861.
- A. Chham, E. Khouya, A.K. Abourriche, M. Oumam, S. Gmouh, S. Mansouri, Supercritical water extraction and characterization of Moroccan shale oil by different solvent, *J. Mater. Environ. Sci.* 2508 (2018) 1771–1778.
- Z.R. Nasyrova, G.P. Kayukova, A. V. Vakhin, R. Djimasbe, A.E. Chemodanov, Heavy Oil Hydrocarbons and Kerogen Destruction of Carbonate-Siliceous Domanic Shale Rock in Sub- and Supercritical Water, *Processes.* 8 (2020) 800. <https://doi.org/10.3390/pr8070800>.
- M. Vandenbroucke, C. Largeau, Kerogen origin, evolution and structure, *Org. Geochem.* 38 (2007) 719–833.
- M. Vandenbroucke, Kerogen: from types to models of chemical structure, *Oil Gas Sci. Technol.* 58 (2003) 243–269.
- Б.Н. Тарасевич, Основы ИК спектроскопии с преобразованием Фурье. Подготовка проб в ИК спектроскопии, М. МГУ. (2012).
- P.R. Craddock, T. Van Le Doan, K. Bake, M. Polyakov, A.M. Charsky, A.E. Pomerantz, Evolution of kerogen and bitumen during thermal maturation via semi-open pyrolysis investigated by infrared spectroscopy, *Energy & Fuels.* 29 (2015) 2197–2210.
- H. Ganz, W. Kalkreuth, Application of infrared spectroscopy to the classification of kerogen types and the evaluation of source rock and oil shale potentials, *Fuel.* 66 (1987) 708–711.
- M.J. Iglesias, A. Jimenez, F. Laggoun-Défarge, I. Suarez-Ruiz, FTIR study of pure vitrines and associated coals, *Energy & Fuels.* 9 (1995) 458–466.
- R. Lin, G.P. Ritz, Studying individual macerals using ir microspectrometry, and implications on oil versus gas/condensate proneness and "low-rank" generation, *Org. Geochem.* 20 (1993) 695–706.
- G.P. Lis, M. Mastalerz, A. Schimmelmann, M.D. Lewan, B.A. Stankiewicz, FTIR absorption indices for thermal maturity in comparison with vitrinite reflectance  $R_0$  in type-II kerogens from Devonian black shales, *Org. Geochem.* 36 (2005) 1533–1552.
- W. Geng, T. Nakajima, H. Takanashi, A. Ohki, Analysis of carboxyl group in coal and coal aromaticity by Fourier transform infrared (FT-IR) spectrometry, *Fuel.* 88 (2009) 139–144.
- J. Ibarra, E. Munoz, R. Moliner, FTIR study of the evolution of coal structure during the coalification process, *Org. Geochem.* 24 (1996) 725–735.
- Y. Chen, M. Mastalerz, A. Schimmelmann, Characterization of chemical functional groups in macerals across different coal ranks via micro-FTIR spectroscopy, *Int. J. Coal Geol.* 104 (2012) 22–33.

**KEYWORDS:** domanic rocks, organic matter, kerogen, heavy oil, resinous-asphaltene substances, supercritical water, transformations.



# Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)

Аккредитация  
на торговых  
площадках

Подбор  
тендеров  
по заданным  
параметрам

Юридический  
анализ  
тендерной  
документации

Подготовка  
тендерной  
заявки

Услуги  
специализированной  
организации

Оспаривание  
решений ФАС  
о внесении  
в «черный список  
поставщиков»

Юридическое  
сопровождение  
заключения  
и исполнения  
государственного  
контракта

Оформление  
банковских  
гарантий

Действуя строго в рамках законодательства,  
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал,  
д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

# ПОДВОДНЫЙ РЕЗЕРВУАР-ХРАНИЛИЩЕ СПГ



В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩИЕ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ НЕДОСТАТКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ СПГ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ. ПРОВЕДЕН КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НАИБОЛЕЕ БЛИЗКОГО АНАЛОГА – ПЛАВУЧЕГО ХРАНИЛИЩА СПГ ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА. НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА БЫЛА ПРЕДЛОЖЕНА СОВЕРШЕННО НОВАЯ КОНСТРУКЦИЯ ПОДВОДНОГО ХРАНИЛИЩА СПГ. КРОМЕ ТОГО, ОПИСАНЫ ПРИНЦИПЫ ПОГРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ХРАНИЛИЩА. СДЕЛАН ВЫВОД О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДВОДНЫХ ПАРКОВ РЕЗЕРВУАРОВ

THE ARTICLE PRESENTS THE CURRENT DISADVANTAGES OF ONSHORE LNG TANKS USED IN THE ARCTIC. A CRITICAL ANALYSIS OF THE CLOSEST ANALOGUE – A FLOATING LNG STORAGE OF GRAVITY TYPE – WAS CARRIED OUT. ON THE BASIS OF THE RESULTS OF THE CRITICAL ANALYSIS A COMPLETELY NEW DESIGN OF AN UNDERWATER LNG STORAGE WAS OFFERED. ALSO THE PRINCIPLES OF SUBMERGENCE AND EXPLOITATION OF THE STORAGE WERE DESCRIBED. THE CONCLUSION ABOUT THE OPPORTUNITY OF APPLICATION OF UNDERWATER TANK FARMS WAS MADE

Ключевые слова: подводное хранилище, эксплуатация в условиях шельфа Северного Ледовитого океана, хранение СПГ, плавучее хранилище СПГ гравитационного типа, ледовые воздействия.

## Земляновский Вадим Александрович

кафедра автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

## Гусейнов Чингиз Саибович

Кафедра автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН

Освоение Арктики стало практически национальной идеей, и, действительно, значение этого региона в жизни страны сложно переоценить. О перспективных углеводородных ресурсах Арктики опубликовано немало работ. Интерес к высоким широтам вызван значительными запасами углеводородного сырья в этом регионе и должен подкрепляться разработкой новых технических решений, учитывающих требования к надежности, экологической безопасности для всего Мирового океана.

Сегодня технологии сжиженного природного газа (СПГ) все заметнее теснят традиционный для России сегмент трубопроводных поставок. В нашей части Арктики уже эксплуатируются несколько заводов и в ближайшее время планируются работы на мелководье по сооружению еще ряда крупных сооружений по ожижению природного газа [1].

Наращивание производственных мощностей по сжижению природного газа потребует создания соответствующих хранилищ СПГ. При этом хранилища СПГ будут востребованы как в районах производства СПГ – в составе заводов СПГ, так и в местах их отгрузки потребителю, где опять необходимы хранилища СПГ с добавлением регазификационных комплексов.

Одними из известных хранилищ СПГ являются резервуары, построенные в рамках проекта «Ямал СПГ». Строительство этих цилиндрических железобетонных сооружений со встроенными теплоизолированными стальными резервуарами велось в условиях Арктики и сопровождалось следующими трудностями:

- отсутствием развитой береговой инфраструктуры и необходимостью в развитии транспортной логистики для доставки сырья;

- суровыми климатическими условиями;
- сложными строительными работами;
- значительными капитальными затратами;
- существенными временными рамками введения объекта в эксплуатацию.

Все вышесказанное значительно увеличивает конечную цену тонны сжиженного газа, а зачастую делает нерентабельным и осуществление проекта.

## Критический анализ ближайшего аналога

Патентный анализ существующих технических решений для хранения СПГ в условиях Арктики показал, что на сегодняшний день наиболее перспективной альтернативой наземному хранилищу СПГ является плавучее хранилище СПГ гравитационного типа (рис. 1).

Данная конструкция содержит многоугольный ледостойкий железобетонный кессон, двойное дно, двойные борта, внутренние переборки и палубы, вертикальную цилиндрическую конструкцию с куполообразной крышей и встроенным изотермическим резервуаром СПГ с многослойной изоляцией [2].

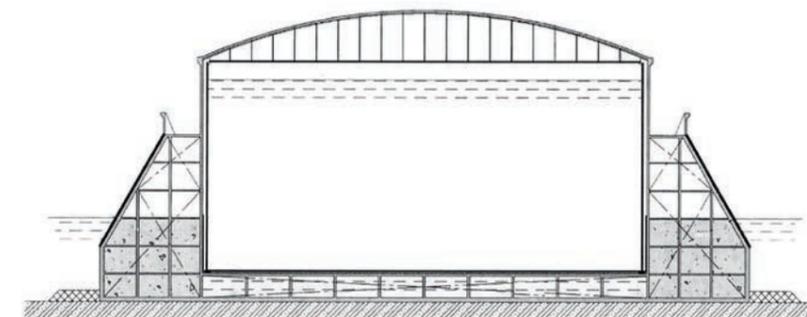
Плавучее хранилище сжиженного природного газа гравитационного типа обладает следующими преимуществами:

- возможность изготовления на производственной площадке с сухим доком в промышленно развитом районе;
- упрощение технологии изготовления хранилища;
- снижение стоимости и сроков строительства;
- повышение надежности при эксплуатации;
- улучшение устойчивости на грунте.

На основе критического анализа нами выявлены следующие недостатки конструкции, которые не позволяют безопасно использовать ее в условиях Арктики.

Авторы выше представленного изобретения утверждают, что техническим результатом от использования предложенного ими технического решения является: снижение стоимости и сроков

РИС. 1. Плавучее хранилище природного газа гравитационного типа [2]



строительства, повышение надежности при эксплуатации, улучшение сопротивляемости мощным ледовым нагрузкам и устойчивости на грунте.

Однако так называемая устойчивость на грунте вызывает большие сомнения вследствие процессов вспучивания донного грунта, образования ледяных линз, воздействия волн, течений, ветра на конструкцию за счет необтекаемой формы, и огромная масса хранилища будет способствовать проседанию морского грунта.

Воздействие льда на конструкцию может нарушить «правильность» многоугольника и разрушить конструкцию, заставляет увеличивать толщину стенок кессона, а участок, находящийся на уровне ватерлинии, подвергается интенсивной коррозии и постепенному истиранию. Мало того, изменяющиеся тяжелые климатические условия Арктики окажут свое влияние на работу конструкции. Также необходимо провести подготовительные работы по выравниванию морского дна перед погружением конструкции, что не может не увеличить стоимость выполнения проекта. Возможность передислокации, описанная авторами, практически исключается из-за громоздкости сооружения и нецелесообразности идеи перемещать уже установленный резервуар в другие места, учитывая при этом, что балластные емкости уже заполнены твердым балластом, а их удаление довольно сложно и эта работа вызовет дополнительные трудности.

Также не до конца понятен результат, связанный с улучшением сопротивляемости мощным ледовым воздействиям, в то время как при существующей альтернативе не бороться со льдами толщиной в 1–2 метра, а просто возводить

это сооружение сразу под водой ниже ледовых воздействий будет значительно эффективнее, и отсутствие сведений о процессе эксплуатации хранилища дополнительно свидетельствует о недостаточной проработанности авторами вопросов, связанных с технологическим обеспечением процессов налива и опорожнения СПГ, борьбой с избыточным давлением при образовании отпарного газа и вакуумированием газового пространства при опорожнении хранилища, борьбой с явлением ролловера, обеспечением контрольно-измерительными приборами и возможностью безопасной швартовки танкеров.

Все вышеизложенное ставит под сомнение надежность и безопасность использования предложенного технического решения. Идея установки резервуара в зоне ледовых воздействий явно не рациональна, а сохранность зоны переменного смачивания при ледовых воздействиях крайне сомнительна. Итак, задуманное сооружение должно полностью исключать возможность ледовых воздействий, то есть должно находиться ниже уровня их воздействий.

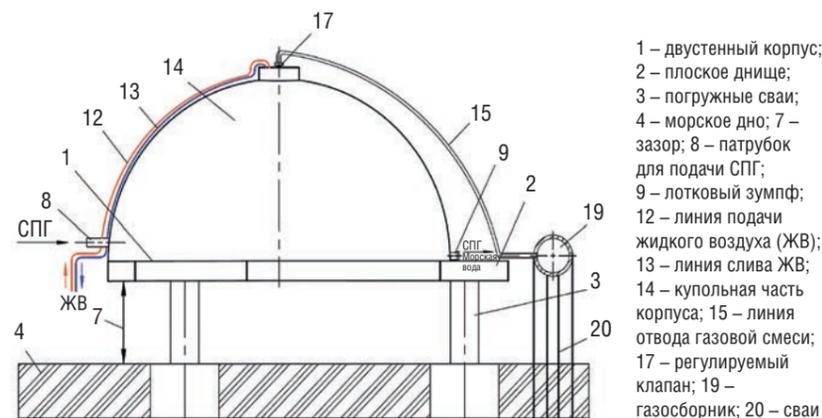
## Подводное хранилище СПГ

Недостатки, описанные выше, мы предлагаем решить с помощью существенно иной конструкции подводного хранилища СПГ (рис. 2). Оно содержит двустенный корпус 1 в виде полусферы с плоским дном 2 с образованием герметичного объема.

Закрепление подводного хранилища происходит посредством погружных свай 3 на грунте морского дна 4. Погружные сваи 3, замонарированные в проушинах 5 (рис. 3) плоского дна 2 в виде треноги, погружаются в грунт при

УДК 622.691.2-404

РИС. 2. Общий вид предлагаемого подводного комплекса для хранения СПГ



помощи всасывающих устройств 6 (рис. 4) с небольшим зазором 7 между днищем корпуса 2 и морским дном 4. В нижней части двустенного корпуса 1 размещены патрубки 8 для подачи СПГ и лотковый зумпф 9 для полной откачки морской воды или СПГ.

В полости корпуса 1 установлены мешалка 10 (рис. 5) с приводом, система охлаждения 11. Вместо мешалки рациональнее создать постоянную перекачку «снизу вверх» небольшого объема СПГ снаружи установленным насосом, который позволит исключить возникновение ролловера.

Система охлаждения 11 выполнена в виде змеевика с высотой витков, увеличивающихся от периферии корпуса к центру, что обеспечит повышение эффективности работы системы охлаждения 11, которая сообщается с линиями подачи 12 жидкого воздуха и его слива 13. Купольная часть корпуса 14 сообщается с линией подачи газообразного азота (ГА) и отвода 15 смеси ГА с отпарным газом 16, на котором установлен регулируемый клапан 17, связанный с датчиком давления 18.

Рядом с подводным хранилищем СПГ расположен газосборник 19, установленный с помощью свай 20 на грунт морского дна 4. Внутренняя стенка корпуса 21 выполнена из криогенной стали, облицованной снаружи последовательно слоями теплоизоляции 22 и полиуретановой пены 23 посредством штифтов или штырей, приваренных к корпусу, а внешняя стенка 24 выполнена из железобетона, облицованного снаружи слоем гидроизоляции 25 в виде полимерного покрытия. Внешняя стенка 24

замоноличивается в кольцевом желобе плоского днища 2 и представляет собой монолитное сооружение.

Рассчитанная толщина стенки железобетона должна быть в несколько раз больше, чем толщина стенки из криогенной стали [3]. Это объясняется тем, что гидростатическое давление воды на внешнюю стенку 24 значительно больше избыточного давления газовой смеси 16 над поверхностью СПГ и гидростатического давления столба СПГ на внутреннюю стенку корпуса 21.

### Принцип погружения конструкции на морское дно

Хранилище устанавливают на морском дне. Для этого применяют управляемое погружение путем постепенной закачки в подводное хранилище СПГ определенного,

РИС. 4. Процесс погружения подводного хранилища СПГ под воду и установки его с применением всасывающих устройств

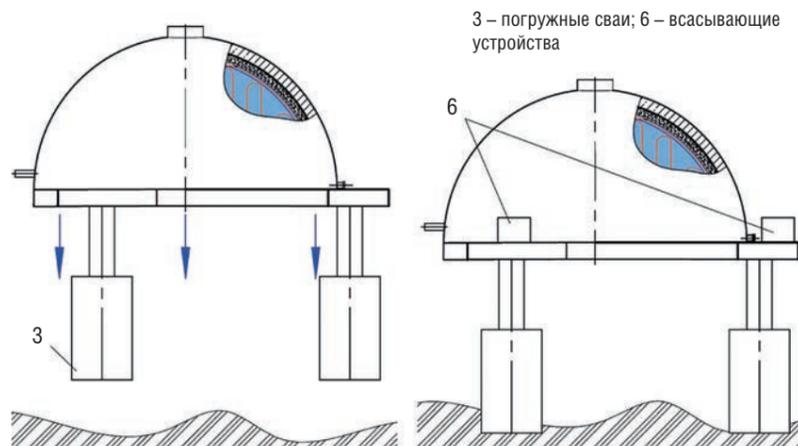
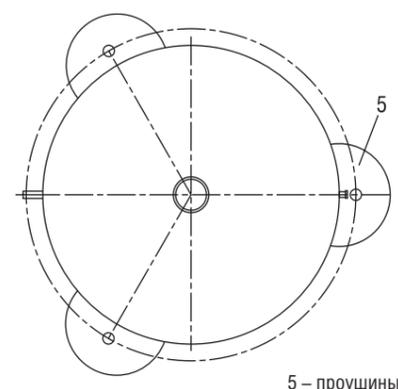


РИС. 3. Вид сверху на подводное хранилище СПГ



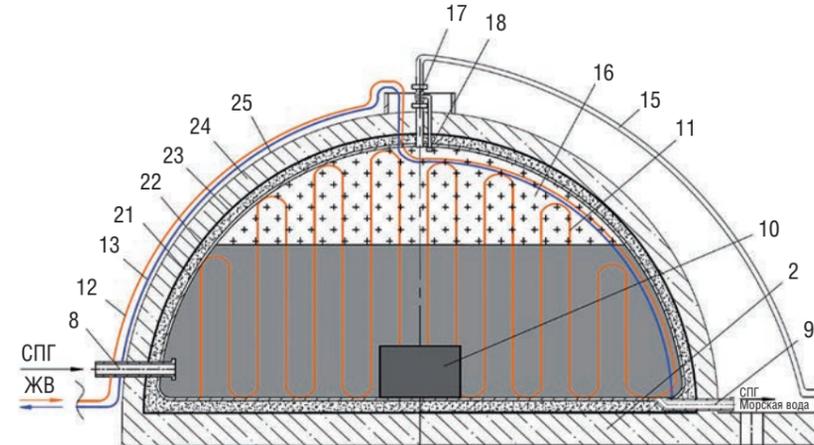
установленного расчетом, объема морской воды для придания отрицательной плавучести сооружению.

Равномерное погружение подводного хранилища СПГ на морское дно осуществляется мощными лебедками, установленными на противоположно стоящих буксирах и/или медленно балластируемыми стальными/эластичными емкостями, присоединенными к хранилищу для его спуска [4].

Подводное хранилище СПГ погружается и устанавливается в пробуренные перед спуском места на морском дне. При этом сваи погружаются в грунт путем откачки морской воды из них всасывающими устройствами.

Погружные сваи снижают воздействия подводных течений на конструкцию и препятствуют ее всплыванию на поверхность акватории при опорожнении резервуара.

РИС. 5. Вид подводного хранилища СПГ в разрезе



2 – плоское днище; 8 – патрубок для подачи СПГ; 9 – лотковый зумпф; 10 – мешалка; 11 – система охлаждения; 12 – линия подачи ЖВ; 13 – линия слива ЖВ; 15 – линия отвода газовой смеси; 16 – отпарной газ; 17 – регулируемый клапан; 18 – датчик давления; 21 – внутренняя стенка корпуса; 22 – теплоизоляция; 23 – полиуретановая пена; 24 – внешняя стенка; 25 – гидроизоляция, полимерное покрытие

А заранее установленный зазор между плоским днищем и морским дном необходим для предотвращения вспучивания грунта и образования ледяных линз, что также упрощает проведение работ по подготовке поверхности морского дна. Уклон в сторону лоткового зумпфа нужен для полного опорожнения подводного хранилища от морской воды или СПГ.

Расположение трех свай и их количество выбрано ради большей устойчивости такого базирования. Габариты этих погружных свай выбирают таким образом, чтобы при полном опорожнении подводного хранилища СПГ положение системы оставалось устойчивым благодаря заранее установленному уклону в сторону зумпфа.

Далее производят процесс погружения и обвязки газосборника с купольной частью корпуса. Конструкция газосборника представляет герметичный стальной баллон высокого давления, в котором происходит последовательное сжатие и расширение газовой смеси при опорожнении и заполнении подводного хранилища СПГ.

Внутри находится газообразный азот (ГА). ГА не создает взрывоопасную смесь. Линия подачи и отвода смеси ГА с отпарным газом служит для транспорта газовой смеси в газосборник и обратно при заполнении и опорожнении подводного хранилища СПГ.

### Принцип эксплуатации подводного хранилища СПГ

При заполнении подводного хранилища потоком СПГ с помощью криогенного центробежного насоса происходит сжатие газовой смеси над зеркалом СПГ. Сжиженный природный газ по мере заполнения объема, как поршень, движется вверх и сжимает газовую смесь. Как только избыточное давление газа достигнет заданного значения, что фиксируется датчиками давления, установленными в полости корпуса, открывают клапан, и газовая смесь поступает в газосборник, который обладает высокой несущей способностью.

Для снижения интенсивности образования отпарного газа внутри резервуара и поддержания криогенной температуры применяется система охлаждения.

Танкер-газовоз, прибывающий к подводному хранилищу СПГ, должен содержать емкость с жидким азотом (ЖА), который перекачивается в газосборник. ЖА под действием тепловых потоков превращается в ГА, создавая внутри избыточное давление.

Подача СПГ в подводный танкер происходит под избыточным давлением газовой смеси из газосборника, который поступает в подводное хранилище СПГ и вытесняет СПГ. Опорожнение от СПГ осуществляется через лотковый зумпф.

Объем емкостей хранения должен соответствовать как минимум водоизмещению челночного танкера, предназначенного для вывоза накопленной продукции. В свою очередь, за период отсутствия танкера в подводном парке должен накопиться соответствующий объем СПГ, чтобы танкер был полностью загружен.

### Выводы

Таким образом, подводное хранилище СПГ поможет решить проблемы при отсутствии береговой промышленности, сократить сроки введения объекта в эксплуатацию, повысить надежность резервуара ввиду сооружения в сухом доке в развитых районах страны, снизить капитальные затраты.

Достижимый технический результат заключается в комплексном одновременном обеспечении условий, повышающих несущую способность хранилища при воздействии внешнего гидростатического давления, предотвращающих возникновение «ролловера», снижающих интенсивность образования отпарного газа внутри резервуара и поддерживающих криогенную температуру, чтобы предотвратить вспучивание грунта и образование ледяных линз, а также создающих отрицательную плавучесть сооружения.

Предлагаемый резервуар может быть сооружен как одиночным, так и в составе группы подобных резервуаров, образуя подводный резервуарный парк СПГ. ●

### Литература

1. Кондратенко А.Д. Российские производства по сжижению природного газа / А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, И.В. Мещерин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 10 (94). – С. 68–80.
2. Пат. 163720 РФ, В 65D. Подводное нефтехранилище / В.А. Волков, А.А. Моляев, А.И. Клячченков (РФ). – № 2016112541/03; Заявлено 04.04.2016; Опубл. 10.08.2016.
3. Гусейнов Ч.С., Земляновский В.А. Расчет прочности и теплоизоляции подводного резервуара СПГ // Бурение и нефть. – 2021. – № 6. – С. 42–46.
4. Гусейнов Ч.С., Земляновский В.А. Технология установки подводного массивного резервуара на морское дно // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2 (33). С. 38–5. <https://doi.org/10.29222/npng.2078-5712.2021-33.art4>.

KEYWORDS: underwater storage, exploitation in of the Arctic Ocean shelf, LNG storage, floating LNG storage of gravity type, ice impacts.



# ЗАМЕНА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ

## Оценка экономической эффективности применения технологии для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопровода под давлением

РАЗРАБОТАН МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАМЕНЫ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРИМЕРЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ВРЕЗОК И ПЕРЕКРЫТИЯ СЕЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ КОМПАНИИ T. D. WILLIAMSON, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ ПРОВОДИТЬ ЗАМЕНУ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, РЕМОНТ И РЕКОНСТРУКЦИЮ ТРУБОПРОВОДА БЕЗ ПРЕКРАЩЕНИЯ ПОСТАВКИ ПРОДУКТА И БЕЗ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

A METHODOLOGICAL APPROACH HAS BEEN DEVELOPED TO ASSESS THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE USE OF TECHNOLOGIES FOR REPLACING DEFECTIVE SECTIONS OF PIPELINES EXEMPLIFIED BY TECHNOLOGY FOR PERFORMING TIE-INS AND BLOCKING THE SECTION OF PIPELINES UNDER PRESSURE OF T. D. WILLIAMSON COMPANY. THIS ALLOWS REPLACING DEFECTIVE SECTIONS OF PIPELINES, REPAIRING AND RECONSTRUCTING THE PIPELINE WITHOUT INTERRUPTING THE SUPPLY OF THE PRODUCT AND WITHOUT REDUCING PRESSURE

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, трубопровод, дефект, дефектный участок, оценка экономической эффективности, ремонт, реконструкция, врезка под давлением.

### Шарнина Гульнара Салаватовна

факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, доцент, к.т.н.

### Зиялtdинов Ремаль Ильшатович

факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант

Каждый год на объектах трубопроводного транспорта возникает необходимость проведения замены дефектных участков, ремонта или реконструкции действующих трубопроводов, на которых лупинги и байпасы отсутствуют, и строительство их экономически неоправданно.

При врезке в действующий трубопровод традиционным методом не обойтись без временной остановки перекачки продукта, и перед тем, как начать ремонтные работы, трубопровод необходимо опорожнить от газа, нефти и нефтепродуктов и очистить полость.

Только после проведения этих мероприятий можно гарантировать безопасность при сварочно-монтажных работах. Остановка перекачки транспортируемых продуктов может вызвать перегрузку его линейной части волнами давления и разряжения, возникающими при переходных процессах, привести к снижению пропускной способности трубопровода, затратам на вывод из эксплуатации и возобновление работы скважины, расходам на слив нефти и нефтепродуктов, потерям от нереализованного продукта, а также к загрязнению окружающей среды и штрафным санкциям за нарушение экологических норм и загрязнение окружающей среды. Работы, выполняемые традиционным методом на действующих трубопроводах, не могут проводиться в ограниченные сроки, и затраты на них очень велики.

Поэтому нахождение наиболее современного, безопасного и экономичного метода ремонта и реконструкции действующих трубопроводов является важнейшей задачей для эксплуатирующих организаций.

Один из таких методов ремонта базируется на применении технологии компании T. D. Williamson, которая обеспечивает непрерывность работы трубопровода без прекращения поставки продукта и без снижения давления при выполнении ремонта дефектов, замены дефектных участков трубопроводов, проведении внутритрубной диагностики или комплексного проекта, включающего несколько видов работ. В настоящее время практически все крупные нефтегазовые компании мира стремятся использовать технологию и оборудование фирмы T. D. Williamson.

Разработан методический подход к оценке экономической эффективности применения технологий замены дефектных участков трубопроводов на примере технологии для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопроводов под давлением компании T. D. Williamson, позволяющей проводить замену дефектных участков трубопроводов, ремонт или установку задвижек, запорной арматуры и другие виды ремонта и реконструкции трубопровода без прекращения поставки продукта и без снижения давления.

Для оценки экономической эффективности применения технологии замены дефектных участков трубопроводов предлагается следующая методика.

В тех случаях, когда пропускная способность магистрального нефтепровода на определенном участке снижается ниже номинального значения (участки трубопровода не позволяют поддерживать в них расчетное давление и т.д. вследствие проведения ремонтных работ, например), возникает необходимость в ликвидации «узкого» места. Продолжение эксплуатации трубопровода при наличии в нем «узких» мест связано со значительным снижением объемов перекачиваемой нефти.

Показатель экономической эффективности от внедрения мероприятия, направленного на ликвидацию «узкого» места (в руб.) определяется по формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n (q_{\text{ом}} - q_y) \cdot t \cdot (\Delta C_i \cdot \frac{L}{100} - S_{yi}) + \Delta S, \quad (1)$$

$$q_{\text{ом}} = \begin{cases} q_0, & \text{если } q_n \gg q_0 \\ q_n, & \text{если } q_n \ll q_0 \end{cases}, \quad (2)$$

где  $q_y, q_{\text{ом}}$  – пропускная способность магистрального нефтепровода в «узком» месте до и после его ликвидации соответственно, т/сут;

$\Delta C_i$  – тариф на перекачку нефти в  $i$ -ом году, руб./т 100 км;

$\Delta S$  – годовой экономический эффект от внедрения рассматриваемого мероприятия;

$S_{yi}$  – удельная (приходящаяся на одну тонну) себестоимость прокачки нефти в  $i$ -ом году.

При оценке экономической эффективности применения предлагаемой технологии замены дефектных участков трубопроводов, работающих под давлением. Для этого предлагается рассчитывать интегральный уровень риска и учитывать уровень этого риска в расчетах годового экономического эффекта.

Годовой экономический эффект ( $\Delta S$ ) от применения предлагаемой технологии замены дефектных участков трубопроводов при условии, что пропускная способность на данном участке не изменяется, складывается за счет:

- 1) снижения текущих затрат на содержание объектов магистрального нефтепровода ( $\Delta Z_{\text{сд}}$ );
- 2) снижения величины финансовых потерь от остановки перекачки нефти за период  $T$  ( $\Delta \Pi_{\text{ос}}$ );
- 3) снижения величины финансовых потерь из-за утраты продукции (разлива) ( $\Delta \Pi_{\text{пс}}$ );
- 4) снижения финансовых потерь из-за штрафных санкций ( $\Delta \Pi_{\text{шс}}$ ).

Предлагается корректировать данные величины на уровень риска эксплуатации трубопровода. Алгоритм предлагаемой методики оценки экономической эффективности применения технологии замены дефектных участков трубопроводов приведен на рисунке 1.

Годовой экономический эффект от применения предлагаемой технологии замены дефектных участков трубопроводов при условии, что пропускная способность на данном участке не изменяется, предлагается рассчитывать по формуле:

$$\Delta S = (\Delta Z_{\text{сд}} + \Delta \Pi_{\text{ос}} + \Delta \Pi_{\text{пс}} + \Delta \Pi_{\text{шс}}) \cdot (1 + (IR_0 - IR_1)) + \frac{1}{T} \cdot \Delta S_{\text{вн}}, \quad (3)$$

где  $\Delta Z_{\text{сд}}$  – средний показатель разницы затрат на содержание объектов магистрального нефтепровода за период  $T$ , руб.;

$\Delta \Pi_{\text{ос}}$  – средний показатель разницы финансовых потерь от остановки перекачки нефти за период  $T$ , руб.;

$\Delta \Pi_{\text{пс}}$  – средний показатель разницы финансовых потерь из-за утраты продукции за период  $T$ , руб.;

$\Delta \Pi_{\text{шс}}$  – средний показатель разницы финансовых потерь из-за штрафных санкций за период  $T$ , руб.;

$T$  – период использования данного мероприятия, год;

$\Delta S_{\text{вн}}$  – изменение (снижение) затрат на ремонт по предлагаемой технологии ремонта;

РИС. 1. Алгоритм предлагаемой методики оценки экономической эффективности применения технологии замены дефектных участков трубопроводов



$IR_0$  – интегральный уровень риска, связанный с эксплуатацией трубопровода, до внедрения мероприятия;

$IR_1$  – интегральный уровень риска, связанный с эксплуатацией трубопровода, после внедрения мероприятия.

Средний показатель разницы затрат на содержание объектов МН за период  $T$  определяется по формуле:

$$\Delta Z_{сд} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T \Delta Z_{сдi} \cdot (1 - K_{инфi}), \quad (4)$$

где  $\Delta Z_{сдi}$  – показатель разницы затрат на содержание объектов магистрального нефтепровода между сравниваемыми вариантами, отнесенный к  $i$ -му году, млн руб.;

$K_{инфi}$  – коэффициент инфляции в  $i$ -ом году.

Показатель разницы затрат на содержание объектов магистрального нефтепровода между сравниваемыми вариантами, отнесенный к  $i$ -му году, определяется из выражения:

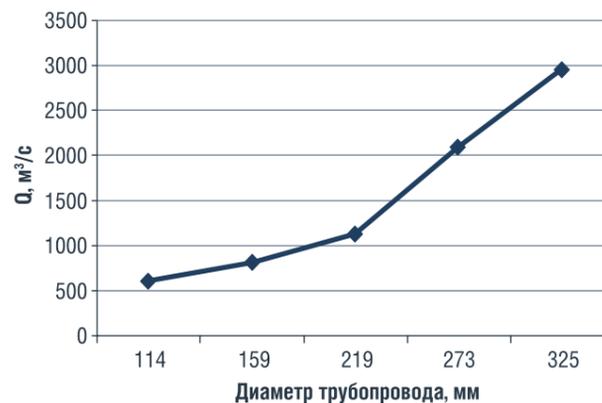
$$\Delta Z_{сдi} = q_0 \cdot t \cdot (p_{oi} - p_{mi}), \quad (5)$$

где  $p_{oi}$  – удельные, приходящиеся на единицу произведенной продукции (тонну прокачиваемой нефти), затраты на содержание и обновление данного участка (данного объекта) магистрального нефтепровода, соответственно без проведения и после проведения рассматриваемого мероприятия в  $i$ -ом году его использования;

$q_0$  – номинальная (расчетная) пропускная способность нефтепровода, т/сут;

$t$  – продолжительность года, сут.

РИС. 2. График зависимости потерь объемов нефти от диаметра трубопровода



Объемы потерь продукта напрямую зависят от диаметра останавливаемого трубопровода. График зависимости потерь объемов нефти от диаметра трубопровода представлен на рисунке 2. Как видно из данного графика, при увеличении диаметра трубопровода увеличивается и объем потерь жидкости.

Средний показатель разницы финансовых потерь от остановки перекачки нефти за период  $T$  определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{ос} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T \Delta \Pi_{осi} \cdot (1 - K_{инфi}), \quad (6)$$

где  $\Delta \Pi_{осi}$  – показатель разницы финансовых потерь от остановки перекачки нефти в  $i$ -ом году, млн руб., определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{осi} = \frac{(n_{oi} - n_{mi}) \cdot l}{1000} \cdot q_0 \cdot \Delta t_{в} \cdot (1 - \delta) \cdot \Delta C \cdot \frac{L}{100} \cdot (1 - \frac{НДС}{100}), \quad (7)$$

где  $n_{oi}, n_{mi}$  – количество отказов в  $i$ -ом году на 1000 км до и после внедрения данного мероприятия;

$l$  – протяженность рассматриваемого участка МН, км;

$\Delta t_{в}$  – продолжительность устранения одного отказа, сут;

$\delta$  – коэффициент перераспределения нефтепотока при аварии на данном участке;

$\Delta C$  – тариф на перекачку нефти, руб./т 100 км;

НДС – налог на добавленную стоимость, %;

$L$  – протяженность магистрального нефтепровода, км.

Средний показатель разницы финансовых потерь из-за утраты продукции за период  $T$  определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{пс} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T \Delta \Pi_{пси} \cdot (1 - K_{инфi}), \quad (8)$$

где  $\Delta \Pi_{пси}$  – показатель разницы финансовых потерь из-за утраты продукции в  $i$ -ом году, млн руб., определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{пси} = \frac{(n_{oi} - n_{mi}) \cdot l}{1000} \cdot Q_i \cdot C_{ц}, \quad (9)$$

где  $Q_i$  – масса теряемой нефти при отказе, т, определяемая по формуле:

$$Q_i = [y \cdot (0,0625 \cdot q_0 + \Delta V_i + (1 - y) \cdot 0,028) \cdot q_0] \cdot (1 - \phi_{сб}), \quad (10)$$

где  $\Delta V_i$  – масса теряемой нефти при отказе на данном участке магистрального нефтепровода в безнапорном режиме (размещаемой между заслонками), т;

$\phi_{сб}$  – доля собираемой нефти;

$C_{ц}$  – цена нефти, руб./т;

$y$  – доля порывов при отказах.

Средний показатель разницы финансовых потерь из-за штрафных санкций за период  $T$  определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{шс} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^T \Delta \Pi_{шси} \cdot (1 - K_{инфi}), \quad (11)$$

где  $\Delta \Pi_{шси}$  – показатель разницы финансовых потерь из-за штрафных санкций в  $i$ -ом году, млн руб.;



$K_{инфi}$  – коэффициент инфляции в  $i$ -ом году.

Показатель разницы финансовых потерь из-за штрафных санкций в  $i$ -ом году определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{шси} = \frac{(n_{oi} - n_{mi}) \cdot l}{1000} \cdot Q_i \cdot \sum C_{шс}, \quad (12)$$

где  $\sum C_{шс}$  – суммарные штрафные санкции за загрязнение окружающей среды, руб./т, определяемые по формуле:

$$\sum C_{шс} = C_{шс}^{вд} \cdot d_{вд} + C_{шс}^{пч} \cdot (1 - d_{вд}), \quad (13)$$

где  $C_{шс}^{вд}, C_{шс}^{пч}$  – штрафные санкции для водных объектов и почвы соответственно, руб./т;

$d_{вд}$  – доля участков магистральных нефтепроводов, приходящихся на подводные переходы.

Важной задачей является также определить и учесть все затраты, связанные с внедрением проводимого мероприятия ( $S_{вн}$ ).

Показатель экономической эффективности от внедрения мероприятия, направленного на ликвидацию «узкого» места, используется для сравнения вариантов эксплуатации магистрального нефтепровода без ликвидации «узкого» места и с его ликвидацией.

Поскольку результаты такого сравнения очевидны, то ликвидация «узкого» места любым способом будет оправдана с экономической точки зрения. Тем более, что актуальной является задача сравнения альтернативных вариантов ликвидации «узких» мест.

В этом случае можно сравнивать последовательно полученные результаты для каждого из альтернативных вариантов ликвидации «узкого» места.

При этом предлагаемый подход предлагает учитывать уровень риска эксплуатации трубопровода: чем больше риск, тем меньше величина ожидаемой экономической эффективности от внедрения мероприятия. ●

**Литература**

1. Официальный сайт Т. D. Williamson [Электронный ресурс]. – URL: www.tdwilliamson.com.
2. Промышленные технологии и инновации: учеб. пособие / [Ю. В. Плохих и др.]; Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2017.
3. Пушкарева О.В. Оценка экономической эффективности научно-технических мероприятий в проектировании, сооружении и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ [Текст]: метод. указания / О.В. Пушкарева. – Ухта: УГТУ, 2015. – 51 с.
4. Мигранова, М.Г. Оценка экономической эффективности и выбор варианта крупного инвестиционного проекта по развитию транспортных систем (на примере трубопроводного транспорта) в современных условиях России: автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Мигранова Марина Геннадьевна. – М., 2004. – 28 с.

KEYWORDS: pipeline transport, pipeline, defect, defective section, economic efficiency assessment, repair, reconstruction, injection molding.

# МИРОВАЯ ХОЗЯЙСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ и ее влияние на глобальные климатические процессы

ОПРЕДЕЛЕНА ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ НА КЛИМАТИЧЕСКИЕ ФЛУКТУАЦИИ, ПРИВОДЯЩИЕ К ГЛОБАЛЬНОМУ ПОТЕПЛЕНИЮ. АВТОРОМ ПОСТРОЕНА МАТРИЦА ДАННЫХ С 1990 ПО 2020 ГГ. С 13 ПЕРЕМЕННЫМИ. ПАРНЫЙ КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАЛ, ЧТО МИРОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА, ИНТЕНСИФИЦИРОВАННАЯ СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИЕЙ, ОСОБЕННО СИЛЬНО ВЛИЯЕТ НА ПАРНИКОВЫЙ ЭФФЕКТ И ЧТО МИРОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО ПО-ПРЕЖНЕМУ ЗАВИСИТ ОТ ПОТРЕБЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАЛ, ЧТО ФАКТОР № 1, ИМЕЮЩИЙ МАКСИМАЛЬНУЮ НАГРУЗКУ НА ФАКТОРНУЮ МАТРИЦУ, ОБЪЕДИНИЛ ВСЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ДОБЫЧУ И ПРОИЗВОДСТВО КАК НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ТАК И ВИЭ, А ТАКЖЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭТОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. УЧИТЫВАЯ ПЕРЕЧЕНЬ ПЕРЕМЕННЫХ, ВОШЕДШИХ В ДАННЫЙ ФАКТОР, ЕГО МОЖНО ОХАРАКТЕРИЗОВАТЬ КАК «ФАКТОР ХОЗЯЙСТВЕННОЙ АКТИВНОСТИ НАРОДОВ МИРА», ВЛИЯЮЩИЙ НА РОСТ ГЛОБАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ. ПОКАЗАТЕЛИ ЖЕ, НЕ ВОШЕДШИЕ В ФАКТОР 1, УКАЗЫВАЮТ НА ОТСУТСТВИЕ ЛИБО ВЕСЬМА СЛАБОЕ ВЛИЯНИЕ НА КЛИМАТ ПЛАНЕТЫ. ПОСКОЛЬКУ В ДАННЫЙ ФАКТОР НЕ ВОШЛА ПЕРЕМЕННАЯ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩАЯ ПРОИЗВОДСТВО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ, АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ СЛЕДУЕТ ОТДАТЬ ПРИОРИТЕТ РАЗВИТИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ КЛИМАТА

*VARIOUS FACTORS INFLUENCING CLIMATIC FLUCTUATIONS LEADING TO GLOBAL WARMING HAVE BEEN IDENTIFIED. THE AUTHOR CONSTRUCTED A DATA MATRIX FROM 1990 TO 2020 WITH 13 VARIABLES. PAIRED CORRELATION ANALYSIS SHOWED THAT 1) GLOBAL GAS PRODUCTION, INTENSIFIED IN RECENT YEARS BY THE SHALE REVOLUTION, CARRIED OUT BY HYDRAULIC FRACTURING, HAS A PARTICULARLY STRONG EFFECT ON THE GREENHOUSE EFFECT; AND 2) ALL WORLD PRODUCTION STILL DEPENDS ON OIL AND GAS CONSUMPTION. FACTOR ANALYSIS SHOWED THAT FACTOR NO. 1, WHICH HAS THE MAXIMUM LOAD ON THE FACTOR MATRIX, COMBINED ALL INDICATORS CHARACTERIZING THE EXTRACTION AND PRODUCTION OF BOTH NON-RENEWABLE ENERGY SOURCES (GAS PRODUCTION, COAL CONSUMPTION, OIL PRODUCTION AND ITS PRICE) AND RENEWABLE, AS WELL AS THE RESULTS OF THIS ACTIVITY. TAKING INTO ACCOUNT THE LIST OF VARIABLES INCLUDED IN THIS FACTOR, IT CAN BE CHARACTERIZED AS A "FACTOR OF ECONOMIC ACTIVITY OF THE PEOPLES OF THE WORLD" THAT AFFECTS THE GROWTH OF GLOBAL TEMPERATURE. INDICATORS THAT ARE NOT INCLUDED IN FACTOR 1 INDICATE THE ABSENCE OR VERY WEAK INFLUENCE ON THE CLIMATE OF OUR PLANET. SINCE THIS FACTOR DID NOT INCLUDE A VARIABLE CHARACTERIZING THE PRODUCTION OF NUCLEAR ENERGY, ALTHOUGH THIS INDICATOR WAS NOT SIGNIFICANT IN THE CORRELATION MATRIX, NUCLEAR ENERGY SHOULD BE GIVEN PRIORITY TO DEVELOPMENT IN MODERN CONDITIONS OF GLOBAL CLIMATE WARMING*

Ключевые слова: первичная энергия, ВВП, изменения климата, эмиссия парниковых газов, солнечная активность, возобновляемые источники энергии, альтернативная энергия, углеводороды.

**Митина Наталья Николаевна**  
д.г.н., проф. кафедры ОиПРУ факультета государственного управления МГУ имени М.В. Ломоносова, Институт водных проблем РАН

В настоящее время все мировая общественность озабочена глобальными климатическими флуктуациями, связанными с современным потеплением климата. На рисунке 1 представлены ежегодные среднегодовые аномалии приземной температуры воздуха, направленные с 1960-х годов на резкое потепление.

Как видно из рисунка 1, за последние 140 лет отклонение глобальной среднегодовой приземной температуры воздуха от нормы превысило 1,2°C. Повышенное внимание уделяется источникам этого потепления, в первую очередь эмиссиям парниковых газов антропогенного происхождения. В мировой

экологической практике ежегодно учитываются и публикуются в открытой печати суммарные общемировые выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>), производящие в мире отдельными странами в процессе их хозяйственной деятельности. На втором месте по объемам выбросов – США, на третьем – Индия [2].

В таблице 1 приведены мировые выбросы углекислого газа (CO<sub>2</sub>) за последний 31 год с 1990 по 2020 гг., согласно ежегодным отчетам British Petroleum [BP 1990–2020]. Для сравнения, самые большие объемы выбросов углекислого газа отмечаются у КНР: в 2020 г. их доля в мировом энергобалансе составила 30,7%. Выбросы США, которые находятся по объему эмиссии CO<sub>2</sub> на втором месте в мире, составили 13,8%, на третьем месте страны Евросоюза – 11,1%, а выбросы РФ составили в том же 2020 г. 4,8% [BP, 2021]. Как видно из таблицы 1, суммарные ежегодные выбросы CO<sub>2</sub>, превысив 30 млрд т, возрастают год от года, кроме 2020 г., вследствие глобального кризиса, повлекшего сокращение мирового производства. Исключение составили Китай и ряд других стран, например, Иран, которые и в 2020 г. продолжали наращивать свою производственную деятельность, ориентируясь на внутреннее потребление.

Долгое время считалось, что антропогенные выбросы парниковых газов исчезающе малы по сравнению с выбросами природного происхождения, а именно извергающимися вулканами. Однако в настоящее время имеется ряд публикаций, в частности британской Геологической службы, утверждающих, что выбросы субаэральных (наземных) вулканов в сумме в 120–150 раз меньше антропогенных и составляют от 130 до 440 млн т CO<sub>2</sub>/год. Более того, извержения вулканов, затеняя атмосферу, охлаждают землю и тем самым замедляют глобальное потепление. Однако охлаждающий эффект исчезает быстрее, чем парниковый, вызванный CO<sub>2</sub>, который остается в атмосфере в течение сотен лет [3].

Еще один природный показатель, по мнению гелиогеофизиков, влияющий на различные природные процессы на нашей планете, это ежегодно изменяющаяся активность солнца, так как «доказано что

РИС. 1. Глобальный индекс температуры суши и океанов. Отклонение среднегодовой приземной температуры воздуха от нормы (°C) [1]

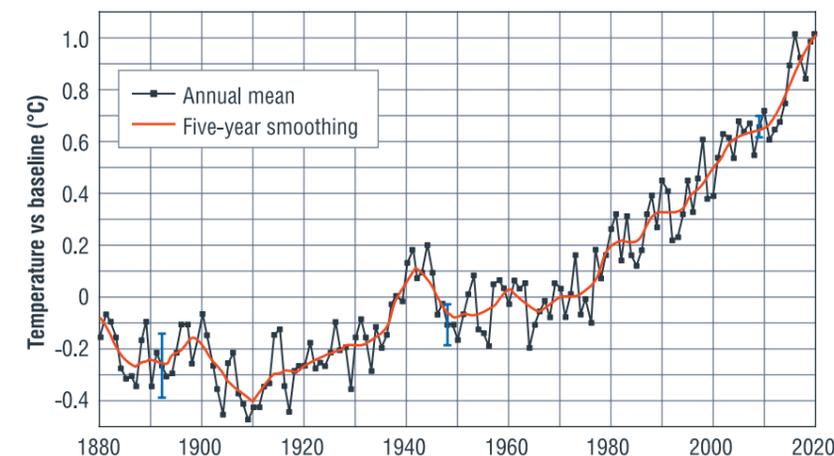


ТАБЛИЦА 1. Ежегодные мировые выбросы CO<sub>2</sub> [BP, 1990–2021]

Годы	Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	Годы	Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	Годы	Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т
1990	22700,0	2000	24900,0	2010	31291,4
1991	23100,0	2001	25200,0	2011	32172,5
1992	22400,0	2002	25700,0	2012	32504,0
1993	22600,0	2003	27000,0	2013	33071,2
1994	22800,0	2004	28200,0	2014	33140,7
1995	23300,0	2005	29200,0	2015	33206,1
1996	23900,0	2006	29430,1	2016	33361,9
1997	24100,0	2007	30481,9	2017	33726,9
1998	24000,0	2008	30800,4	2018	34351,1
1999	24200,0	2009	30145,3	2019	34356,6
				2020	32284,1

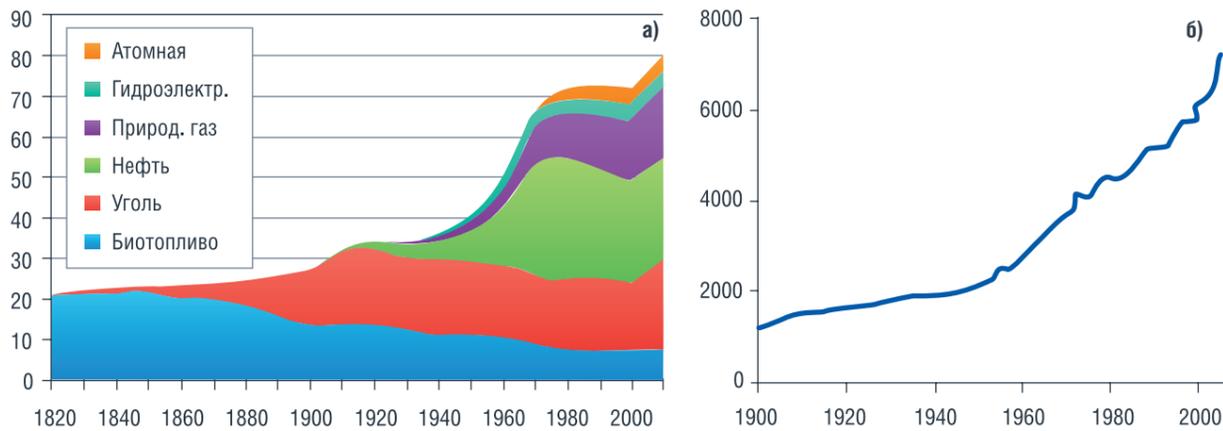
РИС. 2. Количество солнечных пятен [5]



в разные годы солнечная активность может оказывать на климат разное влияние» [4], представленная в работе с 1990 по 2020 гг. (рис. 2). Солнечная активность

имеет одиннадцатилетнюю цикличность, однако отмечено, что амплитуда этих циклов за последний тридцатилетний период уменьшается.

РИС. 3. Потребление энергии в мире (гигаджоулей на душу населения) [6, с. 21] (а); рост реального мирового ВВП на душу населения, трлн долл. США 2014 г. (б) [7, с. 18]



Чем больше страны мира потребляют первичной энергии (рисунок 3а), тем больше развито их и мировое производство, а следовательно, и благосостояние населения (рисунок 3б). Иллюстрация к закону представлена на рисунке 3. Рост же потребления энергии как в России, так и во всем мире сопровождается добычей углеводородов – нефти, газа, угля, необходимых для ее производства (рисунок 4). Исключение составила лишь Япония, которая после 2005 г. при постоянном, хотя и незначительном росте ВВП понизила энергопотребление за счет внедрения энергосберегающих технологий.

В связи с вышеизложенным целью данной работы было выявить, какие антропогенные и природные источники энергии, а также основные результаты хозяйственной деятельности, выраженные в ряде макроэкономических показателей, связаны с глобальными климатическими процессами.

Для этого с помощью методов математической статистики (парного корреляционного анализа и факторного анализа методом главных компонент) была проанализирована взаимозависимость ряда основных показателей, влияющих прямо и/или косвенно на глобальные климатические процессы, собрав их в единую матрицу за 31 год (с 1990 по 2020 г.), но при этом исключив данные, характеризующие выбросы вулканов. Для этого автором была составлена матрица, которая включает следующие переменные: x1 – Мировое потребление первичной энергии (млн тнэ); x2 – Добыча нефти мировая (млн т/год);

x3 – цена на нефть (\$); x4 – Мировой ВВП (трлн \$); x5 – Обменный курс доллара КНР (юань/\$); x6 – Выбросы CO<sub>2</sub> в мире (млрд т/год); x7 – Мировая добыча газа (млрд м<sup>3</sup>/год); x8 – Производство атомной энергии в мире (млн тнэ/год); x9 – Производство гидроэнергии в мире (млн. тнэ/год); x10 – Количество солнечных пятен (ед./год); x11 – Мировое потребление угля (млн тнэ); x12 – Мировое производство энергии возобновляемыми источниками (ВИЭ), т.е. солнечными и ветряными электростанциями (млн тнэ/год); x13 – Отклонение среднегодовой температуры приземного атмосферного воздуха от нормы (°C) (таблица 2).

Полученная матрица (таблица 2) была проанализирована методом парного корреляционного анализа (таблица 3).

Анализ корреляционной матрицы показал, что большая ее часть имеет значимые показатели  $r > 0,7$ ,

следовательно, представленные расчеты репрезентативны. Получено, что значимые положительные корреляции ( $r > 0,7$ ), которые выделены в матрице курсивом и полужирным шрифтом, значимо связывают переменную «отклонение температуры от нормы (°C)» с переменными «глобальное потребление первичной энергии» ( $r = 0,89$ ), мировая добыча нефти ( $r = 0,90$ ) и газа ( $r = 0,91$ ), мировой ВВП ( $r = 0,86$ ), выбросы CO<sub>2</sub> ( $r = 0,87$ ), производство гидроэнергии ( $r = 0,89$ ). Особенно велики коэффициенты корреляции между «отклонением температуры от нормы» и добычей газа ( $r = 0,91$ ) и несколько меньше – с добычей нефти ( $r = 0,90$ ), даже по сравнению с потреблением угля, взаимозависимый показатель корреляции, который весьма скромнен ( $r = 0,81$ ). Зависимость «отклонения температуры от нормы» от показателя выбросов CO<sub>2</sub> также

РИС. 4. Динамика ВВП, промышленности, производства топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и добычи углеводородов (нефти, газа, угля) в России [6, с. 121]

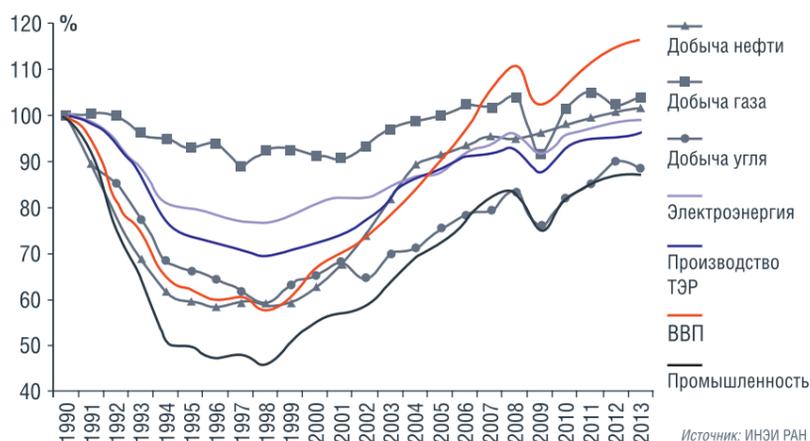


ТАБЛИЦА 2. Матрица переменных для анализа данных

год	x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10	x11	x12	x13
1990	8000,3	3170,6	23,73	29,3	4,7	22700	2000,7	455,2	501,7	197,8	2198,0	0,1	0,45
1991	8147,2	3155,5	20,5	23,93	5,3	23100	2026,8	474,9	510,9	183,1	2218,0	0,1	0,4
1992	8171,5	3187,3	19,37	25,44	8,5	22400	2039,4	478,5	509,2	104,5	2203,6	0,1	0,21
1993	8222,1	3187,0	17,07	25,85	8,6	22600	2073,5	495,3	537,4	55,1	2199,6	0,1	0,22
1994	8310,1	3237,1	15,98	27,77	8,7	22800	2101,3	504	541,4	37,6	2219,3	0,1	0,32
1995	8543,3	3282,0	17,18	30,88	8,3	23300	2141,7	526,1	570,1	15,1	2255,3	0,1	0,46
1996	8791,7	3376,9	20,80	31,57	8,3	23900	2235,5	544,8	579,3	14,3	2335,8	0,1	0,33
1997	8876,7	3477,3	19,30	31,46	8,2	24100	2238,9	541,2	588,5	52,0	2323,5	0,1	0,47
1998	8869,5	3546,0	13,11	31,4	8,2	24000	2289,0	550,5	595,6	110,4	2279,8	0,1	0,61
1999	8883,6	3477,1	18,25	32,58	8,2	24200	2351,7	571,4	600,0	164,0	2162,5	0,1	0,38
2000	9382,4	3611,8	28,98	33,65	8,2	24900	2433,2	585,0	616,9	162,7	2216,8	51,2	0,39
2001	9465,6	3601,6	24,77	33,45	8,2	25200	2490,9	601,2	594,5	179,1	2255,1	53,6	0,53
2002	9651,8	3584,2	25,02	34,72	8,2	25700	2531,1	611,0	601,0	131,4	2488,0	60,4	0,63
2003	9997,8	3701,1	28,83	38,95	8,2	27000	2617,1	598,2	604,1	84,1	2706,0	65,5	0,62
2004	10482,0	3904,7	38,27	43,88	8,2	28200	2691,6	624,3	634,4	55,7	2894,0	74,5	0,53
2005	10800,9	3941,5	54,52	47,54	8,1	29200	2790,9	626,4	661,4	36,0	3130,6	83,2	0,68
2006	11087,8	3961,2	65,14	51,52	7,9	29430	2891,2	635	690,2	20,2	3292,2	93,9	0,64
2007	11398,4	3948,6	72,39	58,06	7,6	30482	3029,8	621,8	699,7	7,9	3476,0	108,0	0,67
2008	11535,8	3988,6	97,26	63,71	6,9	30800	2938,6	619,8	741,4	2,2	3523,9	124,0	0,55
2009	11363,2	3885,8	79,50	60,44	6,8	30145	2934,9	613,9	737,9	12,7	3473,6	144,0	0,66
2010	12002,4	3978,6	111,26	66,16	6,7	31291	3146,2	626,3	784,2	42,5	3634,3	170,0	0,72
2011	12408,3	4009,6	111,26	73,48	6,4	32173	3251,9	600,4	795,5	92,5	3800,0	204,0	0,61
2012	12586,1	4121,6	111,67	75,17	8,1	32504	3318,9	559,3	835,6	88,1	3814,4	239,0	0,65
2013	12807,1	4129,8	108,66	77,33	6,3	33071	3357,8	564	864,8	107,6	3890,7	281,0	0,68
2014	12928,4	4227,2	98,95	79,47	6,1	33141	3425,9	575,5	884,3	92,2	3911,2	317,0	0,75
2015	13045,6	4358,1	52,39	75,23	6,2	33206	3500,6	583,1	892,9	57,8	3839,9	365,0	0,9
2016	13228,6	4375,1	43,73	76,42	6,6	33362	3540,4	591,8	909,1	28,5	3710,0	417,0	1,02
2017	13474,6	4385,9	54,19	81,33	6,7	33727	3672,5	597,1	919,9	15,7	3718,4	490,0	0,93
2018	13864,9	4484,2	71,31	86,34	6,6	34351	3857,5	611,3	948,8	6,0	3772,1	561,0	0,85
2019	14049,5	4478,0	64,21	87,61	6,7	34357	3989,3	631,6	956,9	1,8	3733,7	625,0	0,99
2020	13448,4	4165,1	41,84	84,71	6,5	32284	3853,7	607,5	968,9	15,3	3586,4	688,0	1,02

ТАБЛИЦА 3. Корреляционная матрица показателей таблицы 2

	Var1	Var2	Var3	Var4	Var5	Var6	Var7	Var8	Var9	Var10	Var11	Var12	Var13
Var1	1,00	<b>0,98</b>	<b>0,74</b>	<b>0,99</b>	-0,45	<b>0,99</b>	<b>0,99</b>	<b>0,67</b>	<b>0,98</b>	-0,49	<b>0,96</b>	<b>0,90</b>	<b>0,89</b>
Var2	0,98	1,00	<b>0,68</b>	<b>0,95</b>	-0,37	<b>0,98</b>	<b>0,97</b>	<b>0,74</b>	<b>0,95</b>	-0,48	<b>0,93</b>	<b>0,85</b>	<b>0,90</b>
Var3	0,74	0,68	1,00	<b>0,76</b>	-0,41	<b>0,79</b>	<b>0,68</b>	0,50	<b>0,67</b>	-0,30	<b>0,86</b>	0,44	0,47
Var4	0,99	0,95	0,76	1,00	-0,51	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	0,59	<b>0,98</b>	-0,48	<b>0,96</b>	<b>0,90</b>	<b>0,86</b>
Var5	-0,45	-0,37	-0,41	-0,51	1,00	-0,46	-0,44	0,04	-0,46	-0,12	-0,49	-0,48	-0,47
Var6	0,99	0,98	0,79	0,98	-0,46	1,00	<b>0,97</b>	<b>0,68</b>	<b>0,96</b>	-0,48	<b>0,98</b>	<b>0,84</b>	<b>0,87</b>
Var7	0,99	0,97	0,68	0,98	-0,44	0,97	1,00	<b>0,66</b>	<b>0,99</b>	-0,48	<b>0,93</b>	<b>0,93</b>	<b>0,91</b>
Var8	0,67	0,74	0,50	0,59	0,04	0,68	0,66	1,00	0,58	-0,45	0,61	0,46	0,64
Var9	0,98	0,95	0,67	0,98	-0,46	0,96	0,99	0,58	1,00	-0,48	<b>0,92</b>	<b>0,94</b>	<b>0,89</b>
Var10	-0,49	-0,48	-0,30	-0,48	-0,12	-0,48	-0,48	-0,45	-0,48	1,00	-0,51	-0,44	-0,42
Var11	0,96	0,93	0,86	0,96	-0,49	0,98	0,93	0,61	0,92	-0,51	1,00	<b>0,77</b>	<b>0,81</b>
Var12	0,90	0,85	0,44	0,90	-0,48	0,84	0,93	0,46	0,94	-0,44	0,77	1,00	<b>0,87</b>
Var13	0,89	0,90	0,47	0,86	-0,47	0,87	0,91	0,64	0,89	-0,42	0,81	0,87	1,00

где Var1 – Мировое потребление первичной энергии (млн тнэ); Var2 – Добыча нефти мировая (млн т/год); Var3 – цена на нефть (\$); Var4 – Мировой ВВП (трлн. \$); Var5 – Обменный курс доллара КНР (юань/\$); Var6 – Выбросы CO<sub>2</sub> в мире (млрд т/год); Var7 – Мировая добыча газа (млрд м<sup>3</sup>/год); Var8 – Производство атомной энергии в мире (млн тнэ/год); Var9 – Производство гидроэнергии в мире (млн тнэ/год); Var10 – Количество солнечных пятен (ед./год); Var11 – Мировое потребление угля (млн тнэ); Var12 – Мировое производство энергии возобновляемыми источниками ВИЭ (млн тнэ/год); Var13 – Отклонение среднегодовой температуры приземного атмосферного воздуха от нормы (°C)

велика ( $r = 0,86$ ), но сопоставима с производством ВИЭ ( $r = 0,86$ ) и давно распространенным альтернативным источником энергии – гидроэнергией ( $r = 0,87$ ).

Переменные «производство атомной энергии» и «количество солнечных пятен» имеют среднюю значимость, их  $0,7 > r > 0,3$ . Таким образом, можно сделать

вывод, что мировая добыча газа, интенсифицированная в последние годы сланцевой революцией, преимущественно осуществляется в США методом гидроразрыва

пласта, особенно сильно влияет на рост выбросов парниковых газов, так как является наиболее вредным с экологической точки зрения видом добычи полезных ископаемых.

В представленной работе вклад в суммарный парниковый эффект крупных и средних гидроэлектростанций, развитых по всему миру, впервые продемонстрирован на глобальном уровне с весьма значительным показателем коэффициента корреляции ( $r = 0,89$ ). Итак, получено, что гидроэнергетика вошла в общий пул энергетической отрасли, способствующей потеплению климата, что ранее было отмечено только на локальном уровне, так как известно, что крупные гидроэлектростанции способствуют эвтрофикации водоемов, замедляя течения рек, сбрасывая после прохождения через турбины подогретые воды и «перемалывая» в своих турбинах фито- и зоопланктон.

Из всех проанализированных видов энергии и энергоносителей самым безопасным для климатических флуктуаций оказывается атомная энергия, значимо не связанная с показателем «отклонение температуры от нормы»: ( $r = -0,64$ ).

Отмечается наиболее сильная прямая зависимость ( $r \geq 0,95$ ), показатели которой в таблице 2 отмечены красным цветом, между потреблением первичной энергии Var 1 и Var 4 – мировым ВВП ( $r = 0,99$ ), Var5 – выбросами CO<sub>2</sub> ( $r = 0,99$ ), Var6 – мировой добычи газа ( $r = 0,99$ ), нефти ( $r = 0,98$ ) и потреблением угля ( $r = 0,96$ ). Большой вклад в производство первичной энергии оказывают и альтернативные источники, такие как ВИЭ ( $r = 0,90$ ) и гидроэнергия ( $r = 0,98$ ). На величину выбросов CO<sub>2</sub> влияет по убывающей ряд следующих энергетических показателей: потребление угля и добыча нефти ( $r = 0,98$ ), добыча газа ( $r = 0,97$ ), производство гидроэнергии ( $r = 0,96$ ) и производство ВИЭ ( $r = 0,84$ ). Согласно данным показателям и ряду их взаимосвязи, все мировое производство и, соответственно, глобальный уровень благосостояния народов мира по-прежнему зависит от потребления невозобновляемых источников энергии, что, соответственно, приводит к возрастающим выбросам парниковых газов. Единственный путь сокращения выбросов CO<sub>2</sub> при условии сохранения устойчивого роста мирового ВВП – повсеместное

внедрение энергосберегающих технологий во все отрасли мирового хозяйства.

Что касается финансовых макроэкономических показателей, то единственный из них, значимо не связанный ни с одним из представленных в матрице, – это обменный курс доллара КНР. В то же время другая важная для мировой экономики переменная – «цена на нефть» – имеет значимую положительную взаимосвязь с большинством из представленных в матрице показателей, а именно, по убывающей: с потреблением угля ( $r = 0,86$ ), объемом выбросов CO<sub>2</sub> ( $r = 0,79$ ), мировым ВВП по ППС ( $r = 0,76$ ); мировым потреблением первичной энергии ( $r = 0,74$ ). Многие экономисты утверждают, что бурное развитие ВИЭ приведет к постепенному снижению цены на нефть, как на уходящий «в лету» источник энергии, однако корреляционный анализ это не подтвердил: цены на нефть значимо не связаны с производством ВИЭ –  $r = 0,44$ .

Для того, чтобы более достоверно выявить значимость каждого вида источников климатических флуктуаций, был проведен факторный анализ корреляционной матрицы переменных. Результатом трех вращений переменных (Var 1 – Var13) в процессе анализа методом главных компонент, были выявлены два фактора (таблица 4).

Фактор № 1, имеющий максимальную нагрузку на факторную матрицу ( $P = 75,98\%$ )

ТАБЛИЦА 4. Факторный анализ корреляционной матрицы, представленной в таблице 3

	Var1	Var13
Var1	0,996809	0,018012
Var2	0,973746	0,104921
Var3	0,742680	-0,078695
Var4	0,990185	-0,056732
Var5	-0,489526	0,791292
Var6	0,991391	0,015734
Var7	0,989310	0,021339
Var8	0,668374	0,517196
Var9	0,978868	-0,028281
Var10	-0,502929	-0,624841
Var11	0,964841	-0,015201
Var12	0,891818	-0,087789
Var13	0,904629	-0,010787
Expl.Var	9,877531	1,314363
Prp.Totl	0,759810	0,101105

объединил все показатели, характеризующие добычу и производство как невозобновляемых источников энергии (добыча газа, потребление угля, добыча нефти и цена на нее), так и возобновляемых (гидроэнергия и ВИЭ), а также результаты этой деятельности (мировой ВВП и мировое потребление первичной энергии, выбросы CO<sub>2</sub> и отклонение температуры от нормы). Учитывая перечень переменных, вошедших в данный фактор, его можно охарактеризовать как «Фактор хозяйственной активности народов мира», влияющий на рост глобальной температуры. Примечательно, что в данный фактор не вошла переменная, характеризующая производство атомной энергии, хотя и в корреляционной матрице данный показатель не был значимым.

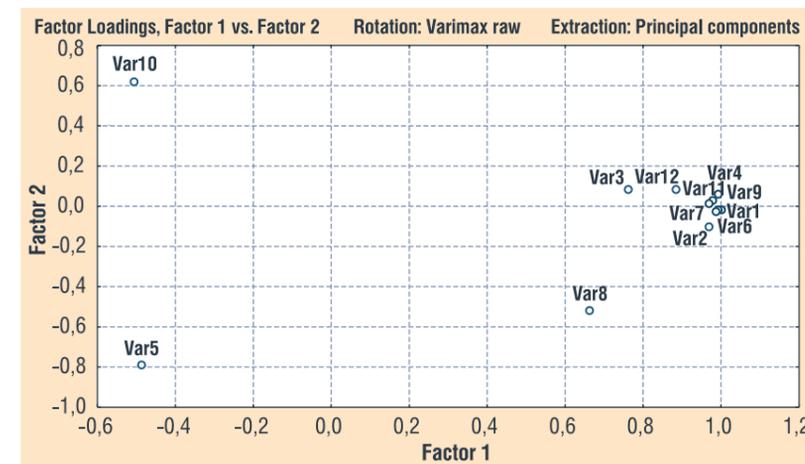
В Фактор № 2 вошла единственная переменная, характеризующая обменный курс доллара КНР. Поскольку он имеет весьма незначительную нагрузку на факторную матрицу ( $r = 10,1\%$ ), следовательно, не имеет смысловой нагрузки, а реально влияющие на глобальное потепление переменные группируются лишь в один фактор – Фактор 1. Подтверждением тому являются проекции переменных на факторную плоскость (рисунок 4), где все переменные, вошедшие в Фактор 1, показали высокую скупенность. Показатели же, не вошедшие в Фактор 1 (Var5 – обменный курс доллара КНР, Var8 – производство атомной энергии в мире и Var10 – количество солнечных пятен), находятся на значительном расстоянии друг от друга и в разных квартилях, указывая на отсутствие либо весьма слабое влияние на климат нашей планеты.

Переменная, характеризующая солнечную активность, не вошла ни в один из факторов. Таким образом, можно сделать предварительный вывод, что воздействие солнечной активности на климат нашей планеты – весьма сложный процесс, который не может быть описан прямыми взаимодействиями.

### Выводы

- 1) С помощью корреляционного и факторного анализов проанализировано взаимодействие ряда основных переменных, прямо и/или косвенно влияющих на

РИС. 5. Проекция переменных на факторную плоскость



глобальные климатические процессы. Данные переменных с 1990 по 2020 гг. были собраны в единую матрицу. Среди них: глобальный индекс приземной температуры атмосферного воздуха суши и океанов (отклонения температуры от нормы в °C), глобальное потребление первичной энергии (млн тнэ/год), мировая добыча нефти (млн т/год) и газа (млрд м<sup>3</sup>/год), мировой ВВП (трлн/\$ по ППС), суммарные мировые выбросы CO<sub>2</sub> (млн т/год), производство атомной энергии и гидроэнергии (млн тнэ/год) и среднегодовое количество солнечных пятен.

- 2) Парный корреляционный анализ показал, что:
  - a) Мировая добыча газа, интенсифицированная в последние годы сланцевой революцией и осуществляемая в США преимущественно методом гидроразрыва пласта, особенно сильно влияет на рост выбросов парниковых газов, так как с точки зрения охраны окружающей среды является наиболее вредным видом добычи полезных ископаемых.
  - b) Все мировое производство и, соответственно, глобальный уровень благосостояния населения, по-прежнему тесно связаны с использованием невозобновляемых источников энергии – нефти и газа.
  - в) Гидроэнергетика вошла в общий пул отраслей промышленного производства, способствующих потеплению климата, что ранее было отмечено только на локальном уровне, так как

известно, что гидроэлектростанции сбрасывают подогретые воды и тем самым способствуют эвтрофикации водоемов, замедляя течения рек и перемалывая в своих турбинах фито- и зоопланктон. В представленной работе вклад в суммарный парниковый эффект крупных и средних гидроэлектростанций, развитых по всему миру, впервые продемонстрирован на глобальном уровне с весьма значительным показателем коэффициента корреляции ( $r = 0,89$ ). Тем не менее, в условиях российского Дальнего Востока и Сибири, строительство крупных гидроэлектростанций нанесет минимальный ущерб, так как они будут расположены в условиях сурового климата, где эвтрофикация водоемов вследствие минимальных температур будет также минимальной. При строительстве ГЭС следует уделить особое внимание рыбоходам и планированию пусков воды с учетом периодов нереста ценных видов рыб.

Факторный анализ переменных выявил единственный фактор (Фактор 1), влияющий на рост глобальной температуры, который можно охарактеризовать как «Фактор хозяйственной активности народов мира». В него вошли переменные, характеризующие добычу и производство как невозобновляемых источников энергии (добыча газа, потребление угля, добыча нефти и цена на нее), так и возобновляемых (гидроэнергия и ВИЭ), а также результаты этой деятельности (мировой ВВП и мировое потребление

первичной энергии, выбросы CO<sub>2</sub> и отклонение температуры от нормы). Переменные Var5 – обменный курс доллара КНР, Var8 – производство атомной энергии в мире и Var10 – количество солнечных пятен в данный фактор не вошли.

Из всех проанализированных видов энергии и энергоносителей самым безопасным для роста глобальной температуры оказывается атомная энергия, значимо не связанная корреляционной связью с показателем «отклонение температуры от нормы» и не вошедшая в Фактор хозяйственной активности народов мира, влияющий на рост глобальной температуры приземного атмосферного воздуха. Следовательно, следует отдавать приоритет развитию атомной энергетики, при условии соблюдения строжайших мер экологической безопасности, так как развитие атомной энергетики является наиболее безопасной для климатических флуктуаций в планетарном масштабе. Таким образом, следует еще раз подчеркнуть, что, вопреки всем ненаучным «логическим» рассуждениям, именно атомная энергетика является в современных условиях наиболее приемлемой и перспективной отраслью соблюдения баланса между глобальным потеплением климата и необходимостью проведения политики, направленной на устойчивый рост экономики. ●

### Литература

1. Глобальный индекс температуры суши и океанов за последние 140 лет. – [https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f8/Global\\_Temperature\\_Anomaly.svg](https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f8/Global_Temperature_Anomaly.svg) (10.11.2021).
2. British Petroleum Statistical Review of World Energy from 2000–2021. – <https://www.europeangashab.com> (8.10.2021).
3. Вулкан или человек: кто больше загрязняет планету? – <https://green-life.livejournal.com/258081.html> (16.10.2021).
4. Качурин Л. Г. Физические основы воздействия на атмосферные процессы: [Электронный ресурс] // Л.: Гидрометеоиздат, 1989. – URL: <http://www.twirpx.com/> (12.11.2021).
5. WDC-SILSO. Royal Observatory of Belgium, Brussels. – <https://www.spaceweatherlive.com/ru/solnechnaya-aktivnost/solnechnyy-cikl/istoriya-solnechnyy-ciklov.html> (26.11.2021).
6. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. Коллектив авторов. ИНИИ РАН – Аналитический Центр при Правительстве РФ. Москва, 2014. – 178 с.
7. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. ИНИИ РАН – Аналитический Центр при Правительстве РФ. Москва, 2016. – 200 с.

KEYWORDS: primary energy, GDP, climate change, greenhouse gas emissions, solar activity, renewable energy sources, alternative energy, hydrocarbons.

# ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРИ БУРЕНИИ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

НА СТАДИЯХ РАЗВЕДКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЖИЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПЛЕКСНОГО СЫРЬЯ ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК БУРЯТ ПОЛОГИЕ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ТАКИХ СКВАЖИН ОЧЕНЬ ВЫСОКИЕ, ПОЭТОМУ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА ПРИМЕНЯЮТСЯ СНАРЯДЫ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ ПОЛУЧИТЬ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫЕ ПРОБЫ ДАЖЕ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. ДОСТАВКА В КОРПУС СНАРЯДА ССК СЪЕМНОГО КЕРНОПРИЕМНИКА И ОВЕРШОТА В ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ВОЗМОЖНА ТОЛЬКО ГИДРАВЛИЧЕСКИМ СПОСОБОМ. АВТОР СТАТЬИ ОПИСЫВАЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРИ БУРЕНИИ ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

AT THE STAGES OF EXPLORATION AND EXPLOITATION OF VEIN AND COMPLEX RAW MATERIALS FIELDS, LOW-ANGLE AND HORIZONTAL WELLS ARE DRILLED FROM UNDERGROUND MINE WORKINGS. THE REQUIREMENTS FOR THE QUALITY OF SUCH WELLS ARE VERY HIGH, THEREFORE, FOR CORE SAMPLING, DRILLING ASSEMBLIES WITH REMOVABLE CORE RECEIVERS ARE USED. THIS MAKES IT POSSIBLE TO OBTAIN REPRESENTATIVE SAMPLES EVEN IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS. DELIVERY OF A RCR REMOVABLE CORE RECEIVER AND AN OVERSHOT INTO THE DRILLING ASSEMBLY BODY IN LOW-ANGLE AND HORIZONTAL WELLS IS POSSIBLE ONLY BY HYDRAULIC MEANS. THE AUTHOR OF THE ARTICLE DESCRIBES THE HYDRAULIC CALCULATION WHEN DRILLING LOW-ANGLE AND HORIZONTAL WELLS IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS

Ключевые слова: снаряды со съёмными керноприемниками, гидравлический расчет, овершот, потоки жидкости в кольцевом канале.

## Сапожков Артем Александрович

главный инженер,  
ООО «ДДВ»,  
соискатель, кафедра  
современных технологий  
бурения скважин  
ФГБОУ ВО «Российский  
государственный  
геологоразведочный  
университет имени  
Серго Орджоникидзе»  
(МГИРИ)

Снаряды ССК позволяют не только сохранить керн, полученный в процессе бурения, но и значительно сократить затраты времени на спуско-подъемные операции за счет извлечения керноприемной трубы без подъема колонны бурильных труб [1].

Доставка в корпус снаряда ССК съёмного керноприемника и овершота в пологих и горизонтальных скважинах возможна только гидравлическим способом. Значительные потери промывочной жидкости в кольцевом зазоре, образованном стенками

скважины (особенно трещиноватыми) и бурильной колонной, приводят к значительному изменению гидравлических сопротивлений в системе «колонна ССК – затрубное пространство». Скачки давления в этой системе приводят к нестабильности как процесса бурения, так и транспортировки съёмного керноприемника вплоть до разрушения отдельных его элементов, как показал опыт бурения таких скважин на Ярегском нефтетитановом месторождении. В данной статье впервые предложен расчет гидравлических сопротивлений в процессе бурения и спуско-подъемных операций.

При колонковом бурении пологих и горизонтальных геологоразведочных скважин на Ярегском месторождении был обнаружен ряд проблем, снижающих эффективность отбора представительного керна [2]. Доставка в корпус снаряда ССК съёмного керноприемника и овершота в пологих и горизонтальных скважинах возможна только гидравлическим способом. Разработка гидравлических расчетов для таких систем позволит снизить излишние

энергозатраты и обеспечить надежный гидротранспорт съёмного керноприемника.

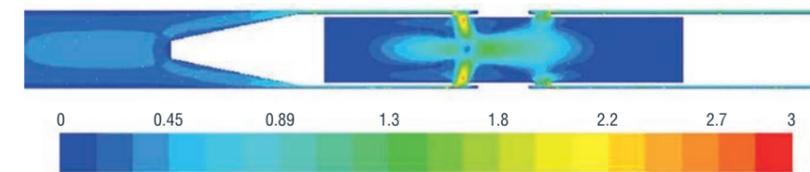
При бурении пологих и горизонтальных скважин гладкоствольными снарядами ССК, не оборудованными опорно-центрирующими элементами, происходит их самопроизвольное искривление. Для проведения таких скважин по проектной трассе в соответствии с геологическим нарядом интервалы колонкового бурения снарядом ССК чередовались с интервалами направленного искривления. В результате ствол скважины имел ряд перегибов, в которых часто происходил обрыв бурильных труб или непрохождение съёмного керноприемника. Разработка специальных компоновок низа снаряда ССК и правильное сочетание интервалов колонкового и бескернового бурения позволит снизить аварийность отбора керна при направленном бурении пологих и горизонтальных скважин [3].

Разработка технических средств и технологических приемов для решения проблем, обнаруженных в результате бурения пологих и горизонтальных геологоразведочных скважин на Ярегском месторождении, позволит повысить эффективность отбора керна не только на этом месторождении, но и при разведке комплексных месторождений такого типа.

Движение жидкости в скважине в процессе бурения базируются на том, что при вращении долота поток промывочной жидкости в кольцевом канале между бурильной колонной и стенками скважины принимает спиральную форму. Этот поток может быть ламинарным и турбулентным [4].

В ходе исследований изучался в основном винтовой поток жидкости, так как потоком жидкости гидротранспортировался овершот к забю скважины [1].

РИС. 1. Изображение поля скорости в керноприемной трубе при расходе  $Q = 40$  л/мин, шкала значения скорости приведена в м/с



Движение промывочной жидкости в кольцевом канале можно исследовать в решении уравнения Навье-Стокса.

В процессе бурения уровень трещиноватости пород слагающих стенки скважины претерпевает конкретные конфигурации, которые возрастают от области ближайшей к забю к устью скважины за счет воздействия концентраций напряжений, горного давления, механического и гидродинамического разрушения вращающимся снарядом и потоком промывочной жидкости и др. [5].

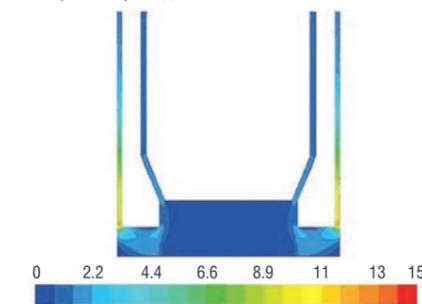
При проведении эксперимента была выполнена гидравлическая модель скважины, состоящей из бурильных и колонковых труб со съёмным керноприемником –  $NQ$ . Промывочная жидкость – раствор акрилового полимера. Реологические характеристики:  $n = 0,35$ ;  $k = 1,82$ ; плотность –  $1050$  кг/м<sup>3</sup>; поперечник скважины –  $0,0757$  м; внешний поперечник бурильной трубы –  $0,069$  м; затрата воды была в спектре от  $40$  до  $70$  л/мин. Частота вращения колонны –  $500$  об/мин [6].

В табл. 1 отображены выводы расчетов перепада давления при всевозможных значениях затраты воды для ССК –  $NQ$ .

Тест показал, что главные издержки давления появляются при перемещении бурового раствора в кольцевом канале.

При обычном поперечнике алмазных коронок применить высоковязкий буровой раствор для увеличения

РИС. 2. Изображение поля скорости в коронке при затрате  $Q = 40$  л/мин, шкала скорости приведена в м/с



стойкости скважины не выйдет на практике из-за потерь давления на продавливание бурового раствора. Для уменьшения давления потребуется прирастить величину кольцевого зазора между буровой колонной и скважиной. В расчетах поперечник коронки изменялся от  $76$  до  $80$  мм. ●

## Литература

1. Коноплев Ю.П., Буслав В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д. Термошахтная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2006. С. 174.
2. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсы тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения. М.: Недра, 2008. С. 115.
3. Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов // Министерство природных ресурсов и экологии РФ от 03 апреля 2007 года № 11-17/0044-пр.
4. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года // Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р.
5. Первушин Н.Г., Корюков В.Н., Мионов С.Е., Пегушин А.А., Сторожев М.В., Михеев П.С., Банщикова Н.А. О перспективном комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения. М.: ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, 2012. С. 4.
6. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин // Под ред. д.т.н., проф. Калинина А.Г. М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. С. 647.
7. Фомин А.И. Особенности разработки Ярегского месторождения тяжелой нефти. www.nc-vostnii.ru – 1-2019 – Вестник НЦ ВостНИИ.

KEYWORDS: hydraulic calculation, overshot, fluid flows in the annular channel, removable core receivers.

ТАБЛИЦА 1. Перепад давления при разном расходе промывочной жидкости в скважине

Гидравлический узел	Расход промывочной жидкости, литры/минуту			
	40	50	60	70
Труба керноприемная	25 171	31 970	40 350	500 000
Коронка	37 800	51 600	68 400	87 800
Релитовый переходник	5006	5690	6312	7040
Буровая штанга	6520	6760	7020	7421
Канал кольцевой	649 011	795 598	990 152	1 150 132

# ARTILAND

ЗАГОРОДНЫЙ КЛУБ



В банном комплексе ARTILAND представлено три тематические бани и три банных коттеджа, которые выполнены из уникальной архангельской сосны. Исконно русские традиции, авторские методики парений, широкое меню банных процедур, чаепитие с домашним вареньем и медом – все, что так ценится любителями и настоящими знатоками банного отдыха.

Загородный клуб ARTILAND - место для отдыха, в котором продуманно все. Здесь Вы не только отрешитесь от городской суеты, насладитесь красотой природных пейзажей, но и восстановите силы и по-настоящему отдохнете.

## ОТДЫХ, ПРОДУМАННЫЙ ДО МЕЛОЧЕЙ

Всего в 12 км от Москвы, в озерно-лесной природной зоне, расположен загородный клуб ARTILAND. Это сенсационный проект с удивительно гармоничным сочетанием садово-паркового решения и архитектурного ансамбля.

Загородный клуб ARTILAND

+7 495 276 21 21

info@arti-land.ru

@arti\_land

www.arti-land.ru

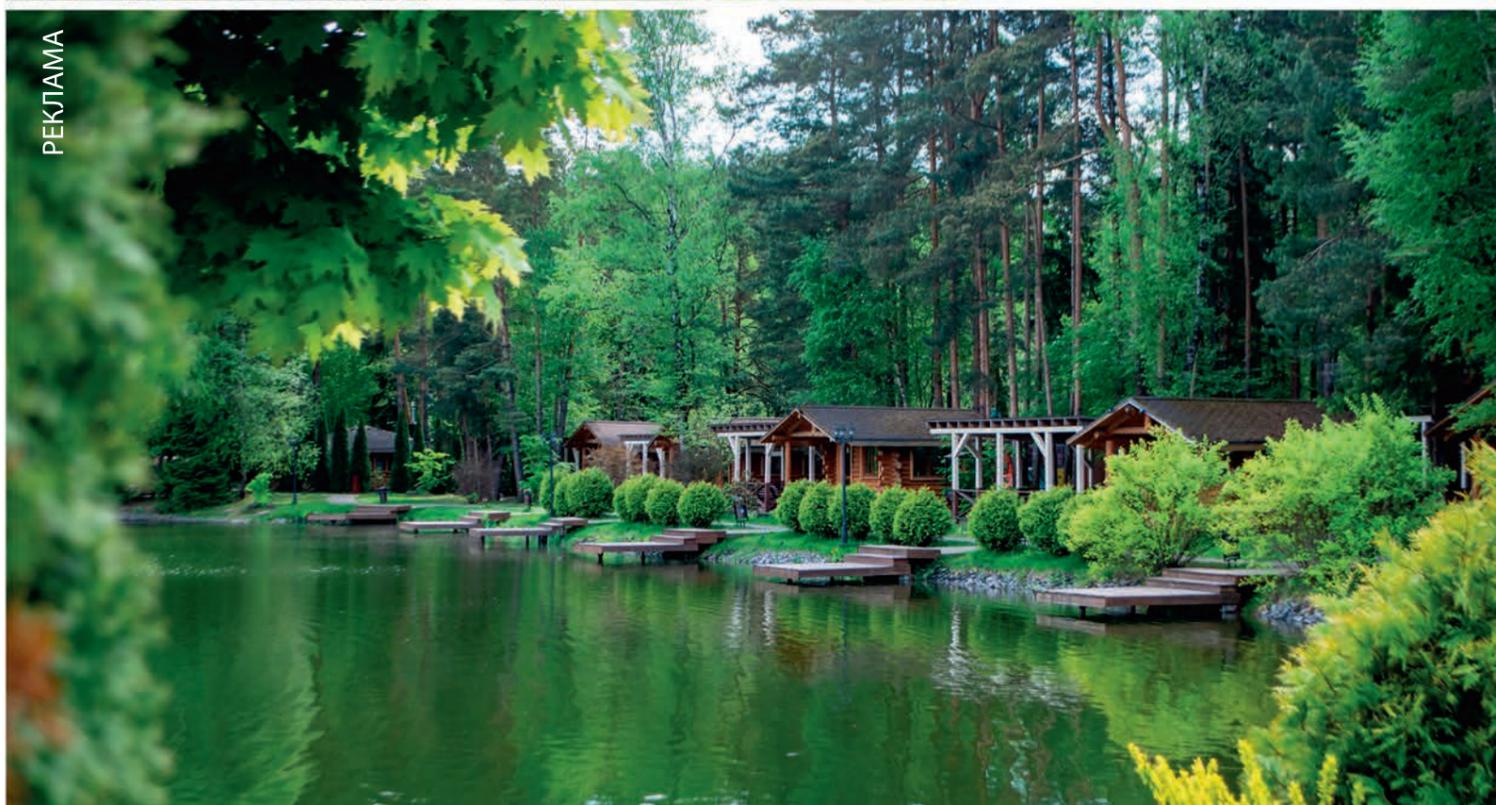


Авторский ландшафтный дизайн покоряет интересными идеями и продуманностью, в любое время года территория выглядит невероятно красиво. Здесь каждое растение – неотъемлемая и важная часть невероятного пейзажа.

В отеле представлено 47 комфортабельных номеров различных категорий и 3 банных коттеджа для проживания. Уютные номера с балконом и панорамным остеклением, просторные двухэтажные апартаменты и коттеджи с тематическим дизайном.

Ресторан ARTILAND – особая гордость клуба. Кулинарные шедевры авторской, русской, итальянской и средиземноморской кухонь не оставляют равнодушными ни одного гостя. Свежие камчатские крабы, устрицы, морские ежи и другие морепродукты всегда представлены в аквариуме ресторана.

На территории клуба располагается SPA-комплекс с бассейном с панорамным остеклением, красивым видом на парк и современным фитнес клубом.



РЕКЛАМА

# РАЗРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА

## с конденсированной твердой фазой для бурения в осложненных условиях

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ МАТЕРИАЛЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ СОСТАВОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ. ВЫПОЛНЕНЫ ЛАБОРАТОРНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ И ПРОВЕДЕН РЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАГЕНТА В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ. АВТОРЫ ПРИХОДЯТ К ВЫВОДУ О ТОМ, ЧТО ПРЕДСТАВЛЕННЫЙ МАТЕРИАЛ ИМЕЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ РЕАГЕНТА ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ. РАССМАТРИВАЕМЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ОБЛАДАЕТ ИНГИБИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ НЕОБХОДИМЫМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СТенок СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПРИМЕНИМ ПРИ ПРОХОДКЕ ХЕМОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

THE ARTICLE PRESENTS RESEARCH MATERIALS ON THE DEVELOPMENT OF MUD FLUIDS COMPOSITIONS WITH A CONDENSED SOLID PHASE FOR DRILLING WELLS IN CHALLENGING CONDITIONS. LABORATORY EXPERIMENTS ARE PRESENTED AND A RHEOLOGICAL ANALYSIS OF THE REAGENT IS CARRIED OUT UNDER VARIOUS CONDITIONS OF ITS USE. THE AUTHORS COME TO THE CONCLUSION THAT THE PRESENTED MATERIAL CAN BE USED AS A REAGENT FOR MUD FLUIDS. THE CONSIDERED MUD FLUID HAS INHIBITORY PROPERTIES NECESSARY TO INCREASE THE STABILITY OF THE BOREHOLE WALLS DURING DRILLING, AND IT IS ALSO APPLICABLE WHEN DRILLING IN CHEMOGENIC DEPOSITS

Ключевые слова: буровой раствор, реологические параметры, бурение в солях, конденсированная фаза.

**Блинов Павел Александрович**

доцент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.

**Шаньшеров Александр Владимирович**

кафедра бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, аспирант

Буровые технологические жидкости являются важной составляющей процесса строительства скважин. Существует множество промысловых жидкостей, которые различны по свойствам и компонентным составам, при этом правильный их выбор может повлиять на качество и безаварийное проведение буровых работ [2].

В зависимости от горно-геологических условий важно выбрать буровой раствор, который может качественно очистить ствол скважины от выбуренной породы и не загрязнить пласты коллектора. В этой связи был разработан новый состав технологической жидкости с конденсированной твердой фазой, способный не нарушать целостность ствола скважины в неустойчивых глинистых отложениях, также данный тип раствора применим при бурении в соленосных пластах. Вскрытие нефтегазовых пластов на данном растворе не ухудшает свойства коллектора, так как в качестве дисперсной фазы выступает карбонат кальция, который при обработке кислотами легко разрушается, и засорение пор коллектора будет минимальным.

Буровыми растворами с конденсированной твердой фазой занимались Нечаева О.А., Ангелопуло О.К., Шарипов А.У. и др. Особенностью рассматриваемого бурового раствора является метод его получения – конденсационный.

УДК 622.24

ТАБЛИЦА 1. Типовая рецептура приготовления раствора

№ п/п	Реагент	Выполняемая функция
1	Пеногаситель	Регулятор пенообразования
2	Раствор «сульфатного кека»	Структурообразователь (за счет образования аморфных нерастворимых частиц при смешивании), утяжелитель, ингибитор
3	ГЭЦ, КМЦ	Стабилизатор
4	Раствор CaCl <sub>2</sub>	Структурообразователь (при смешивании обоих электролитов)
5	Прочие реагенты	Понижитель фильтрации, кольматанты, утяжелители, смазывающие добавки и пр.

В основе метода лежат физические и химические процессы возникновения новой фазы при соединении молекул и ионов в гомогенной среде [3]. Дисперсная фаза образуется при смешивании двух электролитов. При этом необходима обработка защитным реагентом, так как происходит старение геля. Твердая фаза начинает укрупняться и переходить из аморфного состояния в кристаллическое и выпадать в осадок. Для снижения скорости роста кристаллов необходимо вводить химические реагенты (такие, как КМЦ, ГЭЦ, КССБ и др.) при высоких скоростях перемешивания.

Особенностью данной технологической жидкости является то, что система является стабильной во времени и при небольшом увеличении концентрации полимера реологические параметры жидкости сильно возрастают.

На практике редко применяют рассматриваемый тип бурового раствора ввиду сложности приготовления и высокой цены некоторых химреагентов. Помимо этого, данный тип технологических жидкостей является термодинамически неустойчивой системой, что влечет к коагуляции и образованию более крупных частиц дисперсной фазы [1]. Решение данных проблем является актуальным, так как растворы с конденсированной фазой имеют много достоинств по сравнению с другими типами буровых жидкостей.

Целью данной работы является разработка рецептуры бурового

раствора с конденсированной дисперсной фазой, повышающего эффективность бурения в осложненных условиях.

### Методы и материалы

Разработанный состав исследуемого бурового раствора был изучен в лаборатории Горного университета. В качестве одного из электролитов был использован 20%-ный раствор хлорида кальция, а в качестве второго – промышленный отход «сульфатный кек». Второй электролит является многокомпонентной системой некоторых солей и оснований, плюсом такой системы является растворимость всех соединений и способ получения данной системы (является промышленным отходом при производстве алюминия). Из недостатков можно выделить высокий pH, который равен 12.

Высокий водородный показатель затрудняет выбор стабилизатора для раствора с конденсированной твердой фазой. Достоинствами исследуемого раствора являются:

- стойкость к воздействию пластовых вод любой минерализации;
- образование фильтрационной корки, которая легко растворяется в процессе соляно-кислотной обработки;
- при нормальных температурах не растворяет вскрываемые отложения солей.

В таблице 1 показана рецептура бурового раствора с конденсированной твердой фазой в порядке ввода компонентов.

Для производства качественного раствора с заданными структурными характеристиками необходимо к раствору на основе «сульфатного кека» добавить стабилизатор и постепенно, при постоянном перемешивании, добавлять раствор CaCl<sub>2</sub> до достижения необходимых структурных характеристик [4]. В качестве стабилизаторов были использованы ГЭЦ и КМЦ в количестве 1–2% от объема готового бурового раствора. Прочие реагенты добавляются после стабилизации раствора.

В ходе эксперимента был получен раствор, показанный на рисунке 1. В первой емкости находится водный раствор многокомпонентной системы, во второй – стабилизированный раствор с конденсированной твердой фазой, в третьей емкости – готовый нестабилизированный

РИС. 1. Образцы растворов, рассматриваемые для получения технологической жидкости



раствор. Можно заметить, что в третьей емкости дисперсная фаза выпала в осадок, так как скорость кристаллизации велика и аморфные частицы начинают терять седиментационную устойчивость.

При измерении основных технологических параметров раствора соблюдались следующие условия:

- температура окружающего воздуха (20±0,5) °С;
- относительная влажность воздуха (60±20) %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Плотность раствора определяется рычажными весами FANN модели 140, показатель фильтрации – по стандарту АНИ на пресс-фильтре FANN, измерение реологических параметров определили на ротационном вискозиметре Fann 35, концентрацию ионов водорода определяется прибором рН-метром/ионометром «Экотест-2000».

Результаты испытаний бурового раствора указаны в таблице 2.

Полученный буровой раствор имеет хорошие реологические свойства, которые можно повысить путем изменения и добавления других химических реагентов.

### Выводы

В данной работе был рассмотрен вопрос получения бурового раствора с конденсированной

ТАБЛИЦА 1. Результаты лабораторных испытаний бурового раствора

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Фактическое значение
1	Плотность бурового раствора	кг/см³	1150
2	Показатель фильтрации	см³/30 мин	8
3	Водородный показатель	–	12
4	Реологические свойства при T = 15 °С и давлении 0,1 МПа		
4.1	600	град	174
4.2	300	град	111
4.3	200	град	85
4.4	100	град	52
4.5	6	град	7
4.6	3	град	4
4.7	Пластическая вязкость	мПа·с	63
4.8	ДНС	Па	23
4.9	СНС 10 сек	Па	2
4.10	СНС 10 мин	Па	3

твердой фазой в лабораторных условиях. Кроме того, проведены исследования данного бурового раствора, и дано обоснование его применения. Стабильность и реологические свойства такого раствора определяются главным образом применяемым полимером, который должен хорошо раскрываться в щелочной среде.

Проведение исследований многокомпонентной системы «сульфатного кека» в составах технологических жидкостей

показало, что он способен выполнять различные функции. При взаимодействии водного раствора сульфатного кека с хлоридом кальция образовался слабостабильный солегель, имеющий определенные тиксотропные свойства. Добавляя стабилизатор и другие реагенты, получаем полноценный буровой раствор с конденсированной твердой фазой, который целесообразно применять для бурения в осложненных условиях, в частности при бурении в солях и при вскрытии флюидосодержащих пластов. ●

### Литература

1. Алимов Р.М., Каракаев Р.Ш., Нечаева О.А. Буровые растворы с конденсированной твердой фазой и возможность их применения // Научное сообщество студентов. – 2016. – С. 82–86.
2. Ахмадеев Р.Г. Химия промысловых и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – С. 41–42.
3. Гороневич В.С. Разработка и исследование рецептур гидрогелевых буровых растворов с конденсированной твердой фазой (На примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения): дис. – В.С. Гороневич. – Тюмень: Тюм. ГНГУ, 2005. – 184 с., 2005.
4. Рябенко В. и др. Пути совершенствования методов контроля структурно-реологических свойств тиксотропных глинистых буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 4. – С. 23–28.

KEYWORDS: drilling mud, rheological parameters, drilling in salts, condensed phase.



### ПУТИНУ НЕ НУЖНО ПЕРЕКРЫВАТЬ ВЕНТИЛЬ. ЗАПАД УЖЕ В ПАНИКЕ



Мэтт Иган

России грозит полномасштабный финансовый крах. Из-за карательных санкций Запада курс рубля упал до рекордно низкой отметки, московская биржа пережила мощное потрясение, а российские активы на мировых рынках стали токсичными. Чем на эти действия ответит Путин, против личного состояния которого Запад тоже ввел санкции? Есть опасения, что он может использовать в качестве оружия не только газ, но и нефть. Предложение нефти в мире уже серьезно отстает от спроса. Если Россия, занимающая второе место по добыче, сократит



поставки, цены могут резко вырасти, и это станет болезненным ударом по потребителям во всем мире. Зависящая от нефти российская экономика также окажется в опасности, если ее поставки будут ограничены, поэтому Россия не стремится к этому. В свою очередь Запад постарался сделать все, чтобы исключить энергетическую

отрасль России из санкционного списка. Чтобы наказать Запад, Путину не надо полностью перекрывать вентиль. На нефтяных рынках сегодня такой дефицит, что даже незначительное сокращение объемов поставок из России может оказать серьезнейшее воздействие на цены.

### ЗАПАД ВВЕЛ ПРОТИВ РОССИИ САНКЦИИ. НО ОТ ЕЕ ГАЗА НЕ ОТКАЖЕТСЯ



Сэм Табарити

Европа по-прежнему испытывает зависимость от российского газа и продолжает покупать его в обычных объемах. Она делает это вопреки всеобъемлющим западным санкциям, введенным после начала спецоперации на Украине. Почему Европа не может отказаться от закупок российского газа? В день начала спецоперации европейский импорт из России через Украину увеличился на 40%. Это отчасти объясняется тем, что рыночные силы подняли цены на нероссийский газ. Самая крупная в Европе немецкая экономика более половины потребляемого ею газа получает из России. Германия постепенно отказывается от атомной энергетики, отдавая предпочтение газу. Вскоре после начала российской операции Германия приостановила проект «Северный поток-2». Но, что примечательно, полностью отменять этот проект она не стала. Перебои с поставками газа негативно отразятся на сельском хозяйстве Европы и на снабжении ее населения продовольствием.

### У РОССИИ ЕСТЬ СЛАБОЕ МЕСТО, НО УДАР ПО НЕМУ ВЛЕЧЕТ ЗА СОБОЙ РИСК



Андреа Мураторе

Нефть более значима для российской экономики, чем газ. Если Европа попытается найти другого поставщика, России будет сложнее перенаправить экспорт нефти в Китай из-за нехватки инфраструктуры. Нефть – одна из сфер, по которым трудно ударить западными санкциями. Запад рискует попасть в замкнутый круг.



Атака на российский нефтяной сектор будет способствовать скачку цен на нефть, а это значило бы дать России политическое оружие, которое позволило бы ей экономически устоять перед санкциями и консолидировать свой бюджет. С этой точки зрения, в геополитической повестке санкции на газ не случайно оказались в политическом приоритете перед ограничениями, связанными с нефтью. Разработанный администрацией Джо Байдена, пакет санкций позволяет осуществлять платежи по нефтяным поставкам даже при отключении России от SWIFT. Вашингтон пытается нанести как можно больше вреда российской экономике, но при этом избежать контрударов по американской экономике, которая является экспортером газа, но нуждается в нефти. Нефть все еще оказывает влияние на инфляцию, экономический рост, цепочку создания стоимости и международные отношения. И пока неизвестно, готов ли Запад на такой шаг ради Киева. ●



# СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К РАЗВИТИЮ МИНЕРАЛЬНО- СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

## как метод комплексного решения экологических и технологических проблем освоения Арктики

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СТРАТЕГИИ КОМПЛЕКСНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ, КАК ОСНОВЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ УЖЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И НОВЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

*THE WORK CONSIDERS THE MAIN PRINCIPLES OF THE STRATEGY FOR THE INTEGRATED STATE DEVELOPMENT OF THE MINERAL RESOURCES BASE OF THE RUSSIAN ARCTIC, AS THE BASIS FOR SOLVING EXISTING AND NEW ENVIRONMENTAL AND TECHNOLOGICAL PROBLEMS*

Ключевые слова: Арктическая зона РФ, альтернативные энергетические источники, сжиженный природный газ (СПГ), нормы проектирования.

**Самсонов Роман Олегович**  
вице-президент  
Российского газового общества,  
Санкт-Петербургский Горный  
Университет,  
РГУ нефти и газа (НИУ)  
имени И.М. Губкина,  
д.т.н., профессор

**Соколов Антон Николаевич**  
Российское газовое общество,  
эксперт

В настоящее время в Российской Федерации при активной государственной поддержке реализуется ряд больших корпоративных программ по развитию Арктики, которые позволяют не только решать задачи поддержания ресурсной базы всей российской энергетики на основе традиционных ископаемых нефти и газа, но и обеспечивать решение многих задач социально-экономического развития одного из самых сложных и удаленных регионов страны. Так как координация этих программ осуществляется ключевыми министерствами и ведомствами, в частности

Министерством энергетики РФ, Министерством экономического развития и Министерством экологии и природных ресурсов, возникают вопросы их увязки с главными стратегическими документами развития и управления энергетикой страны, такими как Энергостратегия или ее подпрограммы. При этом вопросы планирования стратегического развития минерально-сырьевой базы Арктического региона, как крупнейшего единого государственного комплексного ресурса, от которого зависит вся остальная хозяйственная деятельности страны,

требуют совершенствования и методологического развития. Тем более, что современные условия хозяйствования и развития энергетического комплекса предполагают взаимодействие различных компаний горнодобывающего и нефтегазодобывающего комплекса, пользующегося едиными инфраструктурными объектами и системами транспортировки сырья и энергоресурсов, таких как Северный морской путь, например. Кроме того, развитие энергетики трудно представить без одновременного развития систем снижения углеродной составляющей и выбросов парниковых газов. Частично это достигается за счет развития и вовлечения в промышленную эксплуатацию энергетических систем альтернативной энергетики, на базе солнечной, ветровой или тепловой энергии. Комбинация современных источников и первичных топливных ресурсов требует применения самых современных технологических и организационных решений. Тем более, что без этого невозможно достижение более высоких регуляторных и общественных требований к изменению климата и экологии. Одновременно с этим государству совместно с крупнейшими компаниями энергокомплекса приходится решать задачи инфраструктурного развития всего региона. Таким образом, динамика разработки и ввода в эксплуатацию месторождений Арктической зоны становится ключевым механизмом влияния и на решение экологических и технологических задач, а экономические параметры проектов, прежде всего их эффективность, становятся определяющими драйверами развития. Однако это сдерживается рядом факторов, среди которых – проблемы координации и нормативного обеспечения.

В последнее десятилетие развитие Арктической зоны РФ получило пристальное внимание и большое значение не только в самой России и граничащих с зоной странах, но и в большинстве развитых стран, так или иначе использующих или планирующих использовать природные богатства этой богатой ископаемыми

ТАБЛИЦА 1. Преимущества единой классификации запасов полезных ископаемых

Для государства	Для бизнеса
Прогнозирование социально-экономического развития регионов и территорий	Определение стратегических направлений развития компании
Обеспечение устойчивого развития регионов и территорий	Обеспечение устойчивого развития активов компании
Государственное управление и регулирование в сфере природопользования	Достижение рационального недропользования на активах компании
Возможность сравнения и сопоставления различных видов энергоносителей	Возможность сравнения и сопоставления различных видов энергоносителей с принятыми в зарубежных странах
Привлечение инвестиций для реализации крупных/сложных добычных проектов	Привлечение инвестиций для реализации крупных/сложных добычных проектов

ресурсами и альтернативными, зачастую естественными для этой территории источниками энергии. В РФ работа и развитие Арктической зоны входит в ряд комплексных программ и учитывается в планировании и промышленном освоении. Однако минерально-сырьевая база из-за особенностей хозяйствования и юридического оформления находится в введении недропользователей, как правило крупнейших российских компаний с государственным и частным участием. Так, в качестве примера, можно говорить о том, что на одном из основных территориальных объектов – полуострове Ямал, ставшем фактически основной ресурсной базой РФ, хозяйственную и промышленную деятельность осуществляют более 30 компаний, среди которых есть и совместные предприятия с иностранным участием. Работы, такие как геологоразведка и подготовка ресурсной базы к разработке, ранее централизованно осуществлявшиеся Министерством геологии СССР, фактически осуществлявшем единое управление запасами, распределены между разными собственниками. Единый государственный геологоразведочный оператор ПАО «Росгеология» не имеет достаточных для развития перспективы объема работ и финансирования в этом регионе.

### Переход на новую классификацию запасов как шаг к достоверному представлению состояния отечественной минерально-сырьевой базы

Отметим, что частные, как и государственные акторы, действуя в условиях рыночной экономики, вынуждены учитывать при проведении геологоразведочных работ прежде всего собственные бизнес-цели, при этом эффективность их действий неодинакова. Единый подход к классификации запасов и ресурсов полезных ископаемых является дополнительным фактором, благотворно влияющим на процессы формирования и восполнения МСБ, поскольку позволяет объединить цели бизнеса и государства за счет объективной оценки объема наличных запасов и ресурсов.

В 2013 году Приказом Минприроды № 477 (от 01.11.2013) в России была утверждена новая «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (НКЗ), ввод в действие которой данным Приказом предусматривался в 2016 году. В период с 2016 по 2019 гг. НКЗ действовала в тестовом режиме. До введения НКЗ в России действовала Временная классификация 2001 г. (ВК-2001), которая во многом повторяла последнюю государственную классификацию советских времен от 1983 г.

УДК 662.767.1+661.91

(ГК-1983). Согласно положениям ВК-2001, категоризация запасов осуществлялась на основе данных о геологической изученности и текущей стадии разработки эксплуатационного объекта. Временная классификация, как и ГК-1983, в качестве главной цели разработки определяла максимизацию коэффициента нефтеизвлечения без учета рентабельности и экономической целесообразности, характеризуя таким образом достаточно широкоую группу технически извлекаемых запасов.

Среди основных причин появления НКЗ можно выделить следующие:

- изменившиеся условия недропользования;
- изменившаяся система хозяйствования;
- стремление к интеграции в глобальную экономику.

Главным изменением с 1992 года, когда был принят закон «О недрах», стало появление института платного недропользования, предусматривающего разделение ролей собственника недр и недропользователя, объединенных до этого в государстве, наделение их правовой субъектностью, собственными правами и обязанностями.

В целом переход к рыночной экономике требовал появления новой классификации, в основе которой лежит скорее геолого-экономическая и технико-экономическая оценки возможности разработки запасов полезных ископаемых, нежели административное регулирование, поскольку главными задачами ВИНК стали получение прибыли и удовлетворение интересов акционеров. В такой модели запасы превращаются в имущество, активы, требующие эффективного управления.

Реализация данной цели позволяет решить ряд важных задач в области недропользования как для государства, так и для ВИНК:

- повысить достоверность запасов и упростить схему их утверждения;
- снизить влияние административных барьеров;
- обеспечить комплексный подход к управлению параметрами льготирования добычи полезных ископаемых и совершенствование механизма

государственного регулирования в области трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов для стимулирования вовлечения их в разработку;

- гармонизировать отечественную классификацию с международными системами с целью упрощения привлечения иностранных инвестиций.

Отметим, что на сегодняшний день как классификация запасов, так и государственная экспертиза характеризуются высокой степенью нормативно-правовой обеспеченности. Помимо непосредственно «Классификации запасов нефти и горючих газов», корпус обеспечивающих документов включает в себя постановление Правительства РФ от 11.02.2005 № 69 «О государственной экспертизе запасов» и от 03.02.2010 № 118 «О деятельности Центральной комиссии по разработке», «Методические рекомендации по применению новой классификации запасов» от 01.02.2016, «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» от 14.06.2016, «Правила подготовки технических проектов» от 20.09.2019, Приказ Минприроды от 28.12.2015 № 56 «Требования к составу и правилам представления на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов».

Новая классификация запасов является также инструментом корректировки подходов к оценке запасов углеводородного сырья, что позволяет выделить в совокупном объеме запасов, отраженном в Государственном запасе полезных ископаемых, рентабельные, то есть те, разработка которых будет экономически эффективна, и те, разработка которых невозможна без помощи государства, представленной на сегодняшний день различными налоговыми вычетами и адресными льготами для крупнейших отечественных недропользователей.

Ухудшение качества МСБ является нормальным процессом, характерным только для России. В настоящее время он затрагивает даже благополучные в общественном сознании монархии Персидского залива. По мере старения минерально-сырьевой базы неизбежно увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме отечественной добычи. По оценкам Минэнерго

к 2035 году 15% в общей добыче будет занимать добыча из объектов с ТРИЗ УВС, хотя на сегодняшний день эта доля составляет порядка 7–8%. Введение новой классификации запасов позволило учесть увеличение доли ТРИЗ: к настоящему времени уже выпущены методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях, по подсчету запасов нефти в баженовской свите, по подсчету запасов газа объемным методом в коллекторах сенонских отложений, призванные улучшить процесс государственной экспертизы запасов.

### Место трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов в структуре МСБ

Несмотря на всевозрастающую долю трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов в общемировом объеме добычи нефти и газа, единого согласованного определения, как и классификации, до сих пор не представлено. Вместо этого содержание этих терминов формируется параллельно в профессиональном и академическом сообществах, а также в регуляторной сфере. Очевидно, что смысловое наполнение этих терминов в нормативно-методических документах нефтедобывающих компаний и государственных нормативно-правовых документах будет отличаться.

В рамках российского правового поля содержание термина «трудноизвлекаемые запасы углеводородного сырья» раскрываются в Приказе Минприроды от 13.02.1998 № 41 «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых» и Постановлении Правительства Российской Федерации от 19.09.2020 № 1499 «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых». Так, согласно Приказу № 41, «трудноизвлекаемыми следует

ТАБЛИЦА 2. Преимущества единой классификации запасов полезных ископаемых

Фактор	Влияние
Высокая сложность геологического строения залежи/ месторождения	Сильное
Высокая степень выработанности / обводненности	Сильное
Высокая вязкость / плотность пластового флюида	Сильное / среднее
Низкая проницаемость пород-коллекторов	Среднее
Малые нефтенасыщенные толщины	Среднее
Высокая вязкость / плотность пластового флюида	Сильное / среднее
Удаленность месторождения от существующей инфраструктуры	Среднее / слабое

считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Согласно текстам указанных документов, к категории трудноизвлекаемых можно отнести следующие виды УВС:

- запасы всех типов залежей и месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти;
- запасы подгазовых частей тонких (менее 3 метров) нефтяных оторочек;
- запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин;
- нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям;
- сверхвязкая нефть, добываемая на участках недр, содержащих нефть вязкостью 10000 мПа·с и более (в пластовых условиях).

Учитывая качественные и количественные критерии, представленные также в НК РФ, можно представить следующую, нормативно обеспеченную, таксономию трудноизвлекаемых запасов нефти:

- нефти низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых пород,
- высоко- и сверхвязкие нефти и битумы,
- нефти, приуроченные к тонким нефтяным оторочкам или малым нефтенасыщенным толщинам,
- нефти Арктики и континентального шельфа.

Очевидно, что подобная классификация не является всеобъемлющей, поскольку основной фокус внимания в ней сосредоточен на жидких углеводородах, в то время как газообразные в данной классификации не представлены вообще.

Отсутствие понятийной базы и ранжированных категорий затрудняет процесс формирования единого для всех недропользователей правового поля, определения адекватных мер государственной поддержки, разработку и масштабирование эффективных технико-технологических решений вне периметров крупнейших отечественных ВИНК.

Прежде, чем перейти к классификации, необходимо определиться с качественными и количественными критериями, на основе которых она может быть построена. Качественные критерии определялись на основе разработанных классификаций, внедренных как на уровне отдельных организаций, так и на уровне органов государственной власти.

Добыча УВС может быть осложнена целым рядом факторов различной природы, которые позволяют отнести

углеводородное сырье к категории трудноизвлекаемого ресурса. Опираясь на существующие классификации, можно выделить следующие качественные критерии ТРИЗ, характеризующие как горные породы, так и пластовый флюид, и расположение самого месторождения. При этом часть критериев позволяет отнести к категории ТРИЗ запасы традиционных месторождений, часть характеризует нетрадиционные источники и запасы УВС.

На сегодняшний день точные количественные значения различных критериев ТРИЗ остаются неопределенными, поскольку с развитием технологий нефтедобычи происходит переход запасов из категории ТРИЗ в категорию неосложненных. Каждый критерий представлен значительным количеством отечественных и зарубежных классификаций, ни одна из которых не может быть в полной мере использована для обоснования льготирования добычи ТРИЗ.

В основе классификации, предложенной в работе [Яценко, 2014], лежат две группы критериев, позволяющие отнести нефть конкретной залежи, пласта, месторождения к категории трудноизвлекаемых: аномальные физико-химические свойства нефти и сложные условия залегания. Данная классификация базируется на результатах анализа физико-химических свойств 5000 образцов нефтей, которые могут быть отнесены к категории трудноизвлекаемых, собранных Институтом химии нефти СО РАН.

Отдельный интерес представляют разработанные отечественными учеными классификации нетрадиционных источников углеводородного сырья. В частности, в работе [Прищепа, 2013] представлена классификация, разделяющая все НЕТРАДИЗ на три группы объектов: первоочередной перспективы, средне/долгосрочной перспективы, гипотетические. К первой группе авторы отнесли тяжелые и высоковязкие нефти, природные битумы, метан угольных пластов. Ко второй – запасы нефти и газа, расположенные на глубинах более 4,5 км, а также сланцевые нефть и газ. К третьей – газогидраты и водорастворенные газы.

Наиболее широко известной отечественной классификацией ТРИЗ, считается предложенная

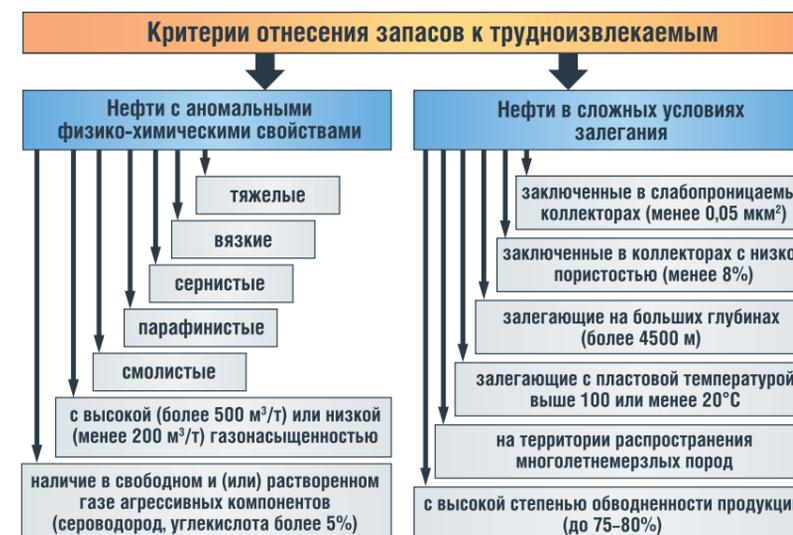
ТАБЛИЦА 3. Преимущества единой классификации запасов полезных ископаемых

Критерий	Параметр	Значение
Проницаемость	Сверхвысокопроницаемые	> 1000 мД
	Высокопроницаемые	500–1000 мД
	Среднепроницаемые	100–500
	Пониженной проницаемости	10–100
	<b>Низкопроницаемые</b>	1–10
Сложность геологического строения	<b>Сверхнизкопроницаемые</b>	< 1 мД
	Простого строения	1-фазные выдержанные залежи
	Сложного строения	1- и 2-фазные невыдержанные залежи
Стратиграфическая принадлежность	<b>Очень сложного строения</b>	БАХД
	–	Тюменская свита
	–	БАХД
Эффективная нефтенасыщенная толщина	–	«Рябчик»
	Большая	> 40 м
	Средняя	40–10 м
Мощность газовой шапки (V <sub>гп</sub> : V <sub>пн</sub> ) <sup>3</sup>	Малая	< 10 м
	<b>Приоритет разработки: газ</b>	> 2, при ННТ < 9 м
	<b>Приоритет разработки: газ + нефть</b>	> 2, при ННТ > 9 м
	Приоритет разработки: газ	< 2, при ННТ < 9 м
Вязкость нефти (в пластовых условиях)	Приоритет разработки: нефть, потом газ	< 2, при ННТ > 9 м
	Незначительной вязкости	< 5 сП
	Маловязкая	5,1–10,0 сП
	Повышенной вязкости	10,1–30,0 сП
	<b>Высоковязкая</b>	30,1–200,0 сП
Плотность нефти (в нормальных условиях)	<b>Сверхвязкая</b>	> 200 сП
	<b>Битум</b>	> 10 000 сП
	Особо легкая	< 830 кг/м <sup>3</sup>
	Легкая	831–850 кг/м <sup>3</sup>
Обводненность продукции	Средняя	851–870 кг/м <sup>3</sup>
	Тяжелая	871–895 кг/м <sup>3</sup>
	Битуминозная	> 895 кг/м <sup>3</sup>
	Низкая	до 20 %
Выработанность залежи/месторождения	Средняя	20–50 %
	Высокая	50–98 %
	<b>Критическая</b>	> 98 %
	Низкая	< 20 % от НИЗ
Размер месторождения	Средняя	20–50 % от НИЗ
	Высокая	60–80 % от НИЗ
	<b>Критическая</b>	> 80 % от НИЗ
	<b>Очень мелкое</b>	< 1 млн т нефти / млрд м <sup>3</sup> газа
	<b>Мелкое</b>	1–5 млн т нефти / млрд м <sup>3</sup> газа
Расположение месторождения	Среднее	5–30 млн т нефти / млрд м <sup>3</sup> газа
	Крупное	30–300 млн т нефти / млрд м <sup>3</sup> газа
	Уникальное	> 300 млн т нефти / млрд м <sup>3</sup> газа
	<b>Материковые</b>	Якутия, Иркутская область, Красноярский край, НАО, п-ов Ямал, ЯНАО севернее 65° с.ш.
	<b>Шельфовые</b>	Азовское, Каспийское, Черное, Охотское, моря севернее 66°33'44" с.ш.

в 1994 году классификация Э.М. Халимова и Н.Н. Лисовского. В рамках данной классификации выделяются несколько групп трудноизвлекаемых запасов, характеризующих как сам пластовый флюид (группа аномальных нефтей), так и продуктивный пласт (группы неблагоприятных и технологически сложных коллекторов), и месторождение в целом (группа географически осложненных запасов). Несмотря на широкое распространение данной классификации, стоит отметить, что ее критериальная основа не позволяет в полной мере охватить существующее разнообразие ТРИЗ и НЕТРАДИЗ (которые в рамках данной классификации рассматриваются лишь частично). Так, например, аномальные нефти характеризуются единственным параметром – вязкостью (более 30 сП), неблагоприятные коллекторы – проницаемостью (менее 30 мД), технологически осложненные – степенью выработанности от объема начальных извлекаемых запасов (НИЗ) (более 70%), географические сложности показаны через удаленность от инфраструктуры и предполагают использование ряда районных коэффициентов.

Несложно заметить, что похожие критерии используются и в Налоговом кодексе РФ без введения самого термина «трудноизвлекаемые запасы». Вместо него появляются льготированные запасы: граничным условием получения льготы по вязкости и степени выработанности, отмененных в 2021 г., были значение в 200 сП и 80 % соответственно, для льготы по проницаемости (Кд) – 2 мД, для географических льгот (Ккан) – регион/акватория расположения месторождения (Республика Саха (Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО). Дополнительно в НК РФ предусмотрены льготы для низкопродуктивных баженовского, абалакского, хадумского и доманиковского горизонтов (БАХД). Несмотря на некоторую лапидарность, классификация Лисовского–Халимова

РИС. 1. Критерии ТРИЗ (по Яценко, 2014)



(в интерпретации ФНС) благополучно используется внутри профессионального сообщества. Разумеется, как и любая другая, данная классификация не лишена недостатков в части количественных значений, включенных в нее параметров. Основные сложности связаны с проницаемостью пласта и вязкостью флюида. Приведенное в оригинальной работе граничное значение по проницаемости в 30 мД представляется нам избыточным для отнесения объекта к категории ТРИЗ, с другой стороны – представленное в НК РФ значение в 2 мД отсекает значительное количество объектов, фильтрация в которых приобретает нелинейный характер в силу малой проницаемости (эмпирически установленное граничное значение – 4 мД). То же касается и вязкости: представленное в классификации Халимова–Лисовского и НК РФ (до своего исключения в 2021 г.) значения (более 30 сП и 200 сП соответственно) не отвечают, на наш взгляд, смыслу критерия. Граничное значение в 100 сП представляется авторам более объективным маркером трудноизвлекаемой по степени подвижности нефти.

Чем более сбалансированными и согласованными будут критерии определения трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, тем проще станет задача обеспечения сотрудничества как на межгосударственном уровне, так и на уровне бизнеса и научных кругов. Все рассмотренные подходы к классификации

содержат рациональное зерно, на их основе можно синтезировать как единое согласованное определение ТРИЗ и НЕТРАДИЗ, так и единую классификацию таких углеводородов.

### Текущее состояние минерально-сырьевой базы Арктики и механизмы ее восполнения

Как уже отмечалось выше, современный этап развития отечественной МСБ характеризуется устойчивым ростом доли ТРИЗ и НЕТРАДИЗ, значительным (до 2/3 от общего объема) присутствием обводненных запасов и отсутствием крупных открытий в последние годы.

При этом, благодаря тому, что действующая классификация ориентирована прежде всего на обеспечение и повышение рентабельности разработки месторождений УВС, можно с уверенностью утверждать, что совокупный объем запасов углеводородного сырья не является жестко определенной величиной, а способен гибко реагировать на изменения рыночной конъюнктуры. Одним из главных отличий отечественной МСБ от целого ряда других государств является полное обеспечение собственных потребностей российской экономики, даже в условиях полного запрета на экспорт-импорт ресурсов.

Основным инструментом восполнения минерально-сырьевой базы являются геолого-разведочные

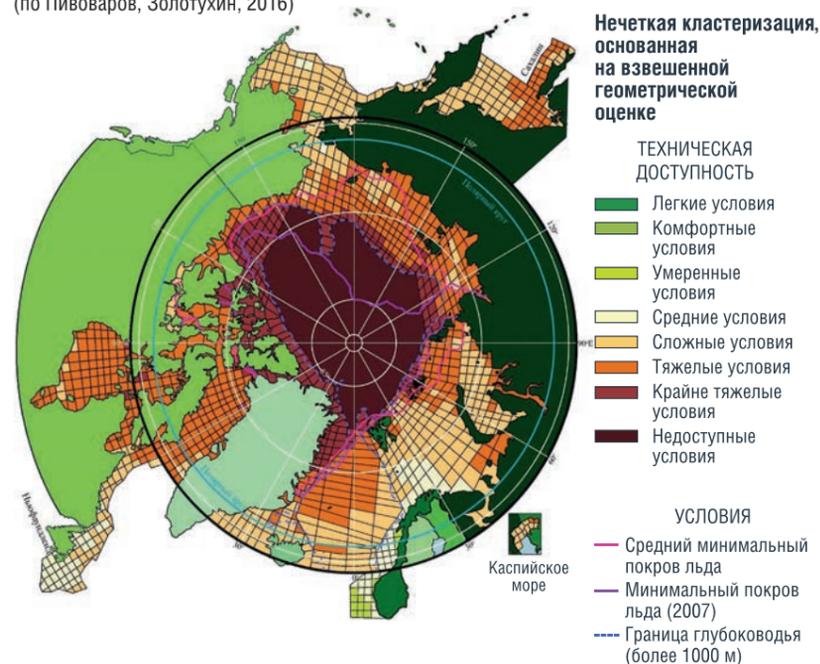
работы, организацией и проведением которых занимается как государство (через предприятия, входящие в структуру холдинга «Росгеология»), так и сами недропользователи (через собственные ответственные подразделения или с привлечением отечественных и зарубежных сервисных подрядчиков). К сожалению, российская геологоразведка в полной мере подвержена влиянию негативных тенденций, аналогичных тем, что приводят к сокращению инвестиций в ГРП и в итоге становятся причиной значительного недофинансирования данной отрасли (а следовательно, и замедления процессов восполнения МСБ) за рубежом:

- нестабильное положение на сырьевых рынках, их зависимость от «эмоциональных» инвесторов, остро реагирующих на кризисные явления последних лет (сделки в формате ОПЕК+, пандемические локдауны);
- сокращение доходов ВИНК на фоне этих же кризисных явлений, прежде всего на долгосрочных проектах, находящихся на ранней стадии развития (к которой относятся, в том числе, и ГРП);
- политические решения, направленные на форсирование процессов энергоперехода (отказ банков кредитовать нефтегазовые проекты, призывы к немедленной остановке поисков новых месторождений, предложения запретить добычу УВС в отдельных регионах, санкционное давление).

Однако отечественная геологоразведка страдает и от специфических страновых факторов, главным из которых является отсутствие системного подхода к развитию МСБ. Яркое это проявляется на примере Арктики и арктического шельфа, геологическая изученность которого, особенно восточной его части, недостаточна для эффективного управления его ресурсами, в отличие, например, от акваторий Черного и Каспийского морей или шельфа о. Сахалин, хорошо изученных как сейсморазведкой, так и поисково-разведочным бурением.

Разумеется, эффективность и продолжительность ГРП на восточной части российской арктического шельфа во многом

РИС. 2. Кластеризация запасов нефти и природного газа в Арктике (по Пивоваров, Золотухин, 2016)



зависят от неуправляемых природно-климатических факторов, в частности – от продолжительности сезона открытой воды, которая здесь не превышает 2–2,5 месяца в год, и сложной ледовой обстановки на протяжении большей части года. В таких условиях бурение поисково-разведочных скважин с полупогружных или самоподъемных буровых установок трудно реализуемо, поскольку в ледостойком исполнении они практически не представлены. Высокоширотные буровые суда также существуют пока преимущественно в виде проектов, за исключением отечественного БС «Валентин Шашин», работающего в составе флота АО «Арктикморнефтегазразведка», и принадлежащего шотландской Stena Drilling БС Stena ICEMAX.

При этом западная Арктика – Баренцево (вместе с Печорским) и Карское моря – также изучена хорошо настолько, что прогнозы ее перспектив с точки зрения нефтегазоносности общеизвестны. Одна из последних отечественных оценок приводится в работе [Назаров и др., 2021], согласно которой основная доля (ок. 90%) в общем углеводородном потенциале (>50 млрд т.н.э.) принадлежит природному газу, большая часть запасов которого прогнозируется в акватории Карского моря. Среди зарубежных наибольшую известность получила оценка, выполненная в 2008 году Геологической службой США. Согласно данной оценке, объемы уже добытого УВС и остаточных доказанных запасов (в российской классификации им

соответствуют категории А+В+С1) на более чем 400 месторождений, расположенных к северу от полярного круга, составляли на 01.01.2008 порядка 30 млрд т.н.э. При этом общий объем неразведанных запасов УВС был оценен в районе 60 млрд т.н.э., из них нефть – 13 млрд т, природный газ – 47,2 трлн м³, конденсат – 6 млрд т [Bird, 2008].

Заметим, что данная оценка неоднократно дополнялась, в 2012 году, например, были пересмотрены запасы традиционных углеводородов в циркуполярных странах, расположенных к северу от 66 параллели [Schenk, 2012]. Согласно данной оценке, объемы неразведанных запасов нефти и природного газа без учета конденсата составляют около 50 млрд т.н.э., при этом на долю России приходится 4 млрд т нефти и 26,5 трлн м³ природного газа (для сравнения совокупные неразведанные запасы США и Канады оценены в 8,7 млрд т нефти и 12,9 трлн м³ природного газа). По сравнению с оценкой 2008 года изменения оцененных неразведанных запасов нельзя назвать значительными: +3% по запасам нефти, -13% по запасам газа.

К любой оценке ресурсных перспектив Арктики, на наш взгляд следует подходить с осторожностью, так как далеко не всегда «потенциальные» и «неразведанные» тонны и баррели превращаются в реальные, в чем легко можно убедиться на примере проектов, реализованных в 1970–80-х гг. на островах Канадского Арктического архипелага или в 2010-х гг. на шельфе Гренландии. Соответственно, любые подобные оценки следует воспринимать как

РИС. 3. Буровые суда ледового класса «Валентин Шашин» (слева) и «Stena ICEMAX» (справа)



ТАБЛИЦА 4. Балансовые запасы и добыча нефти, природного газа и конденсата российских месторождений углеводородного сырья севернее 66 параллели на 01.01.2021

Вид УВС	Геол. запасы А+В1+С1	Техн. извл. запасы А+В1+С1	% от общих запасов по РФ	Добыча за 2019 г.	% от общей добычи по РФ
Нефть, млрд т	16	3,9	21	0,069	13,2
Газ свободный (в т.ч. газ ГШ), трлн м³	–	37,4	76,3	0,6	87,4
Газ растворенный, трлн м³	–	0,39	25,2	0,009	1,3
Конденсат, млрд т	–	1,3	58	0,02	71,4

некоторую условность, отражающую реальность с определенными допущениями.

Например, в России на Государственном балансе полезных ископаемых на начало 2021 года числились следующие объемы геологических и извлекаемых запасов месторождений, расположенных за Северным полярным кругом [ВСЕГЕИ, 2021]:

В отличие от государства, ВИНК для развития собственной ресурсной базы могут использовать не только геологоразведку, но и рыночные инструменты (см. рисунок 3).

Другим существенным отличием является обязанность недропользователя предлагать способы перевода запасов в рентабельную категорию, таким образом государство освобождает себя от необходимости поисков технологических и организационных решений для повышения рентабельности разработки месторождений с осложненными запасами, перекаладывая эту задачу на недропользователя.

В каждой из отечественных ВИНК на сегодня функционирует собственная система развития ресурсной базы, которая опирается не только на отечественную классификацию запасов, но и на принятые за рубежом, в частности – Систему управления запасами нефти Общества инженеров-нефтяников (SPE-PRMS) или классификацию Комиссии США по ценным бумагам (SEC), что обусловлено тесными внешнеэкономическими связями современных нефтегазовых компаний. Безусловно, ведение учета запасов сразу в нескольких, отличающихся друг от друга, классификациях является фактором риска, поскольку потенциально позволяет представлять объем запасов в выгодном для недропользователя, а не для государства свете.

РИС. 4. Источники восполнения и уменьшения МСБ ВИНК



Недропользователи безусловно учитывают существующие программы и документы стратегического планирования (Энергостратегия, генсхемы развития нефтяной и газовой промышленности) при формировании стратегий развития собственных активов, планировании НИР и НИОКР, реализации слияний, поглощений, образовании совместных предприятий, в том числе и с зарубежным участием, ведении лицензионной деятельности.

В поддержку указанных корпоративных документов обычно готовится и принимается соответствующая нормативно-методическая документация, описывающая стандартные процедуры и методики.

Следует отметить, что к работам в системе мероприятий по восполнению ресурсной базы ВИНК привлекают не только отечественных, но и зарубежных

подрядчиков. Так, например, в качестве внешних аудиторов запасов крупнейших российских ВИНК выступают американские консалтинговые фирмы DeGolyer and MacNaughton и Miller and Lents, что опять же является следствием включенности отечественных компаний нефтегазового сектора в мировую экономику. Однако привлечение к аудиту запасов иностранных аудиторов связано с целым рядом рисков – санкционных, инвестиционных, а также с рисками передачи конфиденциальной информации иностранным конкурентам. Государственную экспертизу запасов осуществляет Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при поддержке экспертного сообщества ЕСОЭН. Важной вехой актуализации и уточнения текущего состояния отечественной МСБ стала инвентаризация запасов, которая позволила, не только повысить прозрачность составляющих

РИС. 5. Документы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли



РИС. 6. Процессы управления МСБ (восполнение, уменьшение) в бизнес-архитектуре типичной ВИНК



МСБ запасов (даже несмотря на ограниченный охват месторождений УВС), но и ряд системных проблем.

В настоящее время крупные ВИНК являются столь же важными участниками процесса формирования МСБ, как и государство, но для преодоления различий в корпоративных подходах и их адаптации к государственному подходу к формированию и аудиту МСБ требуется выстраивание новых связей как между компаниями (и нефтяными, и газовыми), так и между государственными акторами (Минприроды, Роснедра, Минэнерго, Минэк).

Иными словами, требуется формирование такой структуры единой государственной

минерально-сырьевой базы, которая бы агрегировала в себе всю информацию как от недропользователей, так и от государственных органов. Подобный подход может стать хорошей основой для формирования технической политики, так как такой подход предполагает комплексный, системный подход не только к непосредственному формированию МСБ, но выработке технических условий и требований к огромному комплексу оборудования и технологий. Примером реализации такого комплексного подхода может служить работа Технического комитета ТК67 ИСО, объединяющего все ключевые направления развития нефтегазовой отрасли, или

Технического комитета ТК23 по национальной стандартизации, в работе которого принимают участие практически все ключевые компании отрасли.

По аналогии рассматривая перспективы МСБ Европы, несмотря на участие в освоении УВС большого количества игроков, ресурсная база благодаря открытой статистике и более открытой информационной кооперации с ведущими аналитическими агентствами, есть возможность с верхнего «рыночного» уровня производства сырья дойти до более детальной информации по самой ресурсной базе и ее развитию. Для России информация, и самое главное – система комплексного управления МСБ, по-прежнему остается в лучшем случае в формате информационно-координационной функции для формирования единого бюджета доходной части. Это никак не связано с формированием инвестиционной составляющей для всего комплекса управления и стратегического планирования направлениями отраслевого бизнеса в сегменте Upstream (GPP, добыча, сервис), которые следует рассматривать как единый инструмент развития МСБ, в частности через развитие технологической и экологической составляющих.

**Выводы**

Резюмируя всю представленную в настоящей работе информацию, можно выделить следующие проблемы, требующие скорейшего решения:

- Риски разработки и внедрения новых процессов и технологий в конечном итоге переложены на заказчика проекта, а не разработчиков.
- Продажи технологий в России в пакете практически нет, в лучшем случае отечественные технологии идут как часть импортной.
- Большой разрыв в квалификация проектировщиков и компаний, занимающихся инжинирингом, собственно, как и технологическое обеспечение, во многом из-за трудностей переоснащения и переподготовки.
- Отсутствие эффективных механизмов финансирования и поддержки лидеров, ведомственные барьеры,

РИС. 7. Структура Технического комитета международной стандартизации ИСО/ТК 67

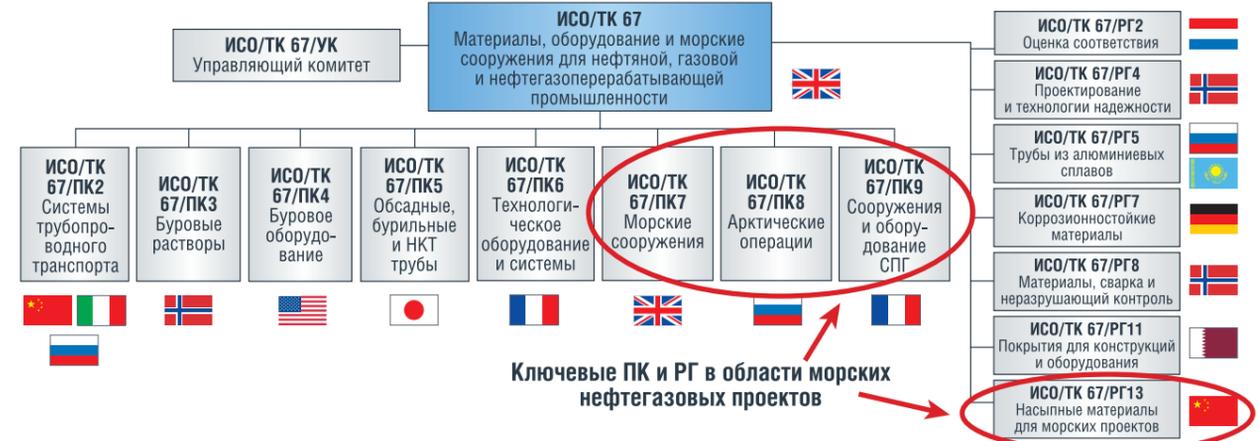


РИС. 8. Структура Технического комитета по национальной стандартизации ТК23



- Перспективные участки нераспределенного фонда недр, как, собственно, и подлежащего повторной реализации, не получают дополнительной геологической информации, повышающей их инвестиционную привлекательность, даже если входят в единый государственный информационный ресурс результатов геологоразведочных работ.
- Агрегирование информации и ресурсов, для создания рыночно ориентированных продуктов, способных поддержать выход на глобальные рынки.
- Консолидация ресурсов и знаний для компетентного сопровождения роста отрасли темпами, необходимыми для перспективного развития.
- Еще не одно десятилетие арктические газы будут составлять основу газовых запасов России, и это значит, что они составят основу энергетики региона и развития всей экономики.
- Развитие нормативной базы для проектирования, строительства

- и эксплуатации объектов нефтегазовой промышленности Арктической зоны – фундаментальная основа для развития всей газовой отрасли страны.
- Освоение углеводородных месторождений континентального шельфа и Арктических регионов требует совместных усилий нефтегазовой отрасли и всей промышленности.
- Необходимо сформировать отраслевую технологическую платформу, унифицировать требования к оборудованию и процессам нефтегазовой отрасли. Российское газовое общество готово выступить в такой роли.
- В формировании отраслевой технологической платформы должны участвовать общественные организации, объединяющие участников рынка.
- Отраслевая платформа должна объединять все заинтересованные стороны: заказчиков, производителей, государственные органы, общество. ●

**Литература**

1. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Роль нетрадиционных источников углеводородного сырья в минерально-сырьевой политике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2013. № 1. С. 21–24.
2. ФГБУ «ВСЕГЕИ», Справка о состоянии и перспективах использования МСБ АЗ РФ на 15.03.2021 г. / ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. В.Г. Карпинского», 2021 // Интернет-ресурс: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/45bb8bcc7b844220954744c0149a86f4.pdf> [Доступ: 18.01.2022].
3. Яценко И.Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1. – С. 30–35.
4. Bird, Kenneth J., Charpentier, Ronald R., Gautier, Donald L., Houseknecht, David W., Klett, Timothy R., Pitman, Janet K., Moore, Thomas E., Schenk, Christopher J., Tennyson, Marilyn E. and Wandrey, Craig J., 2008, Circum-Arctic resource appraisal; estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2008–3049, 4 p.
5. Schenk, C.J., 2012, An estimate of undiscovered conventional oil and gas resources of the world, 2012: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2012–3042, 6 p.

KEYWORDS: Arctic zone of the Russian Federation, alternative energy sources, liquefied natural gas (LNG), design standards.

# СОЗДАНИЕ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ БАЗЫ ДАННЫХ

## по результатам мониторинга Надымского геокриологического стационара

**Щербакова  
Анна Андреевна**  
студент

**Пономарева  
Ольга Евгеньевна**  
ИКЗ ТюмНЦ СО РАН,  
К.Г.-М.Н., доцент

**Щербакова  
Ксения Олеговна**  
преподаватель кафедры  
СТБС

**Овезов  
Батыр Аннамхаммедович**  
старший преподаватель  
кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский  
государственный  
геологоразведочный  
университет имени  
Серго Орджоникидзе»  
(МГРИ)

АВТОРЫ ОПИСЫВАЮТ НАУЧНЫЙ ПОДХОД К СОЗДАНИЮ ЭЛЕКТРОННОЙ СРЕДЫ ДЛЯ АНАЛИЗА СОВРЕМЕННЫХ И АРХИВНЫХ ДАННЫХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА. В РАБОТЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ФАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ПОЛУЧЕННЫЕ ЗА 50 ЛЕТ НА НАДЫМСКОМ СТАЦИОНАРЕ, КОТОРЫЙ РАСПОЛОЖЕН В ЗОНЕ ПРЕРЫВИСТОГО РАЗВИТИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД В 30 КМ К ЮГУ ОТ ГОРОДА НАДЫМ. ММП В РАЙОНЕ СТАЦИОНАРА ИМЕЮТ МОЩНОСТЬ ОКОЛО 100 М И ПРИУРОЧЕНЫ К ТОРФЯНИКАМ И БУГРАМ ПУЧЕНИЯ

*THE AUTHORS DESCRIBE A SCIENTIFIC APPROACH TO CREATING AN ELECTRONIC ENVIRONMENT FOR THE ANALYSIS OF MODERN AND ARCHIVAL GEOCRYOLOGICAL MONITORING DATA. THE WORK USED ACTUAL DATA OBTAINED OVER 50 YEARS AT THE NADYM STATION, WHICH IS LOCATED IN THE ZONE OF DISCONTINUOUS DEVELOPMENT OF PERMAFROST, 30 KM SOUTH OF THE CITY OF NADYM. PERMAFROST IN THE AREA OF THE STATION HAS A THICKNESS OF ABOUT 100 M AND IS CONFINED TO PEAT BOGS AND HEAVING MOUNDS*

**Ключевые слова:** анализ архивных данных, геокриологический стационар, многолетнемерзлые породы, база данных, визуализация.

Мониторинг геокриологических условий на территории стационара был начат в 70-х годах XX века. В то время здесь выполнялись комплексные наблюдения за восстановлением растительного покрова, нарушенного в процессе строительства газопровода Надым – Пунга [1].

В 70–80-х гг. XX века температура ММП составляла  $-1...-2^{\circ}\text{C}$ . В 80-е годы было замечено, что температура ММП закономерно поднимается и глубина сезонного

протаивания увеличивается в связи с потеплением климата и увеличением количества атмосферных осадков.

Дальнейшие исследования на стационаре были направлены на мониторинг изменения геокриологических условий, поскольку изменение температуры грунтов негативно отражается на их свойствах, кроме того, развиваются опасные для инженерных сооружений процессы. Например, увеличивается глубина сезонного протаивания и на отдельных участках формируется

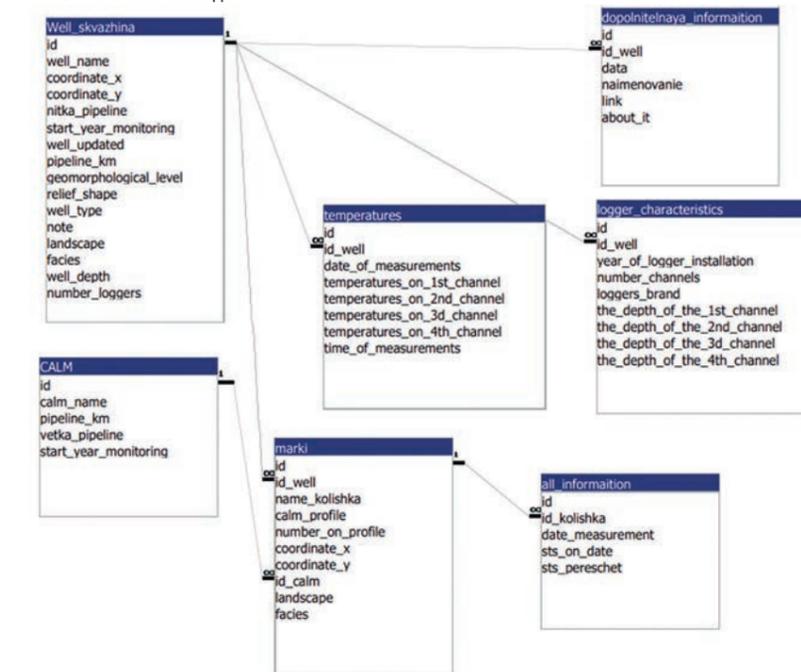
мерзлота несливающегося типа. Площадь участков с несливающейся мерзлотой с каждым годом возрастает, начинает развиваться тепловая осадка поверхности. На участках несливающейся мерзлоты сезонное пучение происходит в условиях открытой системы, подтягивание воды к фронту промерзания может идти значительно дальше и приводит к большему подъему поверхности. Можно ожидать, что эти изменения отразятся на направлении стока поверхностных и подземных (надмерзлотных) вод, рельефе поверхности, ее увлажнении. Таким образом, в настоящее время объекты инфраструктуры рассматриваемого района существуют в условиях значительной перестройки природных условий. Происходящие изменения могут оказаться крайне опасными для инженерных сооружений, построенных в 70–80 гг. прошлого века, поскольку при их проектировании в расчет принимались данные, отражающие суровые условия тех лет.

Тренд повышения температуры воздуха в 70–90 гг. составлял  $0,03^{\circ}\text{C}$  в год, а сегодня составляет  $0,1^{\circ}\text{C}$  в год. Почти на полмесяца увеличилась длительность периода протаивания. Количество осадков в конце 1970-х достигало 425 мм, сейчас составляет около 550 мм. Температура ММП приблизилась к  $-0,03^{\circ}\text{C}$ .

Для прогноза дальнейшего изменения температуры пород возникает необходимость учесть влияние растительного покрова. Влияние растительного покрова меняется по пространству и времени и очень неоднозначно. Оно зависит от сезона года, режима увлажнения и, главное, оно меняется вслед за климатом. За 50 лет, прошедших с момента строительных работ, произошли значительные изменения, негативно влияющие на состояние мерзлых пород, примером чему служит появление древесной растительности на ранее безлесных участках, вследствие чего на границе леса и тундровых ландшафтов произошло увеличение высоты снежного покрова и рост температуры ММП.

На участках, где подрост представлен лиственными породами, значительно увеличилась затененность поверхности в летнее время и температура пород стабильна.

РИС. 1. Схема базы данных



Таким образом, изменение растительного покрова в свою очередь является дополнительным фактором изменения геокриологических условий, поэтому изменения растительности важно учитывать при мониторинге и прогнозе изменений геокриологических условий, а мониторинг на стационарах представляет большую практическую и теоретическую ценность.

Изменение геокриологических условий под влиянием потепления климата было освещено в работах Марахтанова В.П. [2], Дроздова Д.С., Фалалеевой А.А., Романовского В.Е., Васильева А.А., Лейбман М.О., Садуртдинова М.Р., Пономаревой О.Е., Пендина В.В., Горобцова Д.Н., Устиновой Е.В., Коростелева Ю.В., Стрелецкого Д.А., Слагоды Е.А., Скворцова А.Г., Гравис А.Г., Бердникова Н.М., Орехова П.Т., Лаухина С.А., Царёва А.М., Малковой Г.В. [3], Стрелецкого Д.А., Сутер Л. Дж., Шикломанова Н.И., Порфирьева Б.Н. и Елисеева Д.О. [4], это свидетельствует об актуальности проблемы.

На Надымском стационаре накоплен большой фактический материал, который получен разными методами, приборами и в настоящее время может являться источником новых представлений, но он должен быть собран, систематизирован, проанализирован, переосмыслен.

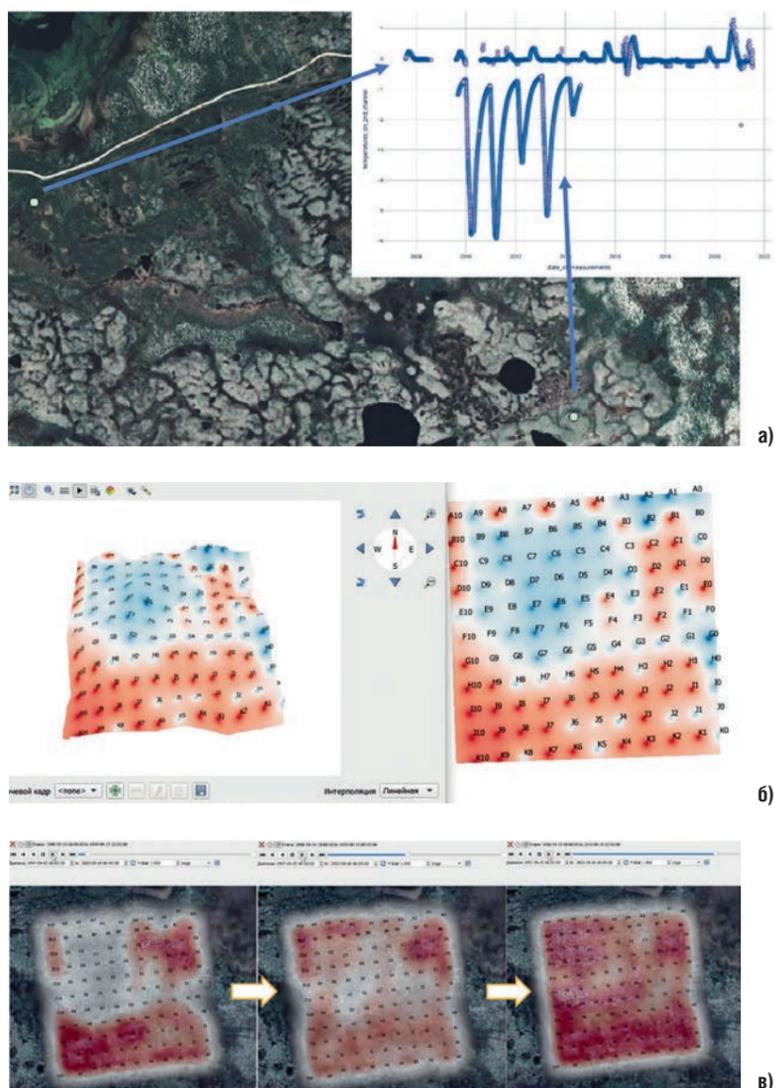
Например, необходимо собрать и проанализировать все данные относительно участков с переуглубленной кровлей ММП, которым ранее не уделялось достаточного внимания. Для этого важно создать единую базу данных (БД).

При создании БД необходимо учитывать, что фактический материал получен техникой, которая за 50 лет значительно усовершенствовалась. Основной проблемой является разнородность сроков и способов получения данных. Первые данные измерялись только в летний и осенний период.

Температуру в 1970–1991 годах мерили с разной периодичностью исключительно в теплый период года. Измерения производили заленивленным термометром, точность измерений которого  $0,1^{\circ}\text{C}$  [1]. Поэтому можно было оценить только температуру на подошве слоя годовых колебаний.

Современные данные измеряют логгерами двух конструкций. Логгеры снимают показания температур шесть раз в сутки, с погрешностью  $0,1-0,2^{\circ}\text{C}$ . В связи с тем, что измерения проводились разными приборами, некоторые данные получены на разных глубинах. Все это надо учитывать, так как эти данные будут отражены в атрибутивной таблице скважин на карте геоинформационной системы (ГИС) [5].

РИС. 2. Примеры визуализации данных: а) изменение значений температур, б) 2D- и 3D-модели глубины протаивания на плоскобугристом торфянике способом теплокарт, в) изменение глубины протаивания во времени



В рамках поставленной тематики был проведен локальный анализ данных геокриологического мониторинга на Надымском стационаре и сделан вывод, что невозможно сравнение данных в имеющемся виде. Накоплен большой фактический материал, который хранится в виде таблиц, колонок и графических изображений. Архивные данные были переведены в электронный вид и составлены таблицы по участку геокриологической съемки за период 1970–2021 гг.

Целью работы является анализ данных для оценки изменения геокриологических условий в районе газопровода в субарктической зоне. Первой задачей для достижения поставленной цели было составление базы данных.

Выполнены такие работы, как: сканирование материалов с геокриологическими колонками, разделение скважин и наблюдательных точек (марок), составление таблиц в Microsoft Excel, перевод географических координат в геодезические, а также занесение связанных данных в программный интерфейс доступа к базам данных, далее становится возможным открытие БД в ГИС для визуализации данных.

Установление связи между таблицами данных в MS Access. Структура базы данных была сделана схемой, которая показана в работе на рисунке 1.

Примеры визуализации показаны на рисунке 2.

На представленном примере «а» показаны температурные данные по двум скважинам. Зависимость изменений температур от участков с разными ландшафтами четко прослеживается. На темном участке (плоскобугристом торфянике) амплитуда колебаний температуры на глубине 3 м колеблется от  $-0,5$  до  $1,3^{\circ}\text{C}$ , а на светлом участке (бугре пучения) значения изменяются от  $-0,5$  до  $-6^{\circ}\text{C}$ .

На примере «б» видны участки с более (красные) и менее (синие) глубоким протаиванием сезонно-талого слоя. Таким образом наглядно отслеживаются зависимости изменений свойств грунтов.

На примере «в» показаны данные 1998 г., 2008 г. и 2018 г., красным цветом выделена глубина протаивания более 2 м, что говорит о развитии мерзлоты несдвигающегося типа на участке.

Инженерно-геологические условия в субарктическом регионе очень быстро меняются. Пока невозможно предсказать, на какой глубине сохранится мерзлота через 5–10 лет. Данная работа показывает, как изменения происходят в пространстве и времени. Такой подход дает нефтегазовым компаниям возможность проанализировать существующие условия на участках газопровода и использовать проведенный анализ для повышения эффективности его работы за счет возможности предотвращения аварий. ●

#### Литература

1. Москаленко Н.Г. Антропогенная динамика растительного покрова Западной Сибири. автореф. дис. доктора геогр. наук / Москаленко Н.Г. 1991 г.
2. Оценка взаимодействия ландшафтов Надым-Пур-Тазовского региона с магистральными газопроводами: сб. Ландшафтоведение: теория, методы, ландшафтно-экологическое обеспечение природопользования и устойчивого развития: материалы XII Международной ландшафтной конференции, Тюмень – Тобольск, 22–25 августа 2017 г.: в 3 т.
3. Цифровые карты криолитозоны и оценка современных тенденций изменений в криосфере: сб. XI Международного симпозиума по проблемам инженерного мерзлотоведения (Магадан, 5–8 сентября 2017 г.)
4. Strelt'skiy, Dmitry & Suter, Luis & Shiklomanov, Nikolay & Porfiriev Boris & Eliseev, Dmitry. (2019). Assessment of climate change impacts on buildings, structures and infrastructure in the Russian regions on permafrost. *Environmental Research Letters*. 14. 025003. 10.1088/1748-9326/aa15e6.
5. Документация ARCMAP 10.8 URL: <https://desktop.arcgis.com/ru/arcmap/latest/manage-data/tables/what-are-tables-and-attribute-information.htm#GUID-EE00FB1E-6962-43A2-A80A-8F19CA3EC17B>.

KEYWORDS: *analysis of archival data, geocryological hospital, permafrost rocks, database, visualization.*

## О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Компания Weatherford успешно завершила пилотный проект по спуску обсадных колонн с вращением. Для Роснефти, что не менее важно

В марте 2012 г. компанией Weatherford на реализован пилотный проект по спуску обсадных колонн с вращением для Роснефти на Верхнечонском НГКМ. Технологии и оборудование Weatherford позволили осуществить спуск обсадных колонн до заданной



глубины и уменьшить срок строительства скважин, что позволило сократить расходы заказчика. В России работа с Роснефтью и Газпромом – гарантия стабильности и прибыльности.

### • Комментарий Neftegaz.RU

В марте 2022 г. ключевые партнеры крупнейших нефтегазовых компаний «Роснефти» и «Газпрома» объявили о выходе из совместных проектов. Эксперты выражают большие опасения, связанные с их уходом. Но нефтесервисные компании Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes и Halliburton продолжают свою работу в России. Более того, член Экспертного совета РГО Е. Колесник утверждает, что «все необходимое нефтесервисное оборудование либо может производиться в России, либо доступно, например, на китайском рынке». Однако возлагать все



надежды на дружественный Китай рискованно, в поставке запчастей для российской авиации они уже отказали.

### Новое место «перезагрузки»: российско-американское партнерство в Арктике

В январе 2012 года ледокол береговой охраны США сопровождал российский танкер, перевозивший топливо в штат Аляска. Это послужило напоминанием о том, что у США и России есть масса причин для развития теплых отношений. Страны могут сотрудничать в сфере безопасности, экономики, торговли, науки и по вопросам сохранения окружающей среды. Арктика предоставляет многообещающий новый фронт, при помощи которого можно оживить российско-американскую «перезагрузку».

### • Комментарий Neftegaz.RU

В течение десятилетия, последующего с момента этой публикации, отношения между странами будут становиться все прохладнее, пока в начале весны 2022 года совсем не сойдут на нет. Арктика все эти годы представляла собой скорее предмет конфронтации, чем сотрудничества. 9 марта страны Арктического совета, в который помимо США входят Дания, Исландия, Канада, Норвегия, Финляндия и Швеция, приостановили любое сотрудничество с Россией в регионе. «Перезагрузки» не получилось. Во всяком случае, в том виде, в котором ее надеялись провести.

### Минпромторг спросил у предприятий, как им помочь в адаптации к ВТО

В марте 2012 г. Минпромторг РФ разослал предприятиям химического комплекса письмо, в котором предлагал высказать предложения по адаптации последних к нормам ВТО. В том числе по предоставлению субсидий или льготных кредитов на закупку сырья и оборудования с учетом норм ВТО.

### • Комментарий Neftegaz.RU

Борьбу за вступление во Всемирную торговую организацию Россия вела с 1995 года и получила желанное членство спустя шестнадцать лет.



Но есть вероятность, что продержится лишь десять лет. В скором времени ЕС может объявить о мерах в отношении России в рамках ВТО. Сейчас страны обсуждают вопрос об отмене для России режима наибольшего благоприятствования в рамках правил ВТО. Обсуждение «проходит с партнерами-единомышленниками, для совместного воздействия», заявила пресс-секретарь ЕК. Несколькими днями ранее вопрос об исключении России из ВТО поднимался в Конгрессе США. В ответ на эти заявления в МИД РФ выразили готовность Москвы оспаривать в ВТО ряд торговых ограничений. ●

# О «МЯГКОМ» ВАРИАНТЕ ПЕРЕХОДА ПРЕДПРИЯТИЙ К БЕСЦЕХОВОМУ УПРАВЛЕНИЮ

БЕСЦЕХОВАЯ СТРУКТУРА КАК СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ОБЛАДАЕТ БОЛЬШИМИ ПРЕИМУЩЕСТВАМИ ПО СРАВНЕНИЮ С ЦЕХОВЫМ СПОСОБОМ УПРАВЛЕНИЯ. ЭТОТ ВЫВОД ОБОСНОВЫВАЕТСЯ В ЧЕТЫРЕХ КНИГАХ И РЯДЕ СТАТЕЙ АВТОРА. ВСЕ МАТЕРИАЛЫ ОПИРАЮТСЯ НА ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПО ВНЕДРЕНИЮ БЕСЦЕХОВОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ВОДОКАНАЛАХ РОССИИ. ОДНАКО НАДО ПРИЗНАТЬ, ЧТО ПЕРЕХОД РОССИЙСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ К ЭТОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ СТАЛКИВАЕТСЯ С БОЛЬШИМИ ТРУДНОСТЯМИ ОРГАНИЗАЦИОННОГО И ПСИХОЛОГИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА. ИСТОЧНИК ЭТИХ ПРОБЛЕМ – В ШИРОКО РАСПРОСТРАНЕННОМ ОШИБОЧНОМ МНЕНИИ О БЕЗАЛЬТЕРНАТИВНОСТИ ДЛЯ РОССИИ ЦЕХОВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА. ЭТОТ ПСИХОЛОГИЧЕСКИЙ ФЕНОМЕН ХАРАКТЕРЕН ДЛЯ МНОГИХ РАБОТНИКОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ВСЕХ КАДРОВЫХ УРОВНЕЙ – ОТ ПЕРВЫХ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ДО КОНЕЧНЫХ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ. ПОЭТОМУ ПЕРЕХОД К БЕСЦЕХОВОЙ СТРУКТУРЕ УПРАВЛЕНИЯ, ПРЕДПОЛАГАЮЩИЙ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРИВЫЧНЫХ ВЗАИМООТНОШЕНИЙ ВНУТРИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЗАЧАСТУЮ ВОСПРИНИМАЕТСЯ КАК ГЛУБИННАЯ, «ЭКЗИСТЕНЦИАЛЬНАЯ» УГРОЗА, ЧРЕВАТАЯ «ПОТЕРЕЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ» И НЕГАТИВНЫМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА. ТАКОЕ ВОСПРИЯТИЕ БСУ, ОСНОВАННОЕ НЕ НА РАЦИОНАЛЬНОМ АНАЛИЗЕ ЕЕ СОДЕРЖАНИЯ И ФУНКЦИЙ, А НА ПОДСОЗНАТЕЛЬНОМ СТРАХЕ БОЛЬШИХ ПЕРЕМЕН ПОРОЖДАЕТ СЕРЬЕЗНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ НА ОРГАНИЗАЦИОННОМ УРОВНЕ ВНЕДРЕНИЯ, ЧТО ПРИВОДИТ К ПРОБУКСОВКЕ ИЛИ ПОСЛЕДУЮЩЕМУ ЗАМОРАЖИВАНИЮ ПРОЦЕССА ВНЕДРЕНИЯ. В СТАТЬЕ АВТОР ОПИСЫВАЕТ КОМПРОМИССНЫЙ ВАРИАНТ ПЕРЕХОДА К ПРОЦЕССНОМУ УПРАВЛЕНИЮ

*THE NON-WORKSHOP STRUCTURE AS A METHOD OF MANAGING AN ENTERPRISE HAS GREAT ADVANTAGES COMPARED TO THE WORKSHOP ONES. THIS CONCLUSION IS SUBSTANTIATED IN FOUR BOOKS AND A NUMBER OF ARTICLES BY THE AUTHOR. ALL MATERIALS ARE BASED ON PRACTICAL EXPERIENCE IN THE IMPLEMENTATION OF A NON-WORKSHOP MANAGEMENT STRUCTURE AT NUCLEAR POWER PLANTS AND WATER UTILITIES IN RUSSIA. HOWEVER, IT MUST BE ADMITTED THAT THE TRANSITION OF RUSSIAN ENTERPRISES TO THIS MANAGEMENT SYSTEM IS FACED WITH GREAT DIFFICULTIES OF ORGANIZATIONAL AND PSYCHOLOGICAL NATURE. THE SOURCE OF THESE PROBLEMS LIES IN THE WIDESPREAD MISCONCEPTION THAT THERE IS NO ALTERNATIVE FOR RUSSIA TO THE WORKSHOP ORGANIZATION OF PRODUCTION. THIS PSYCHOLOGICAL PHENOMENON IS TYPICAL FOR MANY EMPLOYEES OF INDUSTRIAL ENTERPRISES OF ALL PERSONNEL LEVELS – FROM THE TOP MANAGERS TO THE FINAL PERFORMERS. THEREFORE, THE TRANSITION TO A NON-WORKSHOP MANAGEMENT STRUCTURE, WHICH INVOLVES SIGNIFICANT CHANGES IN THE USUAL RELATIONSHIPS WITHIN THE ENTERPRISE, IS OFTEN PERCEIVED AS A DEEP, "EXISTENTIAL" THREAT, FRAUGHT WITH "LOSS OF CONTROL" AND NEGATIVE CONSEQUENCES FOR PERSONNEL. SUCH A PERCEPTION OF NON-WORKSHOP MANAGEMENT SYSTEM, BASED NOT ON A RATIONAL ANALYSIS OF ITS CONTENT AND FUNCTIONS, BUT ON A SUBCONSCIOUS FEAR OF BIG CHANGES, CREATES A SERIOUS RESISTANCE AT THE ORGANIZATIONAL LEVEL OF IMPLEMENTATION, WHICH LEADS TO A RETARDATION OR SUBSEQUENT FREEZING OF THE IMPLEMENTATION PROCESS. THE AUTHOR OF THE ARTICLE DESCRIBES A COMPROMISE OPTION FOR THE TRANSITION TO PROCESS MANAGEMENT*

Ключевые слова: бесцеховое производство, структура управления, профессиональная компетенция, цифровизация, четвертая промышленная революция, процессная структура.

**Фомин Александр Николаевич**  
руководитель Центра внедрения бесцехового производства

## Начальник цеха в дискретной и процессной структурах управления

При более детальном анализе фобий, касающихся внедрения бесцеховой структуры управления (БСУ) на российских предприятиях,

можно заметить, что многие из них относятся к роли начальника цеха. В цеховой структуре это ключевая, опорная фигура, олицетворяющая собой «скрепы» между топ-менеджментом и рабочими предприятиями. Начальники цехов реализуют планы руководства, организуя рабочих и специалистов

на производство промежуточного продукта на выделенном им участке технологической цепочки. Поэтому начальники цехов персонифицируют образ дискретного (разделенного на части) производства. Они хозяева относительно самостоятельных частей единого технологического процесса создания товарного продукта. Это аксиома цеховой организации производства и она устраивает большинство руководителей предприятий, несмотря на многие существенные недостатки. Начальник цеха держит в своих руках все нити управления: специалистов и рабочих-операторов оборудования, обеспечение работоспособности оборудования (ремонт и техобслуживание), планирование и координацию работ в цехе. Он не мыслит себя вне этих управленческих функций. Лишение его хотя бы одной из них понижает его статус «хозяина» и воспринимается им как недопустимое нарушение естественного порядка, как личная обида. При этом игнорируется тот факт, что при бесцеховой, процессной структуре управления происходит трансформация функций начальника цеха и возникает иная опорная фигура предприятия – руководитель структурного подразделения, отвечающий за один из сквозных процессов технологической цепочки:

- оперативное управление оборудованием (весь персонал операторов);
- обеспечение работоспособного состояния оборудования (техобслуживание и ремонт);
- планирование и координацию работ.

В создаваемой процессной структуре руководители цехов перераспределяются по новым должностным позициям с учетом их профессиональных компетенций и в соответствии с перспективными целями предприятия.

## Объективные условия перехода к процессному производству

Возникает естественный вопрос: возможен ли переход к процессной (бесцеховой) структуре без «шоковой терапии», т.е. в режиме плавного движения, позволяющего постепенно адаптировать все уровни производственного персонала к новым условиям работы?

Как представляется, «мягкий», компромиссный вариант перехода к процессному управлению вполне возможен в силу объективных изменений условий деятельности российских промышленных предприятий – главным образом, непрерывного технологического цикла (атомные и тепловые электростанции, заводы нефтехимии, водоканалы и т.д.). Как было отмечено в книге «Что такое «бесцеховая машина»?», целевая картина эталонного цифрового промышленного предприятия выглядит следующим образом:

- центральная диспетчерская служба (единый пульт управления);
- служба владельцев оборудования (инженерный центр);
- служба планирования и координации.

Разворачивающаяся на наших глазах четвертая промышленная революция, выражающаяся в цифровизации предприятий и применении систем искусственного интеллекта, имеет одним из своих следствий масштабную автоматизацию производства и соответствующее сокращение сферы рутинных производственных функций. Это означает неизбежное сокращение рабочих мест операторов оборудования. Иначе говоря, в обозримом будущем исчезнет одна из основных функций цеха – управление персоналом операторов вверенного цеху оборудования. Данная функция трансформируется в диспетчерское управление всем автоматизированным оборудованием предприятия, независимо от конкретных технологических переделов, за которыми закреплены цеха.

Далее, уже сейчас многие предприятия централизуют ремонтные службы, выводя их из-под цехового управления. Нередки случаи вывода ремонтных подразделений из структуры предприятий на внешний аутсорсинг. Этот набирающий силу процесс лишает цех второй важной функции – непосредственного управления ремонтным персоналом. Руководители цехов давно освоили методику организации капитальных и средних ремонтов с привлечением подрядных организаций, теперь же активно осваивают методику организации техобслуживания оборудования силами выделенных из цеха ремонтных участков или

внешних подрядчиков. Кроме того, на многих предприятиях централизуется функция планирования и координации работ в масштабе предприятия и цеховые планы выводятся из непосредственного подчинения начальника цеха, что лишает его еще одной функции управления.

Таким образом, руководство цехов (начальник цеха, заместители по производству и ремонтам) объективно движется к выполнению своей единственной неотъемлемой функции – обеспечение работоспособности оборудования. Но именно эта функция и является основополагающей для подразделения владельцев оборудования в процессной (бесцеховой) структуре управления.

Приведенный краткий обзор объективных изменений в организации работы промышленных предприятий России свидетельствует о их постепенном продвижении к указанной выше эталонной схеме предприятия. В то же время этот процесс не стандартизирован – каждое предприятие движется к процессной модели по-своему, чаще всего методом проб и ошибок, выбирая темпы преобразований, их содержание и способы осуществления.

## «Мягкий» вариант трансформации функционала руководства цехов в процессной структуре

В многочисленных дискуссиях, которые происходили при реализации проекта внедрения БСУ на различных предприятиях, одним из наиболее острых вопросов был функционал начальников цехов в новой системе управления. Руководители цехов признавали неизбежность и даже некоторую целесообразность вывода ремонтного персонала из состава цехов. И все же настаивали на том, чтобы оставлять часть ремонтного персонала в штате цехов. Однако, когда речь заходила о необходимости централизовать весь оперативный персонал в едином сквозном подразделении, обслуживающем все технологические переделы, закрепленные за цехами, руководители цехов дружно выступали категорически против.

Разбираясь в этой коллизии, надо понимать, что руководители цехов обозначены опорными фигурами производства не для красного словца – это реально авторитетные, опытные люди, прошедшие большую практическую школу, прекрасно знающие все виды оборудования цеха и все нюансы доверенной им части технологического процесса. Но здесь же обнаруживается и обратная сторона их хозяйственной власти: на их фоне тускнеет авторитет и значимость широкого круга инженеров предприятия. Концентрация власти и ответственности у начальника цеха не позволяет плавно ранжировать ответственность инженеров, как это предполагается в службе владельцев оборудования – инженерном центре предприятия. В силу данных обстоятельств начальники цехов довольно эмоционально воспринимают сокращение их управленческих функций вплоть до угрозы увольнения. Этот фактор весьма значим для руководства предприятий, которому важно сохранить ценные кадры. На примере внедрения БСУ на различных предприятиях неоднократно приходилось убеждаться, что дефицит высококвалифицированных кадров – очень серьезная проблема, близкая к критической. Поэтому так важно обеспечить трансформацию квалификационных характеристик руководства цехов (начальник, заместители, ведущие специалисты) в квалификационные нормы, требуемые при формировании процессной (бесцеховой) структуры.

Искомый компромиссный или «мягкий» вариант перехода к процессному производству может заключаться в следующем.

В переходный период при внедрении процессного управления для обеспечения плавности перехода и постепенной адаптации руководства цехов к новым условиям допускается:

1. Закрепление за цехами небольшой части ремонтного персонала для включения его в дежурные смены в целях проведения необходимых операций техобслуживания оборудования и мелких ремонтов. Аналогичный шаг возможен и в отношении службы владельцев оборудования БСУ, если возникают трудности с привлечением квалифицированного подрядного персонала.

2. Подчинение цехам оперативного персонала при условии выполнения ими единых для предприятия требований по условиям формирования оперативных смен, их контролю, обеспечению подготовки и повышения квалификации работников. Указанные требования формируются и контролируются специализированным подразделением в подчинении Технического директора (Главного инженера). Кроме того, под непосредственным руководством Технического директора (Главного инженера) формируется группа руководителей сквозных смен цехов, готовых «в час X» возглавить коллективы смен в составе службы оперативного управления оборудованием. Такой подход позволит приблизиться к реализации единой политики предприятия в отношении оперативного персонала, отчасти преодолеть цеховые различия в управлении персоналом и подготовить условия для формирования коллективов сквозных оперативных смен. В случае высоких темпов автоматизации производственных процессов, выполняемых с участием оперативного персонала, функция цеха по управлению оперативным персоналом постепенно утратит свое значение и выпадет из управленческой практики.

Вместе с тем – и это важно подчеркнуть – необходимым условием перехода к процессной структуре является объединение руководителей и специалистов-инженеров цехов, непосредственно обслуживающих конкретные технологические переделы производства конечного продукта, в централизованную службу владельцев оборудования под руководством Технического директора (Главного инженера). Внутренняя структура службы строится с учетом привязки цехов к соответствующим технологическим переделам, а распределение обязанностей и ответственности за оборудование происходит с учетом цехового опыта инженеров и их профессиональной квалификации. Создание централизованной службы владельцев оборудования – инженерного центра предприятия, включающего в себя руководителей и специалистов цехов, позволит наладить командную работу, стандартизировать подходы к реализации технической политики

предприятия. Руководство цехов концентрируется на выполнении своей главной задачи – обеспечении бесперебойной и высокопроизводительной работы всех видов оборудования цехов, роста уровня автоматизации и техперевооружения производства, контроля качества ремонтных работ. В каждом из производственных цехов за каждым из руководителей и специалистов закрепляется определенное количество конкретных единиц оборудования, за обеспечение работоспособного состояния которых он несет персональную ответственность.

### Соотношение переходной структуры с принципами БСУ

Теперь целесообразно посмотреть, как соотносится предлагаемая переходная структура дискретной (цеховой) структуры с принципами процессной (бесцеховой) структуры. Основополагающий принцип БСУ – управление сквозными бизнес-процессами предприятия (от начальной точки до конечного продукта) посредством специализированных подразделений. Вот эти сквозные процессы:

- оперативное управление оборудованием;
- обеспечение работоспособности оборудования;
- планирование и координация работ.

В обсуждаемой переходной структуре предприятия отсутствует как самоуправляемый лишь первый из обозначенных процессов, поскольку оперативный персонал остается в штатном расписании цехов. Однако эта структура предполагает организационно-методологический контроль за исполнением цехами политики предприятия в отношении оперативного персонала, что ведет к стандартизации механизмов управления и подготавливает условия для централизации персонала в самостоятельной службе. Что касается остальных бизнес-процессов, то они в той или иной степени реализуются на многих предприятиях, не желающих проиграть в конкурентной борьбе. Обеспечение работоспособности оборудования посредством организации

и контроля техобслуживания и ремонтов – неотъемлемая функция традиционных цехов. А вот планирование, координация и контроль выполнения производственных заданий по всем цехам – очевидная и вполне решаемая задача централизованной службы предприятия.

### Аккуратная и плавная корректировка знаний и опыта от управления людьми к управлению процессами – главная задача

Анализ текущей ситуации в эволюции российских предприятий круглосуточного производственного цикла к процессной (бесцеховой) структуре управления показывает, что серьезным препятствием является именно инертность цехового звена управления. Поэтому аккуратная и достаточно плавная корректировка знаний и опыта этого ценного кадрового корпуса от управления людьми к управлению процессами, выполняемыми этими людьми – это главная задача. Поясним этот важный тезис. В процессной структуре бывший руководитель цеха не напрямую управляет оперативным персоналом, а посредством разрабатываемых им правил, инструкций, методик, регулирующих деятельность этого персонала по отношению к вверенному ему оборудованию. Таким же образом он управляет и привлекаемым ремонтным персоналом – не прямыми указаниями, а посредством разработки необходимой документации по ремонту и техобслуживанию оборудования и путем обеспечения контроля качества ремонтных работ.

Важно отметить, что решение вышеозначенной задачи облегчается уже вполне заметной трансформацией функций цехов многих предприятий от «натурального» хозяйства (все свое – помещения, оборудование, персонал и т.п.) к узнаваемому прообразу процессного производства, основной принцип которого – управление сквозными бизнес-процессами. Заметим также, что предлагаемая переходная структура от дискретного к процессному производству не устраняет «цеховую» терминологию: начальник цеха, руководство цеха и т.п. В то же время легко понять, что по мере развития

современного производства в России, термин «цех» принимает уже совершенно иную содержательную нагрузку, имеющую мало общего с содержанием этого понятия 30–50-летней давности. Фактически производственный «цех» (не вспомогательный) становится синонимом некоего

интервала в производственном процессе, полностью или частично совпадающим с одним из технологических переделов этого процесса. Например, на атомных станциях это реакторный цех, турбинный цех, электрический цех. Выделение отмеченных интервалов позволяет зримо и понятно структурировать единый и непрерывный процесс производства. Но логика производственного развития предприятий постепенно перераспределяет функции классического цеха между другими подразделениями, выполняющими эти функции более эффективно. Как уже отмечалось выше, одна из основных функций прежнего цеха – техобслуживание и ремонт постепенно уходит к специализированным подразделениям в структуре предприятия или вне его. Процесс автоматизации неуклонно сокращает значимость другой важнейшей функции прежнего цеха – управление оперативным персоналом. Зримая тенденция такова, что в недалеком будущем эта функция исчезнет по причине замены человека машиной. Тогда для всех станет ясно, что под оболочкой прежнего цеха остается только руководство и инженерный состав, функционал которых должен быть сосредоточен на том, чтобы постоянно и глубоко профессионально работать над повышением производительности и экономической эффективности всего машинного парка предприятия в тесном взаимодействии с подрядными ремонтными организациями. А эта задача наиболее эффективно решается централизованной службой владельцев оборудования, основу которой и должен создать инженерный состав цехов.

### Ключевые критерии перехода к процессной структуре

Подводя итоги, сформулируем ключевые критерии перехода от дискретной к процессной структуре управления предприятием.

1. Сохранение оперативного персонала под управлением цехов следует считать временной мерой. В ходе автоматизации производства необходимо готовить организационно-методологические условия (документация, обучение) для вывода оперативного персонала в самостоятельное централизованное подразделение. В перспективе полной автоматизации производственного процесса формируется объединенная диспетчерская служба.
2. Объединение инженерного персонала цехов (руководители и специалисты) в централизованную службу владельцев оборудования (инженерный центр) под руководством Технического директора (Главного инженера), что позволит освоить командную работу инженерного корпуса предприятия по всей линейке технологических переделов.
3. Создание централизованной службы планирования и координации, принимающей на себя (по мере продвижения к полноценной процессной структуре) соответствующие функции цехов (планирование, контроль выработки) на конкретном технологическом переделе. В конечном счете зоны ответственности прежних цехов по технологическим переделам можно обозначить как отделения технологической цепочки производства конечного продукта предприятия. ●

#### Литература

1. Фомин А.Н. «Цеховая и бесцеховая структура управления производством». М.: Эдитус, 2013.
2. Фомин А.Н. «Бесцеховое производство». М.: Эдитус, 2015.
3. Фомин А.Н. «Бесцеховая революция. Опыт внедрения бесцеховой структуры управления на водоканалах России». М.: Эдитус, 2019.
4. Фомин А.Н. «Что такое «бесцеховая машина»? О теории и практике бесцехового управления предприятием». М.: Эдитус, 2020.
5. «Neftegaz.RU», № 3, 5, 7, 8, 2020.

KEYWORDS: *workshop-free production, management structure, professional competence, digitalization, the fourth industrial revolution, process structure.*



# НЕФТЕГАЗ-2022: Площадка для консолидации отрасли



**Азовская  
Алена Юрьевна**  
руководитель проекта

С 18 по 21 апреля в Москве пройдет международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса «Нефтегаз-2022». В этом году ключевое событие российского ТЭК состоится уже в двадцать первый раз. В трех огромных павильонах и на открытой площадке «Экспоцентра» на Красной Пресне традиционно разместят свои стенды крупнейшие российские и иностранные компании нефтегазовой отрасли. О роли выставки в развитии топливно-энергетического комплекса и задачах, решаемых в ходе ее проведения, журналу NEFTEGAZ.RU рассказала руководитель проекта Азовская Алена Юрьевна

*FROM APRIL 18 TO APRIL 21, MOSCOW WILL HOST THE INTERNATIONAL EXHIBITION OF EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES FOR THE OIL AND GAS COMPLEX NEFTEGAZ-2022. THIS YEAR, THE KEY EVENT OF THE RUSSIAN FUEL AND ENERGY COMPLEX WILL TAKE PLACE FOR THE TWENTY-FIRST TIME. THE LARGEST RUSSIAN AND FOREIGN OIL AND GAS COMPANIES WILL TRADITIONALLY PLACE THEIR STANDS IN THREE HUGE PAVILIONS AND IN THE OPEN AREA OF EXPOCENTRE ON KRASNAYA PRESNYA. ALYONA YURYEVNA AZOVSKAYA, PROJECT MANAGER, TOLD NEFTEGAZ.RU MAGAZINE ABOUT THE ROLE OF THE EXHIBITION IN THE DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX AND THE TASKS IN ITS HOLDING*

Ключевые слова: выставка, топливно-энергетический комплекс, тенденции нефтегазовой отрасли, энергетические компании, оборудование.

– Алена Юрьевна, выставка «Нефтегаз» ведет свою историю с 1978 года, менялась ли на протяжении этого времени концепция выставки, ее основные цели и стратегия в целом?

– Действительно, выставка имеет богатую историю, можно сказать, была свидетелем разных эпох

жизни нашей страны. Но на протяжении всего этого времени, вне зависимости от исторического контекста, она всегда соответствовала духу времени и отвечала его запросам. Выставка предоставляла своим участникам и посетителям возможность для открытого диалога, была площадкой, на которой своими глазами можно было увидеть

последние достижения научной мысли, воплощенной в самые современные для своей эпохи технологии. Сегодня ее концепция не изменилась: выставка по-прежнему отражает ключевые тенденции развития нефтегазовой отрасли и помогает ее участникам найти точки соприкосновения для поиска совместных решений.

Но некоторые изменения все-таки произошли. Со временем запросы рынка менялись, увеличивалось количество задач, стоящих перед компаниями-экспонентами и топливно-энергетической отраслью в целом. В результате возросшей активности с 2016 года выставка стала ежегодной и сегодня входит в десятку мировых нефтегазовых мероприятий. Несколько изменился и формат: он дополнился деловой программой Национального Нефтегазового Форума, мероприятиями спонсоров-участников и другими интересными конференциями, сессиями и круглыми столами. Уже шесть лет выставка и форум проходят совместно, обеспечивая синергетический эффект взаимодействия органов власти, бизнеса и науки.



– Традиционно выставку «Нефтегаз» посещают руководители отраслевых министерств и ведомств, эксперты, ученые, представители ведущих компаний. Какие крупные российские и зарубежные производители будут экспонировать свою продукцию в этом году?

– ARTVIK INC, SHINT, DRÄGER, JEREN GROUP, «АЛЬБАТРОС», «АВИАТРОН», «БАНТЕР ГРУПП», «БОРОВИЧСКИЙ КОМБИНАТ ОГНЕУПОРОВ», «ВИКА МЕРА», «ВОЛГОГРАДНЕФТЕМАШ», «ВЭЛАН», «ГАЗПРОМ», «ГОРЭЛТЕХ», «ЗИТ», «КАМСКИЙ КАБЕЛЬ», «НТА-ПРОМ»,

«ОМК», «ОДК», «ОКБ ЗЕНИТ», «ПРИВОДЫ АУМА», «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ», «СИБИРСКАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА», «СИНТЕК», «СПЕЦКАБЕЛЬ», «ТРАНСНЕФТЬ», «ТАГРАС-ХОЛДИНГ», «ТРЭМ ИНЖИНИРИНГ», «УРАЛМАШХОЛДИНГ», «ФЕНИКС КОНТАКТ РУС», «ФГУП ВНИИА ИМ. Н.Л. ДУХОВА», «ФЛЮИД-ЛАЙН», «ФИНДЕР», «ХОЛДИНГ КАБЕЛЬНЫЙ АЛЬЯНС», «ЧЭТА», «ЭЛЕМЕР», «ЭМИКОН», «ЭНЕРГОМАШ». В этом году эти и другие компании-производители и поставщики вновь продемонстрируют последние разработки и проведут эффективные переговоры с потенциальными клиентами.

В 2021 г. в выставке приняли участие **449** компаний из **23** стран **357** российских компаний **45 000 м<sup>2</sup>** – площадь выставки **Более 21 000** посетителей

– Запланированы ли на этот год национальные экспозиции?

– К сожалению, в текущей ситуации компании из Германии будут представлены не в рамках национального павильона, а как отдельные представители бизнеса.

– Экспозиция выставки, как правило, сопровождается насыщенной деловой программой. Что интересного ждет посетителей и участников в этом году?

– В рамках деловой программы запланировано свыше десяти мероприятий.

За четыре дня работы выставки можно не только узнать о последних разработках в отрасли, найти новых клиентов и поставщиков, расширить географию сбыта, но и посетить деловые мероприятия, посвященные актуальным темам отрасли.





В центре обсуждения на мероприятиях будут вопросы глобальной трансформации экономики и энергетики, эффективности работы традиционных отраслей ТЭК на фоне новых технологических вызовов. В условиях усиления турбулентности на мировых углеродных рынках еще более актуальными становятся такие темы, как анализ и прогноз развития энергетики, роль фискальной политики в процессе монетизации запасов нефти и газа. Вместе с тем особый акцент будет сделан на формировании и росте новых отраслей и направлений энергетики в России и мире. Отдельные сессии и круглые столы будут посвящены стратегиям развития водородной энергетики, экологическому машиностроению, роботизации и внедрению технологий искусственного интеллекта, Carbon Free Zone и новым принципам ESG.

В дни работы выставки состоятся тематические конференции и сессии, организованные в специальная зона деловой программы – Нефтегаз.LIVE, которая будет располагаться в павильоне № 2, зал 3 в экспозиции. Сетку деловой программы мы старались сформировать в соответствии с тематикой выставки и надеемся, что посетители смогут найти для себя что-то полезное и интересное в каждый из четырех дней проведения «Нефтегаза». Вход на все мероприятия свободный при наличии билета посетителя, который можно получить просто зарегистрировавшись на нашем официальном сайте. Дополнительная платная регистрация будет осуществляться только на Национальный Нефтегазовый Форум.

Хотела бы также отметить, что недавно были сняты ограничения

по посещению конгрессно-выставочных мероприятий, а именно – отменены QR-коды, поэтому мы ждем всех заинтересованных специалистов отрасли для решения текущих задач и вызовов, стоящих перед бизнесом на данный момент. ●

Присоединяйтесь к выставке «Нефтегаз-2022» и ее участникам.

Регистрация на выставку открыта!



KEYWORDS: exhibition, fuel and energy complex, oil and gas industry trends, energy companies, equipment.

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

6–8 апреля

Конференция  
**АТЫРАУ  
OIL&GAS  
2022**

г. Атырау,  
Казахстан



**АПРЕЛЬ**

П	4	11	18	25
В	5	12	19	26
С	6	13	20	27
Ч	7	14	21	28
П	1	8	15	22
С	2	9	16	23
В	3	10	17	24

11–13 апреля

6-й международный  
арктический форум  
**Арктика –  
территория  
диалога  
2022**

г. Санкт-Петербург



18–21 апреля

21-я Международная  
выставка  
**Оборудование  
и технологии для  
нефтегазового  
комплекса**

г. Москва



19–21 апреля

**Национальный  
нефтегазовый  
форум 2022**

Игра в  
трансформацию

г. Москва



21–22 апреля

Международная научно-методическая конференция  
**Интеграция науки и образования  
в вузах нефтегазового профиля:  
передовые технологии  
и современные тенденции»  
ISE-2022**

г. Салават



26–29 апреля

4-я Международная специализированная  
выставка резинотехнических изделий, шин,  
технологий для их производства, сырья  
и оборудования  
**ШИНЫ, РТИ  
И КАУЧУКИ-2022**

г. Москва





## Двойное действие производных ЭДТА для нефтегазовой промышленности

**ПОВСЕМЕСТНЫЙ И НЕТОКСИЧНЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ РЕАГЕНТ – ЭТИЛЕНДИАМИНТЕТРАУКСУСНАЯ КИСЛОТА (ЭДТА) ЛЕГ В ОСНОВУ СОЗДАНИЯ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ** – ликвидатора «газогидратных пробок» в трубопроводах, а также промоторов гидратообразования – необходимых компонентов в гидратной технологии утилизации ПНГ. Ученые Казанского федерального университета выяснили, что изменение длины углеводородной части амидного фрагмента ведет к изменению свойств добавки от промотирования к ингибированию гидратообразования. Реагенты с коротким амидным фрагментом до трех атомов углерода проявляют промотирующие свойства, то есть ускоряют гидратообразование и увеличивают количество образующегося гидрата. Со средним по длине, наоборот, ингибирующие. Методика решения двух противоположных задач на единой основе является инновационным решением в силу того, что промоторы и ингибиторы существенно отличаются по структуре и составу. Бисамиды с короткими алкильными цепями способствовали образованию гидрата метана и снижали устойчивость пены при разложении гидрата по сравнению с додецилсульфатом натрия. При увеличении длины алкильного заместителя до пропила время зародышеобразования увеличивалось, однако и конверсия газа в гидрат значительно росла.



## Цифровой керн для разработки месторождений

**В КФУ ИЗУЧИЛИ ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРЫ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ УВ.** Эти данные помогут в разработке месторождений при помощи цифрового керна. Влияние неоднородности на характеристики вытеснения изучается в совокупности с различными параметрами разработки – вязкостью и плотностью жидкостей, краевым углом смачивания, межфазным натяжением и скоростью потока. Выявленные закономерности основаны на численном моделировании, которое провели на цифровых моделях пористых сред. Оказалось, что влияние неоднородности



порового пространства на площадь контакта между нагнетаемым и вытесняемым флюидами не очень велико. Но уменьшение межфазного натяжения и увеличение скорости потока способствует резкому повышению данной характеристики. В отличие от площади контакта между, например, нефтью и водой, неоднородность существенно влияет на площадь контакта между водой и поверхностью частиц. Эта характеристика имеет ключевое значение, в т.ч. при нагнетании кислот или растворенного в воде катализатора. Результаты численного моделирования показывают, что увеличение неоднородности способствует уменьшению поверхности контакта нагнетаемого флюида и частиц. В рамках исследования была разработана новая методика статистической оценки размеров поровых каналов, участвующих в вытеснении. Она основана на триангуляции Делоне, центрами пересечения граней являются центры масс частиц пористой среды. Выявлено, что рост неоднородности способствует увеличению среднего размера поровых каналов, насыщенных нагнетаемым флюидом.



## Электромотоцикл от Московского Политеха



**СТУДЕНТЫ И ИНЖЕНЕРЫ ИЗ МОСКОВСКОГО ПОЛИТЕХА СОЗДАЛИ НОВЫЙ ЭЛЕКТРОМОТОЦИКЛ MIG R2.** Мотоцикл будет участвовать в фестивале скорости на льду в экстремальных условиях. Его создатели планируют побить собственное достижение, поставить новый рекорд скорости на электромотоцикле на льду и зафиксировать это в Книге рекордов России. Новый электромотоцикл легче, маневреннее и быстрее предыдущей версии, установившей рекорд 210, 6 км/час. Устранены недочеты, связанные с батареей и электроникой.

Теперь у мотоцикла композитный обвес из углеволокна и карбона. При изготовлении держателей для аккумулятора использовались технологии 3D-печати. Система телеметрии позволит в удаленном режиме фиксировать скорость, положение, напряжение аккумулятора. В новой модели использовались титановые шины с шипами собственного производства.



## Очищающие шламы от пермских ученых

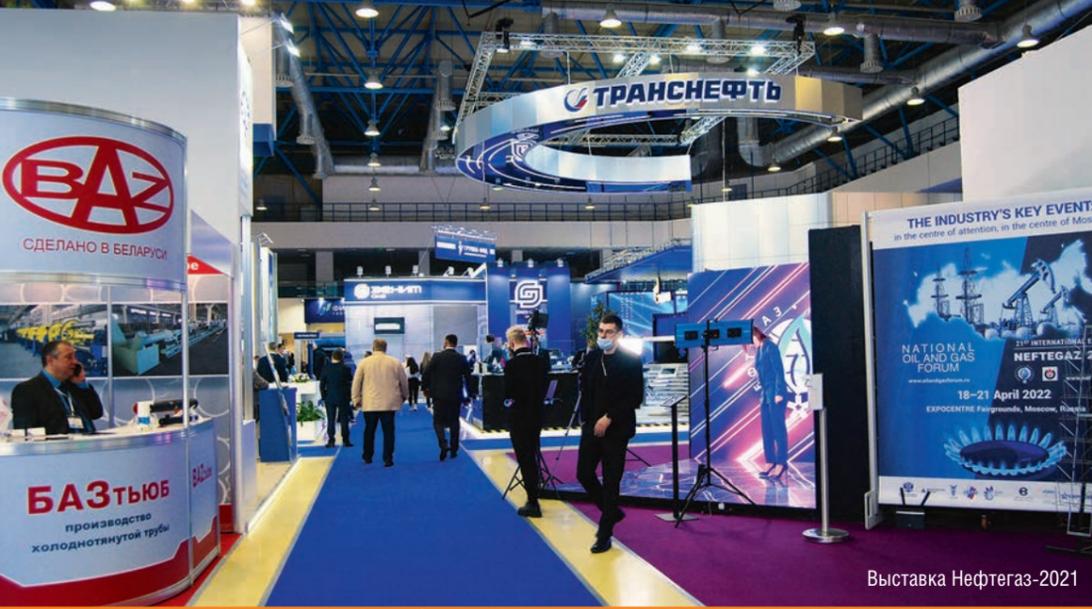
**УЧЕНЫЕ-ЭКОЛОГИ ИЗ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА РАЗРАБОТАЛИ ТЕХНОЛОГИЮ, ВОССТАНАВЛИВАЮЩУЮ ПЛОДОРОДИЕ ПОЧВ, ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЕПРОДУКТАМИ И ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ.** Для этого они предложили использовать шламы содового производства, доказав, что он обладает свойствами мелиоранта. Ученые доказали на образцах почв с территории, выведенной из состава санитарно-защитной зоны нефтеперерабатывающего предприятия, что применение шламов приводит к снижению фитотоксичности загрязненных земель. После внесения 1–3 г шлама на 1 кг почвы количество колоний бактерий увеличивается в три раза, повышается всхожесть растений, а также растет длина их наземной части и корней. Наиболее безопасны по физико-химическим и токсикологическим свойствам шламы размером частиц менее 0,1 мм.

## Органические лиганды и их влияние на технологию внутривластного горения



**ПРОЦЕСС ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ ВЫЗЫВАЕТ ИНТЕРЕС УЧЕНЫХ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ УЛУЧШЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.**

Повысить эффективность метода можно с использованием каталитических систем. Поэтому важен оптимальный подбор катализаторов как с точки зрения металла, так и органического лиганда, входящего в его состав. Учеными был предложен новый катализатор и изучено влияние структуры прекурсора на закономерности процесса окисления нефти. Результаты исследования подтверждают усиление взаимодействия металлов с предложенными лигандами, что обеспечивает снижение энергии активации и увеличение скорости реакции окисления тяжелой нефти. Обнаружено, что при некоторых условиях две стадии окисления нефти протекают одновременно. Ученые также рассмотрели влияние структуры и состава лигандов в каталитических системах. Они изучили три катализатора на основе меди, в которых в качестве органических лигандов были использованы фрагменты стеариновой, олеиновой и декановой кислот. Выяснилось, что чистые органические кислоты показали незначительное влияние на процессы окисления нефти с точки зрения температурных параметров. Это доказывает, что высокая каталитическая активность обусловлена именно органическими солями на основе меди, а не самими органическими кислотами.



Выставка Нефтегаз-2021



М. Наумова

Участник выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Тяжпрессмаш на выставке Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Участники выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании ОМК на выставке Нефтегаз-2021



Участник выставки Нефтегаз-2021



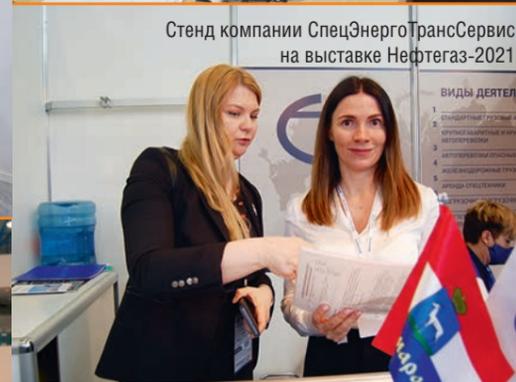
Участники конференции Газомоторное топливо-2022



Стенд МФТИ на выставке Нефтегаз-2021



Экспонат выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании СпецЭнергоТрансСервис на выставке Нефтегаз-2021



Участники конференции Kaspersky Industrial CyberSecurity



Стенд Краснодарского края на выставке Нефтегаз-2021



Участник выставки Нефтегаз-2021



Участник конференции Газомоторное топливо-2022



Экспонат выставки Нефтегаз-2021



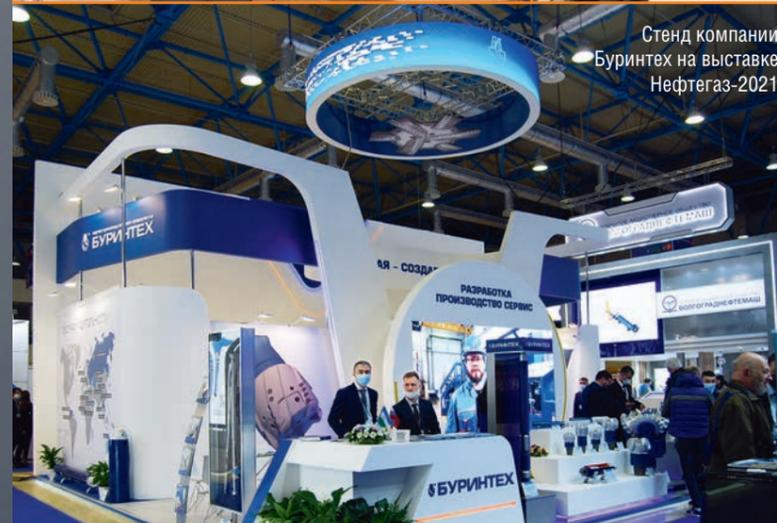
Стенд компании Элмаш на выставке Нефтегаз-2021



Президиум конференции Газомоторное топливо-2022



Спикер конференции Газомоторное топливо-2022



Стенд компании Буринтех на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании Союзбурвод на выставке Нефтегаз-2021



Участник выставки Нефтегаз-2021

## ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



## ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем</li> <li>• Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием</li> <li>• Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей</li> <li>• Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора</li> <li>• Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием</li> <li>• Переходные процессы в электросети</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Единичный коэффициент мощности (кВА = кВт)</li> <li>• Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения</li> <li>• Модульная архитектура ИБП</li> <li>• Высокий КПД – до 96%</li> <li>• Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора</li> <li>• Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей</li> <li>• Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА</li> <li>• HOT SWAP для всех узлов ИБП</li> <li>• Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей</li> <li>• Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс</li> <li>• Цветной сенсорный ЖК-дисплей</li> <li>• Простота установки и обслуживания</li> </ul>

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды</li> <li>• Микропроцессорное управление</li> <li>• LCD панель с богатым набором индикаторов работы</li> <li>• Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы</li> <li>• Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation)</li> <li>• Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей</li> <li>• Улучшенное управление батареями для продления их срока службы</li> <li>• Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе</li> <li>• Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии</li> <li>• Коммуникационный порт USB</li> </ul>

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

# ЛАБОРАТОРНЫЕ ПАРОСТРУЙНЫЕ ВАКУУМНЫЕ НАСОСЫ ТИПА LDP1

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы типа Ldp1 основаны на проверенной технологии струйного насоса и часто используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях.

## Области применения

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях. Они в основном требуются для создания вакуума на короткие периоды работы, например, для прерывающихся технологических процессов.

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы являются передвижными. Крупные комплектные установки оснащаются колесиками, если только они не предназначены для стационарного использования. Они могут быть быстро подключены посредством коротких линий всасывания к любому потребителю вакуума. Это важная особенность, потому что исключается необходимость

использования разветвленных линий всасывания, в том числе запорных клапанов и т.д. Снижена вероятность входа воздуха утечки и, следовательно, время понижения сокращено. Это особенно важно для более высоких рабочих уровней вакуума.

## Режим работы

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы состоят из двух пароструйных ступеней, соединенных последовательно и поддерживаемых жидкостным вакуумным насосом. В отличие от многоступенчатых паровых струйных вакуумных насосов они не используют никаких дренажных насосов или барометрических труб.

Специфические требования к пару и охлаждающей воде выше по сравнению с многоступенчатыми пароструйными вакуумными насосами, которые предназначены для непрерывной работы в течение более длительных периодов эксплуатации.

Расход воды лабораторных пароструйных вакуумных насосов относительно высок, поскольку струйный вакуумный насос предназначен не только для конденсации, но и для сжатия воздуха и газов до уровня атмосферного давления. Потребность в пресной воде может быть снижена за счет рециркуляции воды.

Когда потребление охлаждающей воды является важным фактором, лабораторные пароструйные вакуумные насосы оснащаются полной системой рециркуляции воды. Она состоит из следующих частей: водяной резервуар, насос с двигателем, регулятор температуры воды, клапан подачи охлаждающей воды, термометр и соединительный трубопровод между насосом и струйным конденсатором. Все части системы рециркуляции защищены от коррозии.

Клапан автоматической подачи охлаждающей воды обеспечивает поддержание температуры воды в допустимых пределах. ●



# ПЛАСТИНЧАТЫЙ ВАКУУМНЫЙ НАСОС

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- *Нефтепромысловое оборудование*
- *Прочее*



Пластинчатый вакуумный насос относится к насосам роторного типа, который сжимает откачиваемую воздушную смесь посредством изменения объема рабочей камеры.

Конструкция пластинчатого насосного оборудования зависит от типа вакуумного насоса, который бывает масляным и безмасляным. Масляный пластинчато-роторный насос дополнительно снабжен системой для смазки и узлами для очистки воздуха.

## Устройство

- Литой корпус с крышкой.
- Электрический привод с редуктором.

- Вал с насаженным на него ротором.
- Система смазки (для масляных насосов).
- Система очистки воздуха (для масляных насосов).
- Газобалластное устройство.

Корпус насоса имеет форму цилиндра, внутри которого происходит процесс сжатия. На корпусе и крышке находятся впускное и выпускное отверстия, снабженные специальными клапанами.

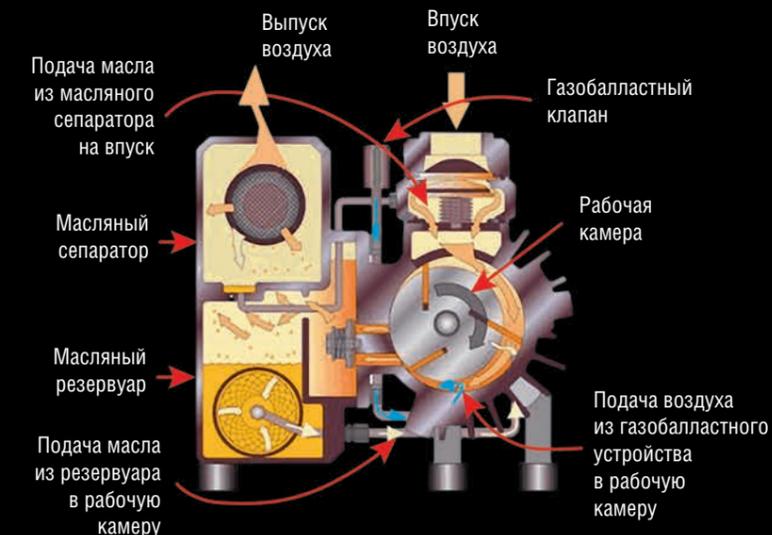
Ротор неподвижно закреплен на валу, смещенного относительно центра корпуса.

Вал соединен с двигателем, который приводит в действие весь механизм. На роторе имеются пазы с пружинами и пластинами. Пластины размещены под определенным углом, сжимая пружины в пазах. При увеличении расстояния между ротором и корпусом, пружина выталкивает лопасть, чтобы сохранялась герметичность рабочей полости.

Лопастей ротора изготавливаются из стали или из графита, все зависит от типа насоса: графитовые пластины применяются в сухих насосах, а металлические – в масляных.

Масло в рабочую камеру масляных насосов подается через систему смазки. Для очистки воздуха предусмотрен специальный масляный сепаратор – резервуар, в котором оседают масляные пары. Дальше отфильтрованное масло снова попадает в систему смазки и используется повторно. Это позволяет экономно расходовать смазочный материал.

Насос снабжен приборами измерения и контроля давления, фильтрами для очистки входящего воздуха и уплотнителями. ●



# ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



### Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

### Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к CAU АГНКС или к CAU высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300  $\text{nm}^3/\text{ч}$  при рабочем давлении до 1,2 МПа (12  $\text{kg}/\text{cm}^2$ ), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

# УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.3.10. Комплексы и установки для подготовки нефти и газа



Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа производительностью по входящему газу 150 млн  $\text{nm}^3/\text{год}$ .

Вырабатываемая продукция – СОГ (сухой отбензиненный газ) по СТ РК 1666-2007, полностью соответствующий СТО Газпром 089-2010 и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов).

### Состав оборудования

#### 1. Компрессорная станция

Компрессорная станция, состоящая из 3-х современных поршневых компрессоров, предназначена для компримирования попутного нефтяного газа до давления 60 бар изб. Компрессоры установлены в просторном здании из сэндвич-панелей, что делает процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

#### 2. Блок низкотемпературной сепарации

Для осуществления процесса отбензинивания попутного нефтяного газа применена технологическая схема низкотемпературной сепарации с внутренним холодильным циклом на основе хладагента фреон 134А. Холодильный цикл основан на базе 2-х фреоновых компрессоров. Компрессоры установлены в отдельном домике, что делает

процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

#### 3. Блок осушки газа и регенерации гликоля с циркуляцией 0,9 $\text{m}^3/\text{час}$

Предотвращение гидратообразования при охлаждении газа обеспечивается впрыском раствора диэтиленгликоля на трубные решетки теплообменников установок НТС. В дальнейшем насыщенный гликоль отправляется в отпарную печь, откуда опять поступает в основную технологию. Такое техническое решение позволяет дешево и эффективно убирать влагу из потока газа и предотвращать гидратообразование. Потери гликоля при таком методе минимальны.

#### 4. Блок фракционирования с получением ШФЛУ до 50 000 тонн/год и СОГ до 120 млн. $\text{nm}^3/\text{год}$ .

#### 5. Блок производства воздуха КИПиА и азота с производительностью по азоту 30 $\text{m}^3/\text{час}$ , по воздуху – 200 $\text{m}^3/\text{час}$ .

#### 6. Блок низкотемпературной сепарации мощностью 1200 кВт. на базе 2 компрессоров GEA 400GLE мощностью 261 кВт.

#### 7. Блок хранения и отгрузки ШФЛУ объемом 1600 $\text{m}^3$

Блок хранения и отгрузки ШФЛУ предназначен для хранения ШФЛУ, поступающей из колонны-стабилизатора, с дальнейшей ее отгрузкой в АЦН. Резервуарный парк, состоящий из семи рабочих и одного резервного резервуара по 200  $\text{m}^3$  каждый. Отгрузка ШФЛУ в автоцистерны осуществляется насосами через стояки налива.

#### 8. Блок факельной системы с пропускной способностью 21000 $\text{nm}^3/\text{час}$

Блок факельной системы предназначен для аварийного сжигания попутного нефтяного газа. Факел высокого давления оснащен двумя дежурными горелками, работающими на топливном газе НД. Конструкция факелов обеспечивает дистанционный розжиг и контроль пламени. В качестве резервного топлива для дежурных горелок предусмотрены баллоны с пропаном. Контроль процесса горения каждой горелки осуществляется датчиком температуры. Для розжига каждой горелки установлен электронный блок.

#### 9. Комплектная система управления PCU и ПА3. ●



**С. Лавров**

Мы не дружим с Китаем против кого бы то ни было



**А. Новак**

Для нас в 2022 году будет комфортна цена 65–80 долл. США/барр.



**А. Миллер**

Проблем с нашими запасами газа мы не будем испытывать в течение ближайших 100 лет



**Н. Шульгинов**

Стоимость электроэнергии в России не может быть препятствием для развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей



**В. Путин**

Сказали одно – сделали другое. Как у нас говорят в народе, «кинули», просто обманули



**Си Цзиньпин**

В глобальной торговой войне не может быть победителей



**У. фон дер Ляйен**

Нельзя исключать, что Кремль продолжит использовать газ как средство угрозы



**Т. Эдисон**

Мы сделаем электричество таким дешевым, что жечь свечи будут только богачи



**В. Рукша**

Грузопоток по СМП составит в лучшем случае 10% от того, что сегодня перевозит Суэцкий канал. Ну и этого хватает



CESSNA CITATION LATITUDE

Мировой бестселлер в своем классе



Современный и стильный салон, простор с большой высотой потолка, ровный пол и отличные летные характеристики.

Откройте для себя Cessna Citation Latitude — абсолютного лидера по продажам в сегменте самолетов среднеразмерной кабины.



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам самолетов Cessna в России и СНГ  
+7 (495) 269-02-10  
reception@eastunion.ru

Eastunion.ru

# ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

**ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ**