



ВОЛНОВЫЕ  
ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ  
НЕФТЕПОДГОТОВКЕ

● СЛАНЦЕВЫЕ  
ФОРМАЦИИ

● ANT GROUP®

# Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

11 [155] 2024

## БЕСПЕРЕБОЙНАЯ РАБОТА ТЭК



Входит в перечень ВАК (К1)

# НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —  
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ  
И РОБОТЫ ↘



НЕ ВКЛЮЧАТЬ  
РАБОТАЮТ ЛЮДИ

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ  
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ↙



↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



ANT ENGINEERING

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА



ТЕРРАЛИНК  
ТЕХНОЛОГИС



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ

kaspersky



ГАЗСТРОЙПРОМ  
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↗ НОВОСТИ



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

# СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

20 ЛЕТ ИННОВАЦИОННОГО  
РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

**СПЕЦПРОЕКТ**

Акционерное общество «СтройТрансНефтеГаз» (СТНГ) – одна из крупнейших и передовых строительных компаний России отмечает двадцатилетие. СТНГ участвовало во всех стратегически важных для нефтегазовой отрасли стройках нашего века. Высочайшая надежность работ, инновационность, постоянное развитие и бережный подход к людям – важнейшие слагаемые лидерства СТНГ.



20stng.neftegaz.ru

**Повышение эффективности работы нефтедобывающих скважин и увеличения нефтеотдачи на НГКМ**

28

**Методы оперативного расчета оптимальных режимов добычи газа на ГКМ, минимизирующих пластовые потери конденсата**

34

**Оценка применения метода акустического разгазирования нефти в добывающих скважинах**

40

**Сланцевые формации: нефтехимические исследования**

52

*Эпохи НГК* 6

**РОССИЯ *Главное***

В ожидании перемен 8

Новое налогообложение для нефтянки 10

*События* 12

*Первой строчкой* 14

**НЕФТЕСЕРВИС**

О проблеме изоляции керна при отборе в нефтегазовых скважинах 16

Точки роста «Нафгаз-Сервис» 24

Повышение эффективности работы нефтедобывающих скважин и увеличения нефтеотдачи на НГКМ 28

**НЕФТЕСЕРВИС**

Методы оперативного расчета оптимальных режимов добычи газа на ГКМ, минимизирующих пластовые потери конденсата 34

Оценка применения метода акустического разгазирования нефти в добывающих скважинах 40

**ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**

АНТиДРОН на защите ТЭК 46

*Новости науки* 48

Система противопожарной защиты «Диалог PRO» – решение нормативных противоречий 50

**ПРИКЛАДНАЯ НАУКА**

Сланцевые формации: нефтехимические исследования 52

**Тяжелая и вязкая нефть различных секторов Арктики**



60

**Использование волновых воздействий на стадии подготовки нефти и нефтепродуктов**



72

**Корреляции в системах нефть – нефть и нефть – рассеянное органическое вещество пород: возможные ошибки**



80

**Изучение распространения вынужденных колебаний в полимерных трубах**



90

*Хронограф* 59

**ПРИКЛАДНАЯ НАУКА**

Тяжелая и вязкая нефть различных секторов Арктики 60

**ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ**

Потребительская конференция СЗАО «ФИДМАШ» состоялась в Минске 68

*Календарь событий* 71

**ПЕРЕРАБОТКА**

Использование волновых воздействий на стадии подготовки нефти и нефтепродуктов 72

**ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**

Корреляции в системах нефть – нефть и нефть – рассеянное органическое вещество пород: возможные ошибки 80

**ТРАНСПОРТИРОВКА**

Изучение распространения вынужденных колебаний в полимерных трубах 90

*Россия в заголовках* 93

**ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ**

Перспективы формирования единого энергетического рынка в рамках Евразийского экономического союза 94

*Нефтегаз Life* 104

*Классификатор* 106

*Цитаты* 112

## 225 лет назад

В 1799 году французский инженер Лебон зарегистрировал патент на получение светильного газа путем сухой перегонки древесины или угля.

## 167 лет назад

В 1857 году в Сураханах был построен нефтеперегонный завод мощностью 100 тыс. пудов керосина в год.

## 159 лет назад

В 1865 году в Нижне-Сусальном тупике в Москве построен завод по производству светильного газа, продукция которого обеспечивала работу 500 газовых фонарей освещавших улицы города.

## 154 года назад

В 1870 году основана нефтяная компания Standard Oil, которой принадлежало 10% нефтедобычи в США. Через два года ее доля выросла до 25%, а еще через пять лет – до 90%.

## 119 лет назад

В 1905 году в Баку произошел первый в мировой истории масштабный пожар на нефтяных приисках.

## 106 лет назад

В 1918 году советское правительство национализировало нефтяные компании.

## 80 лет назад

В 1944 году построена и введена в эксплуатацию газовая магистраль Войвож-Ухта протяженностью 135 км.

## 55 лет назад

В 1969 году произошла первая крупная экологическая катастрофа, причиной которой стал разлив нефти. Авария произошла на нефтедобывающей платформе неподалеку от побережья Калифорнии.

## 53 года назад

В 1971 году Ливия, Саудовская Аравия, Алжир и Ирак договорились поднять цены на нефть. Это было первое международное соглашение о повышении цен на нефть.

## 32 года назад

В 1992 году открыто Ленинградское месторождение сухого метанового газа в Карском море с общими запасами 3 трлн м³ природного газа.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитики**  
Анатолий Чижевский  
Дарья Беляева

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифирова  
Анастасия Гончаренко  
Анастасия Хасанова  
Анна Шевченко

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

**Алюнов Александр Николаевич**  
к.т.н., ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

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

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

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

**Данилов-Данилян 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 РАЕН, 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 РАЕН, 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

**Салыгин 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, академик РАЕН



Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Валентина Горбунова  
Анна Егорова  
Марина Шевченко  
Галина Зуева  
Евгений Короленко

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

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин

**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 Урал Пресс 013265

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



# БАДАЕВСКИЙ



+7 495 106 87 53



BADAEVSKY.COM

**17,6** млрд  
рублей нефтегазовых доходов  
недополучил российский  
бюджет в октябре

Российская нефть подешевела  
на **20,8** %  
по сравнению с аналогичным  
периодом прошлого года

Доля стран, входящих  
в ОПЕК, в мировой добыче  
нефти составляет  
**8** %

Иранская нефть  
составляет  
**13** %  
китайского импорта нефти

## В ОЖИДАНИИ ПЕРЕМЕН

Анна Павлихина

По итогам октября российский бюджет не досчитался 17,6 млрд рублей налоговых отчислений от нефтегазовой отрасли. В целом, сумма получилась внушительная – третья по величине после мартовского и апрельского сборов, но этот результат обеспечен за счет НДС, взимаемого раз в квартал. А вот ежемесячный налог на добычу полезных ископаемых показал худший результат за год.

Тому есть ряд причин. Во-первых, в октябре снизился импорт российской нефти азиатскими странами. Традиционный покупатель – Индия, сократила закупки на 10%. При этом министр нефти и газа страны Хардип Сингх Пури объяснил это тем, что другие экспортеры предложили «конкурентоспособную цену» и заявил буквально следующее: «если вы не получаете сырье от одного, вы получаете от кого-то другого», как говорится, ничего личного. Во-вторых, снизился российский экспорт. Падение поставок нефти стало самым большим с июля, когда объем экспорта сократился более, чем вдвое. Эксперты объясняют это естественными причинами – увеличением нефтепереработки внутри страны после окончания сезонных ремонтов на заводах. В-третьих, снижение цены на нефть. В октябре, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, российская нефть подешевела на 20,8%.

Снижение индийского импорта, российского экспорта и нефтяных цен произошло на фоне решения ОПЕК+ в третий раз продлить сделку по сокращению добычи. Поводом для переноса сроков выхода из обязательств еще на месяц послужило растущее предложение со стороны латиноамериканских стран и США, а также слабый спрос со стороны Китая.

В Минэнерго США подсчитали, что за последние пять лет доля стран, входящих в ОПЕК, в мировой добыче нефти, сократилась почти на 10% и сегодня составляет 44%, а следовательно, снижается



и степень влияния принятых организацией решений. Однако, продление сроков договоренности о сокращении добычи привело к ожидаемому результату.

В то же время, решения нефтяного альянса – не единственный фактор, формирующий ситуацию на рынке. Сильным триггером являются прогнозы, но сложность в том, что два основных поставщика информации – ОПЕК и МЭА год за годом отдаляются друг от друга в своих аналитических оценках. Очевидно, что видение каждой стороны определяется собственными выгодами. Первые считают, что до пика спроса еще далеко, так как мировая экономика продолжает расти, чему свидетельствуют экономические показатели Соединенных Штатов и Китая. Глава организации отметил, что максимальный рост спроса на нефть предсказывали уже неоднократно

и каждый раз дата отодвигается на следующее пятилетие. Эксперты МЭА напротив, предсказывают приближение перехода на безуглеродную энергетику, приводя в подтверждение данные по росту мощностей ВИЭ. Разница в оценках качает рынок из одной стороны в другую, усиливая волатильность нефти.

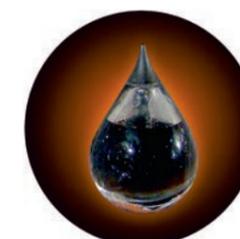
Существенный фактор, способный уже не косвенно, а напрямую, оказать влияние на стоимость сырья – политика Соединенных Штатов при новом президенте, которым, вероятно, станет Д. Трамп. В преддверии выборов котировки барреля демонстрировали снижение, и это только предчувствие перемен. Как известно, новая метла метет по-новому. Как метет эта «метла» мы помним, поэтому логично предположить, что одним из первых решений станет усиление санкций против Ирана, о чем, со ссылками

на первоисточники, уже пишут ведущие мировые СМИ, как о почти состоявшемся событии. Что это будет означать для России?

Иран входит в ОПЕК, но, как Венесуэла и Ливия может не ограничивать свою добычу. Сегодня страна отвечает за 3% мировой добычи. Кроме того, Иран, не смотря на многие ограничения, активно экспортирует углеводороды в Китай. Иранская нефть составляет 13% китайского импорта нефти. Если стараниями Д. Трампа Китай лишится этого объема, он вынужден будет компенсировать его и закупать нефть у других поставщиков, скорее всего, у России. 1 января 2025 года закончится срок договоренности о сокращении добычи и у России появляется возможность заполнить освободившуюся нишу на рынке.

Другим вероятным решением нового американского президента станет ряд мер по наращиванию добычи и поддержке добывающих компаний. Будучи кандидатом, Д. Трамп заявлял о намерении нарастить объемы бурения в Мексиканском заливе, начать бурение в Арктике и снять запрет на экспорт для новых проектов по сжижению природного газа.

Последствия таких мер вполне предсказуемы: наращивание добычи американскими компаниями, которое уже достигло очень высоких значений, наряду с отменой ограничений по добыче странами ОПЕК, приведет к затовариванию рынка и падению цен. А стимулирование экспорта сжиженного газа поставит российскую СПГ отрасль в условия жесткой конкуренции. В результате позиции США как значимого игрока на углеводородном рынке усилятся, другие страны-экспортеры, среди которых и Россия, не имея других конкурентных преимуществ, будут вынуждены еще больше снижать цены на свою продукцию, в результате чего стоимость нефти снизится до уровня, не выгодного производителям, в том числе и американским. Вероятно, этот несложный просчет ситуации заставит искать компромиссы. ●



## НОВОЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНКИ

Анна Игнатьева

Госдума приняла законы о поправке в Налоговый кодекс. В частности, они предусматривают отмену ежемесячной надбавки к НДС на газ в размере 50 млрд руб., которая была введена в конце 2022 г. Поправка вносится в подпункт 2 пункта 14 статьи 343 НК РФ и предполагает замену даты с 2025 г. на 2024 г.

Изначально НДС для Газпрома должен был увеличиваться ежемесячно на 50 млрд руб. с 1 января 2023 г. по 31 декабря 2025 г. (т.е. на 600 млрд руб. ежегодно). Отказ от доп. элемента в формуле НДС на 2025 г. позволит обеспечить финансирование инвестпрограммы Газпрома. Согласно данным Минфина России, сокращение поступлений от НДС на газ в 2025 г. составит 550 млрд руб., а в 2026 г. – 50 млрд руб., что соответствует действующей с 1 января 2023 г. Ежемесячной надбавке в размере 50 млрд руб.

Еще одно изменение коснулось НДС для газа в Арктике. Госдума приняла поправку, которая вводит нулевую ставку налога на добычу полезных ископаемых для газа, добываемого в Арктической зоне и используемого в производстве аммиака или водорода.

Раньше эта льгота распространялась только на газ, добываемый на Ямале и Гыдане. Действие нулевого налога распространяется на участки недр, расположенные полностью выше Северного полярного круга, полностью в границах Архангельской области, Ненецкого автономного округа, Республики Коми, Ямало-Ненецкого автономного округа, Красноярского края, Республики Саха и Чукотского автономного округа.

Также Госдума приняла поправку, оставляющую в расчете нефтяных налогов только одну котировку нефти Urals FOB, вместо нескольких альтернативных. Переход на котировку FOB означает, что нефтяная российская котировка при расчете налогов в нефтяной отрасли использоваться не будет. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Цена барреля нефти в 2024 году поднималась выше 90 долл. в апреле и падала ниже 70 долл. в сентябре. Факторы, влияющие на нефтяной рынок, столь разнообразны, что прогнозы стоимости превращаются в предсказания, если речь идет о долгосрочной перспективе. Но наши читатели все же рискуют делать предположения

### Сколько будет стоить нефть в 2025 году?

29 %

80 долл. за барр. с учетом прогнозируемого роста мировой экономики на 3,4 % в 2025 году

31 %

72,84 долл. за барр., согласно прогнозу МВФ

15 %

Ниже 70 долл. за барр., из-за снижения стоимости природного газа на 16,4 % и угля на 18 %

16 %

60 долл за барр из-за увеличения доли альтернативной энергетики в общем энергобалансе

9 %

100 долл за барр, основные потребители не достигли пика потребления, спрос будет расти еще несколько лет

Излишне напоминать об огромной доли трудноизвлекаемой нефти в общем объеме запасов, как и о проблеме с оборудованием и технологиями, необходимыми для ее добычи. Проблема эта настолько часто муссируется, что часть отраслевых экспертов встали на пессимистичную позицию и утверждают, что не надо тратить средства на разработку технологий для добычи ТРИЗ

### Надо ли вкладываться в разработку технологий и оборудования для добычи ТРИЗ?

31 %

Да, нефть остается главным экспортным товаром для России и уменьшать ее добычу не планируется

29 %

Нет, к тому времени, как дорогие технологии будут разработаны, апробированы и начнут внедряться, мир перейдет на безуглеродные энергоносители

19 %

Да, доля трудноизвлекаемых запасов растет, в скором времени придется осваивать месторождения, которые ранее считались нерентабельными

21 %

Нет, оборудование всегда можно купить, лучше направить усилия в область водородной энергетики



# ВАРТЕЕС LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



## Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

### Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °C
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001  
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай  
Контактное лицо: Лю Сяо  
Тел: +86-10-87094356, 87094328  
+8617319371970  
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер ООО «Юникс Инжиниринг»  
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78  
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

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

## Новые сибирские месторождения

Ученые Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН обнаружили перспективную геологическую формацию для выявления новых месторождений углеводородов на Сибирской платформе, протянувшуюся от оз. Хантайское в Красноярском крае до р. Алдан в Якутии. Долгое время геологоразведка не была нацелена на поиски месторождений углеводородов, связанных с кембрийской куонамской формацией (геологические нефтегазоматеринские породы на севере Восточной Сибири) и с теми отложениями, которые ее перекрывают. Обнаруженный пояс нефтегазоносности, связанный с куонамской формацией общей площадью около 600 тыс. км<sup>2</sup>, частично находится за Северным полярным кругом и остается недостаточно исследованным. Расчлененный рельеф и сложнопостроенная верхняя часть разреза на некоторых участках также является причиной слабой изученности. Региональные сейсморазведочные работы, выполненные в последние годы на Северо-Тунгусской, Вилуйской, Алданской и Алдано-Майской нефтегазоносных областях позволили уточнить геологическое строение нижне-среднекембрийского комплекса, наметить в нем зоны, наиболее

**Компания TerraPower, финансируемая Б. Гейтсом, и ASP Isotopes заключили сделку по строительству завода по производству нового ядерного топлива, которое сейчас производится в коммерческих объемах только в России, для АЭС малой мощности следующего поколения. Американские компании стремятся производить HALEU-топливо для будущих АСММ, в т.ч. для реактора TerraPower Natrium с жидкосолевой системой хранения энергии**

**Centrica LNG и Coterra подписали соглашение о поставках газа в Великобританию. По условиям сделки, Coterra будет поставлять 100 000 млн БТЕ в сутки газа в течение 10 лет, начиная с 2028 г. Цена привязана к котировкам газовых хабов TTF и NBP. У компании также есть действующее 15-летнее соглашение о поставках 1 млн т СПГ в год с американской Delfin Midstream. Первая партия ожидается в 2027 г.**

перспективные для поисков новых месторождений углеводородов, и уточнить строение осадочного разреза, образовавшегося 520–500 млн лет назад.

## Квоты на экспорт удобрений продлят на полгода

Правительство РФ продлило экспортные квоты на удобрения на период с 1 декабря 2024 г. по 31 мая 2025 г. Общий объем установленных квот на экспорт составит 19,2 млн т, из них: 11,2 млн т для азотных удобрений и 8 млн т для сложных удобрений. Общий установленный объем квот на период с 1 июня по 30 ноября 2024 г. составил практически 19,8 млн т, включая 12,5 млн т для азотных удобрений, и около 7,3 млн т для сложных удобрений. В октябре 2024 г. квота на экспорт сложных удобрений была увеличена на 0,3 млн т, что связано с насыщением внутреннего рынка. Правительство

таким образом дало производителям возможность продать излишки за границу. Нетарифные квоты на экспорт азотных и сложных удобрений из России были введены в декабре 2021 г. как одна из мер по сдерживанию роста цен на продовольствие, с тех пор квоты периодически продлеваются.

## Первый на Балтике центр производства и хранения «зеленого» водорода

Клайпедский морской порт станет первым в странах Балтии, где будет построена станция и хранилище экологически чистого водорода. Реализацией проекта займется компания MT Group. Стоимость проекта – 10,5 млн евро. Производимый в порту «зеленый» водород будет использоваться как для нужд самой гавани, так и для железнодорожного и автомобильного транспорта, включая частный. В перспективе планируется заправка торговых судов, переходящих на альтернативные виды топлива. Оборудование, предназначенное для производства экологичного топлива, будет потреблять до 3 МВт электроэнергии и сможет вырабатывать около 500 кг водорода в сутки, что в итоге составит до 127 т в год. Водород будет храниться в специализированных стационарных хранилищах. Старт строительных работ намечен на 2025 г.

Второй банк ВСТО  
Богуславская ТЭС запущена  
Южный поток  
Северный поток достроили  
Продажа квот  
Цены на газ  
Дошли руки до Арктики

## «Зеленый» водород и «зеленый аммиак» в Марокко

Правительство Королевства Марокко и компания TE H2 (СП TotalEnergies и EREN Group) вместе с датскими партнерами подписали предварительный договор об аренде земли для водородного проекта Chbika, который будет расположен недалеко от побережья Атлантического океана в Марокко и предполагает производство водорода путем электролиза опресненной морской воды с помощью энергии из возобновляемых источников – наземных солнечных электростанций и ветроэлектростанций суммарной мощностью 1 ГВт. В дальнейшем его будут использовать для производства 200 тыс. т аммиака в год, который будут отправлять на экспорт. Проект нацелен на европейский рынок и станет первым этапом программы развития, направленной на создание мирового хаба по производству «зеленого» водорода.

## Страны БРИКС развивают сотрудничество

Страны БРИКС на саммите в г. Казани обсудили вопросы экономического сотрудничества. Участники все четче дают понять, что следовать западной модели зеленого энергоперехода не

**Японская Mitsui O.S.K. Lines и Singapore LNG Corporation подписали соглашение на строительство плавучего хранилища СПГ, оснащенного судовой регазификационной установкой для второго в Сингапуре импортного СПГ-терминала. Его вместимость составит 200 тыс. м<sup>3</sup>, мощность – 5 млн т СПГ в год. FSRU разместят в порту Джуронг, где подключат к газотранспортной системе**

намерены, они настаивают на схеме, учитывающей ресурсные, климатические и экономические условия. Иная позиция у Китая – ведущего мирового производителя оборудования для ВИЭ, лидер которого заявил, что в глобальную тенденцию низкоуглеродной трансформации должны интегрироваться все страны БРИКС, производство Китая в сфере электромашиностроения, литиевых аккумуляторов и фотоэлектрической продукции придает импульс глобальному зеленому развитию. Также страны обозначили нацеленность на переход к национальным валютам. Для решения обсуждаемых задач главы БРИКС предложили создать ряд инструментов. Со стороны России – создание новой инвестиционной платформы, открытие зерновой биржи БРИКС. Со стороны Китая – приглашение к партнерству на базе созданного в стране центра развития технологий искусственного интеллекта. Со стороны Индии – инициатива «зеленый кредит»,

а также предложение поделиться опытом, накопленным в рамках цифровой платформы, позволяющей развивать мультимодальные связи.

## Инвестнадбавку к акцизу на нефть продлят

Правительство России планирует продление инвестиционной надбавки к акцизу на нефть для НПЗ, окончательное решение ожидается к концу 2024 г. В настоящий момент рассматриваются вопросы расширения финансирования и уточняются виды установок, которые будут реализованы в условиях существующих санкционных ограничений. Замминистра финансов А. Сазанов отметил, что достигнута согласованная позиция относительно топливного демпфера, в рамках которой предусмотрено, что обнуление будет происходить отдельно, если цены на один вид топлива, например бензин или дизельное топливо, превысят установленный предельный уровень более чем на 10 или 20%. Эти изменения будут включены в единый пакет законодательных инициатив. Министерством поручено внести положения о продлении действия инвестиционной надбавки к обратному акцизу на нефть до 1 января 2033 г., а также об условиях ее применения после 2027 г., если не будут введены в эксплуатацию объекты основных средств, являющиеся предметом инвестиционного соглашения. ●

**КазМунайГаз и Татнефть начнут бурение на участке недр Каратон Подсолевой. Стороны обсудили подготовительные работы к бурению первой поисковой скважины глубиной 5,5 тыс. м и перспективы сотрудничества в сфере нефтегазохимии. Подсолевая нефть относится к ТриЗ, сейсморазведочные работы усложнены, в настоящее время осуществляется монтаж бурового оборудования**

На **6%**

упали доходы Саудовской Аравии от продажи нефти в августе по сравнению с июлем, достигнув трехлетнего минимума

На **13%**

снизился импорт российских удобрений в Евросоюз

До **3 тыс. т** в сутки

Афганистан рассчитывает увеличить добычу нефти в бассейне Амударьи к концу 2024 г.

В **2** раза, до **8,54** млрд юаней,

сократилась чистая прибыль Sinopec в 3-м квартале 2024 г.

На **6,5%**

Мосэнерго увеличило производство энергии за 9 месяцев

На **8,9%**

выросла добыча газа в России за 9 месяцев 2024 г.

В **2** раза

увеличится спрос на газ в Индии к 2040 г. в сравнении с 2023 г.



На **3%**

выросли отгрузки бензина на внутренний рынок, дизельного топлива – **на 7%**

**55** млн м<sup>3</sup>/сутки

может составить загрузка второй нитки МГП Турецкий поток

На **19,6%**

Норвегия нарастила добычу природного газа в сентябре 2024 г.

В **17** раз

упал экспорт российских удобрений в Индию

На **5,8%**

ФАС предложила повысить тарифы Транснефти на прокачку нефти в 2025 г.

На **3,3%**

электростанции РусГидро увеличили выработку за 9 месяцев

До **179,8** тыс. т в месяц

увеличит запасы нефтепродуктов Монголия в 2025 г.

На **0,2%**

снизилась добыча газа в России в сентябре по сравнению с августом

**3** млн барр. нефти

планируют закупить США для пополнения стратегического нефтяного резерва

На **23%**

увеличилась реализация топлива на СПБМТСБ за 9 месяцев 2024 г.

**14** млрд руб.

выделит правительство на приоритетные инвестиционные проекты на Дальнем Востоке и в Арктике

На **23%**

Россия увеличила поставки газа в Китай за 9 мес. 2024 г.

На **55%**

Индия планирует увеличить нефтехимические мощности к 2030 г.

# О ПРОБЛЕМЕ ИЗОЛЯЦИИ КЕРНА при отборе в нефтегазовых скважинах

**Бакиров Данияр Лябипович**

заместитель генерального директора по научной работе в области строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н.

**Курбанов Яраги Маммаевич**

советник Генерального директора ООО «НовТехСервис», профессор Тюменского индустриального университета, д.т.н., профессор

**Фаттахов Марсель Масалимович**

начальник Управления буровых растворов и крепления скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н.

**Бабушкин Эдуард Валерьевич**

старший менеджер Аналитического центра, Центр мониторинга и контроля строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н.

**Буянова Марина Германовна**

начальник Отдела буровых растворов Управления буровых растворов и крепления скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н.

**Сидоров Дмитрий Андреевич**

ведущий инженер Центра сопровождения бурения на шельфе, Центра мониторинга и контроля строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н.

**Кузнецов Виктор Александрович**

инженер Отдела крепления скважин, Управление буровых растворов и крепления скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

ПРИ ОТБОРЕ КЕРНА ТРАДИЦИОННЫМ СПОСОБОМ МОЖЕТ ПРОИСХОДИТЬ ЗАМЕЩЕНИЕ ЧАСТИ ВОДОНЕФТЕНАСЫЩЕННОГО ПРОДУКТА БУРОВЫМ РАСТВОРОМ ИЛИ ФИЛЬТРАТОМ БУРОВОГО РАСТВОРА, ЧТО МОЖЕТ ПРИВОДИТЬ К БОЛЬШОМУ ИСКАЖЕНИЮ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА. С ЦЕЛЬЮ СОХРАНЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАТИВНОСТИ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТИПОВ КЕРНОИЗОЛИРУЮЩИХ ЖИДКОСТЕЙ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ ТАКОЙ ЖИДКОСТИ, ПРЕДСТАВЛЯЮЩЕЙ СОБОЙ ВЯЗКУЮ ГЕЛЕОБРАЗНУЮ СУСПЕНЗИЮ НА НЕУГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ И ЕЕ СРАВНЕНИЕ С БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ И КЕРНОИЗОЛИРУЮЩИМИ ЖИДКОСТЯМИ, В СРЕДЕ КОТОРЫХ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ОТБОР КЕРНА. ИССЛЕДУЕМЫЙ СОСТАВ ОБЛАДАЕТ НИЗКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ФИЛЬТРАЦИИ В LPLT И HPNT УСЛОВИЯХ, ОБЛАДАЕТ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ, ВЫСОКИМ ПОКАЗАТЕЛЕМ ТИКСОТРОПИИ, СТАБИЛЬНОСТЬЮ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ ВРЕМЕНИ НАБЛЮДЕНИЯ И МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН В КАЧЕСТВЕ КЕРНОИЗОЛИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ОТБОРЕ КЕРНА НА ОТДАЛЕННЫХ АВТОНОМНЫХ ОБЪЕКТАХ

*COLLECTING A CORE SAMPLES USING THE TRADITIONAL METHODS, PART OF THE WATER-OIL-SATURATED PRODUCT MAY BE REPLACED WITH DRILLING FLUID OR DRILLING FLUID FILTRATE. THIS LEADS TO A LARGE DISTORTION OF INFORMATION ESTIMATION OF OIL AND GAS RESERVES. IN ORDER TO PRESERVE THE PRIMARY GEOLOGICAL INFORMATION CONTENT OF THE CORE MATERIAL, IT IS NECESSARY TO USE NEW TYPES OF CORE SEALING FLUIDS. THE ARTICLE PRESENTS A STUDY OF THE PROPERTIES OF THE VISCOUS JELLY-LIKE CORE-SEALING FLUID ON A NON-OIL BASIS AND ITS COMPARISON WITH OTHERS CORE-SEALING FLUIDS SUCH AS WATER- AND OIL-BASED DRILLING MUDS. THE FLUID UNDER STUDY HAS AN INHIBITORY ABILITY COMPARABLE TO OIL-BASED MUDS AND HIGH STABILITY OVER A LONG OBSERVATION PERIOD AND CAN BE RECOMMENDED AS A CORE-SEALING LIQUID WHEN DRILLING WELLS WITH COLLECTING CORES AT REMOTE AUTONOMOUS FIELDS*

Ключевые слова: скважина, отбор керна, изолированный керн, керноизолирующие жидкости, буровые растворы, технологические свойства, ингибирующие свойства, КорИзоГель.

Керн является первоисточником информации о геологическом строении недр, условиях осадконакопления и о вещественном составе горных пород. Качественный керн – интегральный показатель, включающий в себя целостность столба керна, представителность – отбор в запланированном объеме и проектном интервале скважины, с сохраненными естественными параметрами [1, 4, 5]. По результатам исследований керновых образцов определяются характеристики

и свойства пластовых флюидов продуктивных отложений – данные по проницаемости, пористости, сжимаемости, насыщенности керна газом, нефтью или водой. Искажения при интерпретации данных керновых исследований могут быть следствием влияния воздействия раствора (БР) в процессе отбора керна, а также нарушений технологии его извлечения и условий хранения. В связи необходимостью получения наиболее достоверной информации о геологическом строении при вовлечении в разработку

трудноизвлекаемых запасов и поисково-разведочном бурении на новых месторождениях на сегодняшний день существенно возросли требования к качеству кернового материала. Одним из решений этой проблемы является использование качественной керноизолирующей жидкости (КИЖ) [1–5].

Что касается трудности отбора керна по физико-механическим свойствам и буримости горных пород, в настоящее время актуально методическое руководство, разработанное институтом ВНИИБТ [6].

Наибольшие проблемы в выносе максимально требуемых объемов керна и обеспечения сохранности ФЕС возникают при наличии в составе породы набухающих и диспергирующих минералов.

Одним из факторов изменения ФЕС и физико-механических характеристик образцов горной породы на этапе отбора керна является физико-химическое воздействие БР на горную породу.

Традиционно при строительстве разведочных скважин на месторождениях Западной Сибири при отборе керна применяются разновидности полимерглинистых, минерализованных БР с содержанием разнофракционной твердой фазы и (или) утяжелителя. В случае необходимости отбора керна в интервалах, склонных

РИСУНОК 1. Изменение водонасыщенности керновых образцов при использовании «керноизолирующего агента» на основе ксантановой смолы



к диспергированию и повышенной гидратационной активности, необходимо применение составов БР, обладающих повышенными ингибирующими и недиспергирующими свойствами, с целью обеспечения целостности отбора и сохранения стабильности стенок скважин на всем протяжении проводки ствола с отбором керна.

Отбор керна из продуктивных интервалов с целью подсчета запасов углеводородов требует особого внимания к предотвращению замещения пластовых флюидов фильтратом бурового раствора. В связи с этим изолированный отбор керна предусматривает наличие специального керноизолирующего агента, заливаемого в керноприемник перед спуском снаряда [1–7].

На начальном пути развития изолированного отбора керна на практике широко применялись водные растворы полимеров различной основы, а в последующем – минеральные углеводородные и растительные масла. Однако, исходя из накопленного опыта, данные типы жидкостей имеют ряд недостатков и специфику применения [1, 2, 4, 5], что предопределяет актуальность поиска более универсальных КИЖ.

Так, например, водные растворы полимеров (производные полисахаридов и акрилатов) обладают недопустимо высокими значениями фильтрации даже по сравнению с БР. Главным недостатком использования таких составов в качестве «керноизолирующего агента» является значительная проникающая способность фильтрата полимера, неизбежно приводящая к необратимой кольматации порового пространства и, как следствие, искажению исходной водонасыщенности и проницаемости кернового материала [1, 4].

В частности, исследования фильтрации «изолирующих агентов» гелевого типа на основе ксантановой смолы на водонасыщенность стандартных керновых образцов показало увеличение содержания воды в образцах по сравнению с созданной водонасыщенностью на всей коллекции образцов (рис. 1) [8]. Такой эффект обуславливается повышенной фильтрацией изолирующего агента на основе ксантановой смолы в керн, а применение такого агента будет способствовать поступлению избыточной воды в образец керна в процессе его отбора и, как следствие, может привести к искажению первичной геологической информативности исследуемого кернового материала.

Минеральные углеводородные масла также оказывают негативное влияние на каменный материал

УДК 622.243.57



ТАБЛИЦА 1. Сравнение технологических свойств различных керноизолирующих агентов

№	Наименование параметра	Ед. изм.	Углеводородное масло	Растительное масло	Индустриальное масло	Водный раствор ПАА	Водный раствор полисахарида (РОДОПОЛ и др.)	КорИзоГель (рабочий диапазон значений)	КИЖ 1*	КИЖ 2*
1	Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,85	0,91	0,84	1,02	1,02	1,07–1,20	1,02	1,08
2	Подвижность по конусу	см	>>25	>>25	>>25	>>25	>>25	15,5–17,5	>25	>25
3	Условная вязкость	с	100	95	107	620	490	н/т	108	140
4	Показатель фильтрации Ф <sub>ЛРЛТ</sub> (ΔР 0,7 МПа, Т = 25 °С)	мл/30 мин	весь объем за 10 мин	весь объем за 10 мин	весь объем за 10 мин	215	398	0–0,3	2,5	15,8
5	Показатель фильтрации Ф <sub>НРНТ</sub> (ΔР 3,4 МПа, Т = 70 °С)	мл/30 мин	весь объем за 10 сек	весь объем за 10 сек	весь объем за 10 сек	весь объем за 10 мин	весь объем за 7 мин	1,8–2,6	–	–
6	Показатель фильтрации Ф <sub>НРНТ</sub> (ΔР 3,5 МПа, Т = 110 °С)	мл/30 мин	весь объем 5–7 сек	весь объем 5–7 сек	весь объем 5–7 сек	весь объем за 5 мин	весь объем за 5 мин	<2,8	18,4	весь объем за 15 мин
7	Толщина корки (защитного слоя) после Ф <sub>ЛРЛТ</sub>	мм	0	0	0	0	0	<1	0	0
8	Толщина корки (защитного слоя) после Ф <sub>НРНТ</sub>	мм	0	0	0	0	0	<1,5	0	0
9	Козэффициент трения корка-металл	–	0,134	0,12	0,13	–	–	0,02–0,039	0,105	0,07
10	Содержание твердой фазы	% об.	0	0	0	0	0	1,8–2,5	1,5	2,1
11	Козэффициент тиксотропии при Т = 25 °С	–	0	0	0	0	0	1,7–1,85	0	0
12	Электростабильность	В	1489	1582	1838	–	–	–	–	–
Источник информации		–	[1, 4, 14]	[1, 4, 14]	Собственные исследования	[1, 4, 5]	[8]	[1, 4, 5]	[1, 4, 5]	[1, 4, 5]

\* КИЖ – керноизолирующие жидкости различных производителей.

и конечную информативность отобранного керна, что приводит к искажению результатов оценки нефтенасыщенности, геохимических параметров и смачиваемости образцов керна. В условиях повышенных температур и перепадов давления в пластовых условиях углеводородные масла существенно разжижаются и за счет высокой проникающей способности в поровое пространство искажают дальнейшие количественные оценки и параметры по нефтенасыщенности керна [1–5].

Применение специально разработанных керноизолирующих жидкостей (составов), не содержащих углеводородную жидкость, позволяет предотвратить проникновение бурового раствора (фильтрата), сохранить исходную смачиваемость и водонефтенасыщенность

породы, получить достоверные результаты керновых исследований. Одним из подобных составов, соответствующих данным требованиям, является керноизолирующий состав семейства КорИзоГель [9], представляющий собой гелеобразную однородную жидкость на неуглеводородной основе. Данная керноизолирующая жидкость применяется в различных горно-геологических условиях более чем 30 лицензионных участков в ЯНАО, ХМАО, Красноярском и Пермском краях, Тюменской, Оренбургской, Иркутской и Сахалинской областях, Поволжье, Северном Кавказе, акватории Каспийского моря и др.

При поступлении керна в керноприемник данный состав образует защитную фильтрационную корку (покрытие), изолируя керн от воздействия

фильтрата и бурового раствора, а при транспортировке и хранении обеспечивает сохранность и предотвращает контакт керна с воздухом.

Из сравнительных технологических параметров различных изолирующих агентов (таблица 1) следует, что данный состав характеризуется следующими технологическими преимуществами: пониженными фильтрационными характеристиками, формированием на поверхности керна защитного фильтрационного барьера, предотвращением самопроизвольного излияния КИЖ после прорыва диафрагмы (эластичной мембраны) в керноприемнике за счет тиксотропности состава, плавным поступлением выбуриваемого керна в керноприемник за счет триботехнических характеристик, высоких структурно-механических

и вязкостных (демпфирующих) свойств, способствующих гашению колебательных процессов при отборе керна и минимизации рисков нарушения целостности колонки керна.

В процессе вытеснения керноизолирующей жидкости из керноприемной трубы при поступлении керна часть КИЖ вытесняется и смешивается с циркулирующим в скважине буровым раствором. В связи с этим очень важно, чтобы применяемая керноизолирующая жидкость не ухудшала параметры бурового раствора.

Для оценки фильтрационных свойств керноизолирующих составов в условиях, приближенных к пластовым, показатель фильтрации определялся при высоком давлении и температуре на фильтр-прессе OFITE НРНТ (репрессия 3,4 МПа), Т = 70 и 110 °С). Для исследований использовался стандартный керамический диск Fann № 210537 (12 по API, размер пор: 12 микрон по ртути, 5 микрон по воздуху). Реологические, физико-химические и триботехнические свойства керноизолирующих жидкостей и буровых растворов определены в соответствии с ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008), стандарта 13А (ISO 10414-1). Внешний вид керамических дисков после исследования представлен в таблице 2.

Сине-зеленые оттенки в керамическом диске связаны с добавлением порошка метиленовой сини в индустриальное масло для наглядности и цветовой индикации распределения масла по площади и глубине проникновения состава в керамический диск (зеленый оттенок на поперечном срезе фильтрационного диска при 110 °С). Отсутствие окраса диска после фильтрации при 70 °С связано с отсутствием в составе цветового индикатора глубины проникновения. Объем фильтрата по результатам фильтрационных исследований представлен на рисунке 2.

Из результатов фильтрационных исследований на керамических дисках следует, что все 250 мл индустриального масла отфильтровались через керамический диск за 30 и 10 с при температурах 70 и 110 °С соответственно (таблица 1).

ТАБЛИЦА 2. Результаты фильтрационных исследований керноизолирующих составов на керамическом диске при ΔР = 3,4 МПа

Т, °С	Первоначальный вид фильтрационной корки	Фильтрационная корка сразу после фильтрации	Керамический диск в разрезе после фильтрации
<b>КорИзоГель</b>			
110			
70			
<b>Индустриальное масло (ИМ)</b>			
110			
70			

РИСУНОК 2. Объем керноизолирующей жидкости, прошедшей через керамический диск в результате фильтрации (70 и 110 °С, ΔР = 3,4 МПа)

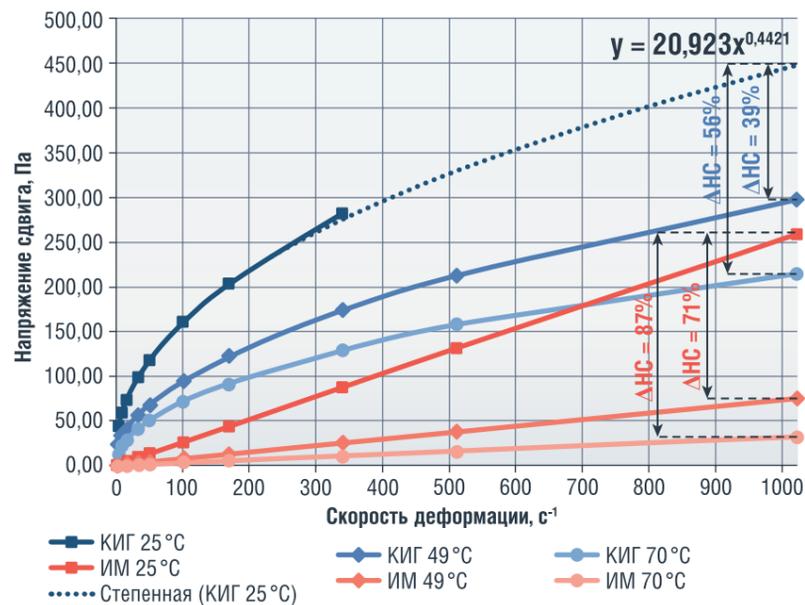


Объем индустриального масла, отфильтрованного через керамический диск (за 10 с при 110 °С и за 30 с при 70 °С отфильтровался весь объем масла)

Объем КорИзоГель, отфильтрованный через керамический диск за 30 мин при 110 °С

Объем КорИзоГель, отфильтрованный через керамический диск за 30 мин при 70 °С

РИСУНОК 3. Кривые течения КорИзоГель и индустриального масла при различных температурах



Происходит это по причине отсутствия какой-либо фильтрационной корки на поверхности диска, а также значительном разжижении масла при повышении температуры (проникающая способность масла в поровое пространство кернакратно возрастает с повышением температуры). При таких условиях не исключен риск замещения углеводородов в керновом материале индустриальным маслом и, как следствие, изменения характера насыщения образцов извлекаемого керна. Также при повышении температуры углеводородные масла значительно теряют свои смазочные свойства [15], что при отборе керна в неконсолидированных, твердых и крепких породах может привести к риску заклинки.

В свою очередь, керноизолирующий состав КорИзоГель формирует тонкую, плотную изоляционную корку, препятствующую проникновению фильтрата БР через модель в условиях перепада давления.

При подборе реологических свойств КИЖ целесообразно иметь необходимые и достаточные показатели реологических и структурно-механических свойств (тиксотропии) керноизолирующей жидкости, с учетом пластовых условий: с одной стороны, необходимо исключить вытекание состава

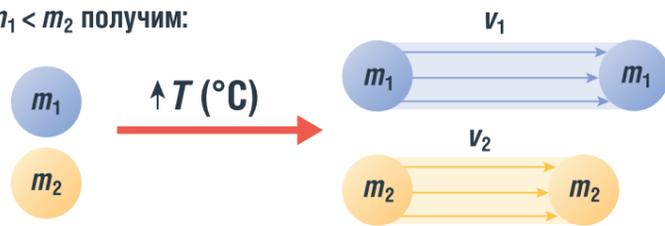
из керноприемной трубы после разрыва диафрагмы (эластичной мембраны) в момент начала отбора керна, с другой стороны – не препятствовать поступлению керна в керноприемник в условиях малых кольцевых зазоров [1, 4]. Этим условиям соответствует степенная реологическая модель (рис. 3). Реологические характеристики керноизолирующих составов (КорИзоГель и индустриальное масло) определялись на вискозиметре OFITE 900. На основе полученных значений были построены кривые течения с учетом температурных факторов (рис. 3).

В связи с высокой вязкостью состава КорИзоГель при 25 °C и техническим ограничением вискозиметра OFITE 900

РИСУНОК 4. Степень разжижения (роста кинетической энергии теплового движения молекул) при нагревании

$m_1$  – масса молекулы жидкости 1  
 $m_2$  – масса молекулы жидкости 2  
 $v_1$  – скорость теплового движения молекулы жидкости 1  
 $v_2$  – скорость теплового движения молекулы жидкости 2

При  $m_1 < m_2$  получим:



(максимальный угол закручивания 320 градусов) недостающие значения динамического напряжения сдвига при 300 об/мин (511 с<sup>-1</sup>) и 600 об/мин (1022 с<sup>-1</sup>) были получены экстраполированием части кривой.

Анализ результатов исследований показал, что при нагреве с 25 до 49 °C индустриальное масло разжижается на 71 %, при прогреве до 70 °C – на 87 % (в сравнении с базовым значением ДНС при 25 °C). Данные результаты указывают на возможность интенсивной фильтрации в керн индустриального масла в скважинных условиях.

Значительное влияние повышения температуры на разжижение индустриального масла объясняется сравнительно большим увеличением кинетической энергии молекул при нагревании [8]. Расчет скорости теплового движения молекул вычисляется по следующей формуле:

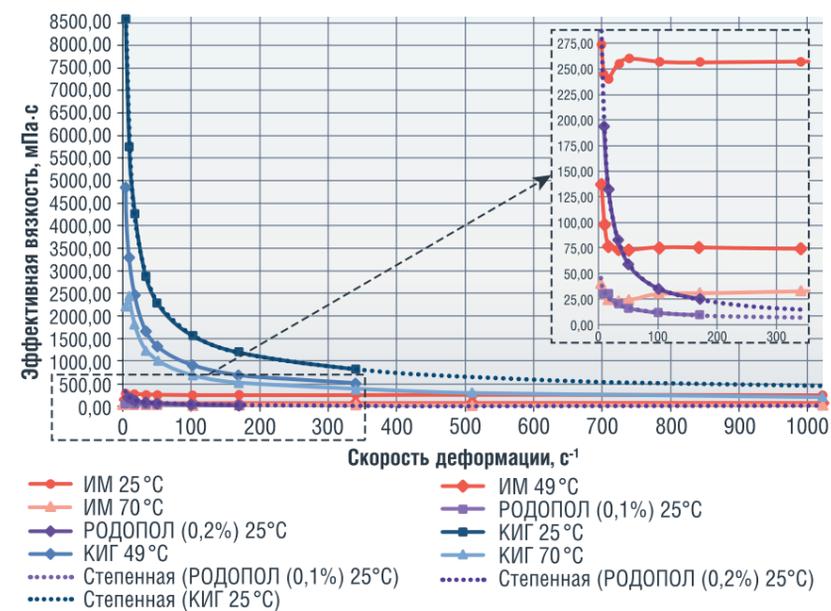
$$v = \sqrt{\frac{3kT}{m_0}}, \quad (1)$$

где  $T$  – температура, °C;  $m_0$  – масса молекулы, кг;  $k$  – постоянная Больцмана, Дж/К.

Из данной формулы получим следующую закономерность (рис. 4). На основе формулы (1) и рисунка 4 получим, что степень разжижения жидкости на углеводородной основе сильнее в сравнении с жидкостью на неуглеводородной основе ( $v_1 > v_2$ ).

Характер полученных реологических профилей течения керноизолирующих жидкостей показывает, что для описания течения целесообразно использование модели Оствальда–де Ваале (влияние начального

РИСУНОК 5. Изменение эффективной вязкости керноизолирующих составов в зависимости от скорости деформации при различных температурах



напряжения сдвига ( $\tau_0$ ) на характер течения кривой минимально или отсутствует, кривые можно описать по степенному закону – подтверждается экстраполированной пунктирной кривой на рисунке 3):

$$\tau = K \cdot \gamma^n, \quad (2)$$

где  $\tau$  – касательное напряжение сдвига, дПа;  $\gamma$  – скорость деформации, вызванная касательным напряжением, с<sup>-1</sup>;  $K$  – показатель консистенции;  $n$  – показатель псевдопластичности (величины отклонения от неньютоновского поведения).

Зависимости эффективной вязкости керноизолирующих жидкостей от напряжения сдвига при различных температурах представлены на рисунке 5.

Анализ характера изменения кривой показывает, что эффективная вязкость КорИзоГель снижается с увеличением скорости деформации (сдвига), а значит показатель псевдопластичности ( $n$ ), описывающей поведение движущейся жидкости, меньше 1 ( $n < 1$ ). Эффективная вязкость индустриального масла в явном виде снижается с увеличением скорости деформации (сдвига) только при низких скоростях деформации от 5 до 34 с<sup>-1</sup>, затем происходит выполаживание кривой до уровня условно постоянного значения эффективной вязкости при возрастающей скорости

деформации. Данные результаты свидетельствуют, что показатель нелинейности индустриального масла при низких скоростях сдвига меньше 1 ( $n < 1$ ), а при последующем росте скорости деформации стремится к 1 ( $n \approx 1$ ), т.е. реологическое поведение углеводородных масел характеризуется моделью ньютоновской жидкости.

На основе полученных результатов фильтрационных исследований при создании перепада давления в 0,7 и 3,4 МПа и значительном разжижении в условиях высоких температур (49 и 70 °C) можно предположить, что проникающая способность индустриального масла в керн в процессе его отбора будет значительной, что может приводить к последующему искажению при интерпретации данных керновых исследований. В случае использования КорИзоГель данный риск минимизируется по причине

минимальной величины или отсутствия фильтрации состава в скважинных условиях.

Одним из важных реологических показателей, требующих упоминания, является тиксотропия керноизолирующих жидкостей. В общем смысле тиксотропия – это способность вещества изменяться от состояния высоковязкого геля до золя с гораздо более низкой вязкостью в результате приложения сдвигового напряжения [8, 11]. Особенно важна обратимость процесса возрастания вязкости вещества в период покоя.

При нанесении слоя жидкости на вертикальный образец керна обратное быстрое загустевание и увеличение вязкости жидкости в состоянии покоя будет способствовать предотвращению ее стекания с образца керна и излива из керноприемника [1, 4].

Измерение скорости восстановления тиксотропной структуры часто имеет более важное значение с технологической точки зрения, нежели измерение скорости и степени ее разрушения, ведь именно скорость восстановления является ключевым критерием в случаях оценки стекания жидкости по поверхности и зазорам [10].

В практике исследований вязко-и псевдопластичных жидкостей величину показателя тиксотропии можно косвенно выразить через отношение статического напряжения сдвига за 1 минуту и 10 минут:

$$T = \frac{CHC_{10 \text{ мин}} - CHC_{1 \text{ мин}}}{CHC_{1 \text{ мин}} / CHC_{10 \text{ мин}}} \quad (3)$$

Результаты измерения тиксотропии керноизолирующих жидкостей представлены в таблице 3.

Как видно из результатов в таблице 3, величина тиксотропии индустриального масла равна 0.

ТАБЛИЦА 3. Показатель тиксотропии керноизолирующих жидкостей

Температура замера жидкостей, °C	Исследуемые жидкости	Интервал замера СНС			Показатель тиксотропии
		10 секунд	1 минута	10 минут	
25	Углеводородное масло	1,2	1,1	1,1	0
	КорИзоГель	41,7	45,5	47,1	1,66
49	Углеводородное масло	0,4	0,4	0,4	0
	КорИзоГель	25,6	28,4	30,0	1,69

РИСУНОК 6. Минералогический состав, по данным рентгенофазового анализа (среднее значение)



При этом керноизолирующий состав КорИзоГель обладает достаточно высоким значением тискотропии (от 1,66 до 1,69). Можно сделать вывод, что процессе отбора керна в керноотборный снаряд и при последующих спуско-подъемных операциях (СПО) не будет происходить утечки керноизолирующего состава с поверхности образца керна и керноизолирующего снаряда, а значит, керновый материал будет защищен от нежелательного воздействия БР.

При отборе керна в интервалах, породы которых содержат гидратируемые глиносодержащие минералы, керноизолирующие составы должны обладать повышенными ингибирующими свойствами с целью предотвращения изменения физико-механических свойств керна. Ингибирующая способность буровых растворов и составов, предназначенных для отбора керна, оценивается по увеличению высоты глинистого образца в среде испытываемой жидкости на тестере линейного набухания LSM 2000. Для испытаний применялся глинистый керн с интервалом неустойчивой покрышки пласта одного из месторождений в Западной Сибири.

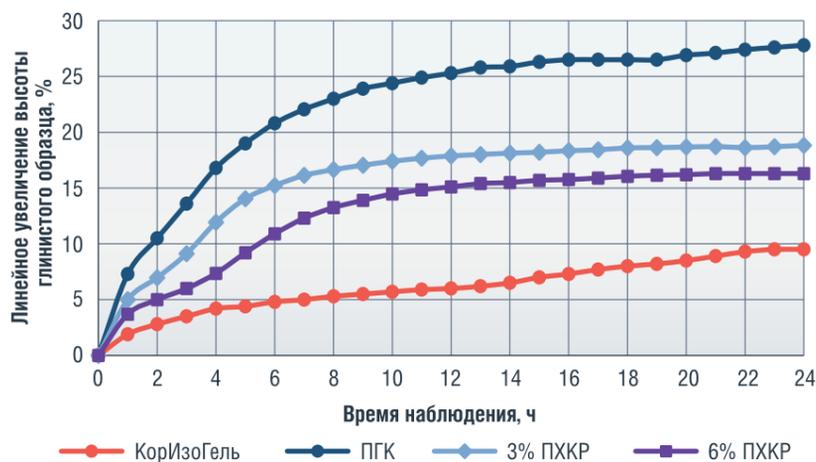
Из результатов исследований, полученных на тестере линейного набухания (рис. 7) следует, что керноизолирующий состав обладает высокой ингибирующей способностью (линейное увеличение высоты образца через 24 ч наблюдения составило 9,5%), тогда как в базовых буровых растворах (на водной основе) данный показатель

составляет 16–27% с выходом на стабилизацию кинетики разбухания через 10 ч.

В связи с бурением в Западной Сибири поисковых скважин преимущественно в условиях автономных проектов и необходимости обеспечения сохранности керна как носителя информации в течение длительного времени, исследования керноизолирующего состава проводились на протяжении одного года. Результаты подтверждают стабильность технологических свойств керноизолирующего состава семейства КорИзоГель в течение 12 месяцев наблюдения (рис. 8).

Таким образом, результаты исследований на стабильность и седиментационную устойчивость подтверждают, что состав КорИзоГель устойчив в течение всего периода наблюдения (один год).

РИСУНОК 7. Линейное увеличение высоты глинистых образцов в исследуемых составах за 24 ч наблюдения



Фильтрационные параметры состава стабильны, а водоотделение в процессе его технологического отстоя отсутствует. С учетом полученных результатов выполнена промысловая апробация керноизолирующей жидкости КорИзоГель при бурении формиатным утяжеленным буровым раствором плотностью 1740 кг/м<sup>3</sup> [12, 13] поисковой скважины севера Западной Сибири. Отбор керна осуществлялся из Ачимовских отложений в интервале (по вертикали) 4068–4086 м при температуре разреза 100–110 °С. Вынос изолированного керна составил 100 %.

### Выводы

Исследованиями керноизолирующих составов установлено:

- Одной из ключевых характеристик керноизолирующих составов является минимальное значение показателя фильтрации в термобарических условиях их применения, посредством этого обеспечивается достоверность первичной геологической информативности кернового материала (водо- и нефтенасыщенности исследуемых образцов, минимальное изменение внутрипорового пространства). Установлено: КорИзоГель соответствует данному критерию – линейное увеличение глинистого образца при взаимодействии с составом составляет всего 9,5%, что значительно лучше показателей других базовых

РИСУНОК 8. Результаты исследования стабильности КорИзоГель при длительном наблюдении



буровых растворах на водной основе. Значение показателя фильтрации у данного состава значительно ниже, чем у других типов КИЖ. К примеру, весь объем индустриального масла отфильтрован за 10 секунд исследований – высокие значения фильтрации объясняются полным отсутствием фильтрационной корки, температурным разжижением и высокой проникающей способностью при повышенных температурах.

Показатель фильтрации КорИзоГель в скважинных условиях ниже, чем у применяемых базовых буровых растворов на водной основе, что предопределяет перспективность применения данного состава при отборе керна.

- Другим важным технологическим параметром КИЖ является реологическое поведение в скважинных условиях. Исследованиями структурно-механических свойств керноизолирующих составов было установлено, что КорИзоГель описывается реологической моделью Оствальда – де Ваала, что способствует беспрепятственному поступлению керна в керноприемник без утечек по кольцевому зазору, при этом поступающий керн обволакивается структурирующимся КорИзоГель в силу высоких показателей тиксотропии (более 1,6), а также препятствует его истечению в скважину по зазору между керном и керноприемной трубой.
- Показателем, актуальным для автономных объектов бурения, является стабильность свойств КИЖ в период их длительного хранения, в т.ч.

при низких отрицательных температурах до -35 °С [1, 4, 5]. К примеру, отобранный из рассмотренного перечня составов КорИзоГель характеризуется седиментационной устойчивостью в течение длительного периода наблюдения (один год). Полученные результаты исследований и промысловый опыт применения КорИзоГель на скважине севера Западной Сибири также предопределяют перспективность применения подобных составов для отбора изолированного керна на поисково-разведочных скважинах, строящихся в том числе в условиях автономных объектов бурения в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

- Исходя из опыта исследований различных составов, КИЖ должны описываться нелинейными реологическими моделями течения, адекватно описывающими состояние жидкости в процессе отбора керна в скважинных условиях, в частности обеспечение псевдопластичных свойств. При разработке КИЖ наиболее адекватной является модель Оствальда – де Ваала, предпочтительно с показателями нелинейности  $n < 0,4$ . Также, кроме стандартных технологических свойств, необходима обязательная оценка следующих показателей: тиксотропность, фильтрация НРПТ, стабильность свойств в течение длительного времени, минимально возможное температурное разжижение. Данные показатели также должны учитываться при подборе КИЖ на этапе планирования бурения поисково-разведочных скважин.

### Литература

1. Курбанов Я.М., Гильманов Я.И., Черемисина Н.А. Анализ изоляции керна в процессе его отбора. Проблемы и решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 5 (377). – С. 5–11.
2. Некрасова И.Л. Методические подходы к выбору компонентного состава и показателей свойств технологических жидкостей, используемых при отборе керна // И.Л. Некрасова, Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. Т. 332. № 11. – С. 212–222.
3. Саитгарав А.Д. Опыт применения безводного бурового раствора для отбора керна на одном из месторождений Тимано-Печорской нефтегазовой провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. 3 (339) – С. 20–27.
4. Курбанов Я.М. Практика применения керноизолирующих жидкостей при отборе изолированного керна / Курбанов Я.М., Черемисина Н.А., Спасибов В.М. / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 7 – С. 11–15.
5. «Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна», Тюмень, ООО «НПП «СибБурМаш», ООО НовТехСервис, ООО «НПЦ Тюменьгеофизика», ООО «Сибкор», 2022 г., 82 с.
6. РД 39-2-399-80. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИБТ, 1980. – 115 с.
7. Вахрушева И.А., Гильманов Я.И., Костин Д.К. Современные технологии отбора и транспортировки керна как основа качественного его исследования // Науч.-техн. вестн. ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (35). – С. 68–70.
8. Отчет о научно-исследовательской работе «Лабораторные испытания по оценке влияния изолирующего агента гелиевого типа на основе ксантановой смолы «РОДОПОЛ» на химический состав и физико-механические свойства горной породы (керн)» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь, Пермь – 2019.
9. ТУ 2059.59-001-34441034-2017. Жидкость керноизолирующая КорИзоГель (КИГ) / KorIzoGel (KIG). – Тюмень: НовТехСервис, 2017. – 31 с.
10. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
11. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. – М.: Колос, С, 2003. – 312 с.
12. Бакиров Д.Л. Буровой раствор для строительства глубоких поисково-разведочных скважин на севере Западной Сибири // Д.Л. Бакиров, Э.В. Бурдыга, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов и др. / Нефтепромысловое дело – 2019. – 9 (609) – С.18–22.
13. Бакиров Д.Л. Формиатный утяжеленный буровой раствор для строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур // Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов и др. / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 1 (349). С. 22–28.
14. Хайруллин Б.Ю., Курбанов Я.М., Мамашев В.Г. и др. Совершенствование технологий отбора и анализа изолированного керна повышенной информативности // «Геология и недропользование». – № 5. 2022. – С. 102–113.
15. Ровенских А.С. Исследование влияния температуры на вязкостные характеристики смазочных материалов // Ровенских А.С., Шубенкова Е.Г., Игумина В.А., Карючина А.Е. / Молодой ученый. 2019. № 49 (287). – С. 202–206.

KEYWORDS: well, core collecting, sealed core, core-insulating liquids, drilling muds, technological properties, inhibiting properties, KorIzoGel.



# Точки роста «НАФТАГАЗ-СЕРВИС»

В СФЕРЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ СЕГОДНЯ МОГУТ ПОЛАГАТЬСЯ ТОЛЬКО НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ УСЛУГ И ОБОРУДОВАНИЯ. ПОЭТОМУ «НГ-СЕРВИС» – СЕРВИСНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГРУППЫ НАФТАГАЗ – ПРОДОЛЖАЕТ РАЗВИВАТЬ СТРАТЕГИЮ, НАПРАВЛЕННУЮ НА ИНВЕСТИЦИИ В РАЗВИТИЕ, ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ НОВЫХ УСЛУГ ПАРТНЕРАМ, ЦИФРОВИЗАЦИЮ ПРОЦЕССОВ И РАБОТУ С КАДРАМИ

*IN THE SPHERE OF OILFIELD SERVICES, RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES NOWADAYS CAN RELY ONLY ON DOMESTIC PRODUCERS OF SERVICES AND EQUIPMENT. THEREFORE, A SERVICE ENTERPRISE OF THE NAFTAGAZ GROUP NG-SERVICE CONTINUES TO DEVELOP A STRATEGY AIMED AT INVESTING IN DEVELOPMENT, PROVIDING NEW SERVICES TO PARTNERS, DIGITALIZATION OF PROCESSES AND WORK WITH PERSONNEL*

Ключевые слова: нефтесервис, цифровизация, бурение, автоматизация, вышкомонтажные работы.

## Анастасия Гончаренко

Большинство разрабатываемых и вновь открываемых месторождений на территории нашей страны содержат трудноизвлекаемые запасы, для добычи которых требуются современные технологии и высокий уровень нефтесервисных услуг. На рынке крайне мало субподрядных организаций, способных в полной мере отвечать современным требованиям, поэтому в 2017 году для качественного покрытия сервисных нужд компании «Нафтвагаз-Бурение», а в перспективе – выхода на внешний рынок, было создано предприятие «Нафтвагаз-Сервис» (НГС).

## Качественный сервис

Вот уже несколько лет «Нафтвагаз-Сервис» не только выполняет вышкомонтажные работы для «НГ-Бурение», но также успешно работает с такими заказчиками, как АО «Сибирская Сервисная Компания», ООО Буровая компания «Евразия» и ООО «Дриллмек-Р». Многолетний опыт и высокопрофессиональная работа позволили НГС стать одним из крупнейших предприятий в Ямало-Ненецком автономном округе по оказанию транспортных, вышкомонтажных услуг для строительства нефтяных и газовых скважин, а также работ по строительству

нефтегазопромысловых объектов, зимних автодорог и обустройству кустовых площадок.

Занять лидирующие позиции компании удалось благодаря ряду преимуществ, среди которых мощная промышленная база в г. Ноябрьске, собственные транспортно-технологические ресурсы и высококвалифицированные сотрудники. Отвечая вызовам времени, компания постоянно повышает уровень качества оказываемых услуг. Все это позволяет оперативно реагировать на потребности заказчиков в Ямало-Ненецком, Ханты-Мансийском автономных округах, Красноярском крае, Тюменской и Томской областях.

РЕКЛАМА

## Современная техника для бизнес-эффективности

В «Нафтвагаз-Сервисе» большое значение придается бизнес-эффективности. В компании уверены, что только продуктивная работа всех подразделений сможет обеспечить лидирующие позиции на рынке. Для эффективной работы технических подразделений компании крайне важно вовремя модернизировать и обновлять парк оборудования. Сегодня предприятие располагает современной спецтехникой, насчитывающей более 125 единиц, включая 29 кранов грузоподъемностью от 25 до 50 тонн и 44 единицы транспортной техники грузоподъемностью от 20 до 40 тонн. Общая сумма инвестиций ГК «Нафтвагаз» в сервис за последние три года составила около 1 млрд рублей. При этом средний возраст автотранспорта составляет менее 3 лет.

## Высокие технологии в нефтесервисе

Особое внимание в компании уделяется технологичности. В настоящее время «Нафтвагаз» реализует широкую программу по цифровизации технологических процессов. Внедрение программных продуктов, в частности системы «Управление автотранспортом – НГС» (УАТ-НГС), обеспечивает оперативный доступ к актуальной информации, аналитическим данным и организацию информационного взаимодействия участников бизнес-процессов в режиме онлайн для повышения финансовых результатов деятельности.

## Найти и обезвредить

Автоматизация процессов направлена также на повышение эффективности работы оборудования. Так, в сентябре прошлого года «Нафтвагаз-Сервис» запустил в эксплуатацию современный автоматизированный комплекс по инспекции и ремонту бурильного инструмента, позволяющий провести полный цикл работ. Он включает в себя оборудование российского и иностранного производства, в том числе трубонарезные станки с числовым программным управлением:

- оборудование для очистки наружной и внутренней поверхности труб;



- оборудование для инспекции бурильных труб в соответствии с требованиями DS-1;
- пресс для правки тела бурильных труб;
- оборудование для восстановления наружного диаметра замка бурильной трубы и наплавки твердосплавных поясков (Hardbanding);
- трубонарезные станки с ЧПУ;
- оборудование для упрочнения резьбы ниппеля методом обкатки;
- оборудование для противозадирной обработки (фосфатирование);
- стенд для приработки резьбовых соединений.

Цех расположен на площади 3500 м<sup>2</sup> и рассчитан на обслуживание 1800 труб в месяц. Здесь созданы все соответствующие современным стандартам условия для работников и производственной деятельности. «Нафтвагаз-Сервис» обладает необходимыми сертификатами, свидетельствами об аттестации и аккредитациями для проведения данного вида работ. Это первый в ЯНАО комплекс, который оказывает услуги подобного рода.

## Конкурентные приоритеты

### Качество и количество

Главными приоритетами с первого дня работы предприятия являются качество оказываемых услуг и расширение их спектра. Работа в условиях Крайнего Севера невозможна без специальных зимних дорог, по которым к месторождению доставляют оборудование и продукты,

необходимые для бесперебойной работы добывающего предприятия. С 2021 года «Нафтвагаз-Сервис» строит «зимники» – автомобильные дороги, эксплуатируемые при отрицательных температурах в самых сложных погодных условиях.

### Кадры

Развитие кадрового потенциала – это еще одна первостепенная задача, стоящая перед руководством компании. Сегодня в составе «Нафтвагаз-Сервис» работают пять вышкомонтажных бригад, а в целом на предприятии трудятся около шестистот человек, при этом численность сотрудников ежегодно увеличивается на 15–30%. С учетом расширения видов нефтесервисных услуг и закупок дополнительного автотранспорта в ближайший год планируется открыть еще порядка ста пятидесяти рабочих мест в г. Ноябрьске.

Забывая о своих сотрудниках, «Нафтвагаз-Сервис» обеспечивает их сертифицированной специальной одеждой и обувью, СИЗами, питанием и транспортом, доставляющим к месту работы и обратно. Кроме того, за счет компании ее работники проходят медкомиссию и обучение. Всем сотрудникам выплачиваются максимальная северная надбавка, независимо от стажа работы в РКС, компенсация стоимости проезда в отпуск, социально-материальная помощь, мотивационные премии при выполнении производственного цикла с опережением производственной программы. Постоянно производится индексация заработной платы, предоставляются услуги ДМС.



### Только для сотрудников «Нафтогаз-Сервис»

Однако несмотря на все эти преимущества, проблема кадров по-прежнему актуальна для всей отрасли, особенно остро ощущается нехватка водителей. «Нафтогаз-Сервис» – не исключение, поэтому с января этого года предприятие реализует несколько реферальных программ. По правилам программы «Приведи друга» сотрудник может порекомендовать водителя/машиниста для приема на работу. За каждого кандидата, ставшего сотрудником компании, который отработает на предприятии более трех месяцев, предусмотрена разовая премия в размере от 10 000 до 50 000 рублей. Такой метод позволяет найти наиболее подходящих по профилю кандидатов, поскольку их приводят работники, разделяющие ценности компании, знающие корпоративную культуру, преимущества работы на предприятии и могут сами выбирать коллег, с которыми комфортно работать, а также получить вознаграждение за помощь предприятию в закрытии вакансий в автоколонне.

Благодаря такой возможности штат НГС пополнился новыми машинистами автомобильного крана – водителями категории «Е».

Приятный денежный бонус уже получили первые рекомандатели. Кандидаты, которые пришли в команду по реферальной программе, лучше и быстрее адаптируются в новой роли и, как правило, дольше работают в компании.

Второй вариант – программа для вновь трудоустраиваемых водителей/машинистов, которые отработают на предприятии более одного месяца, предусматривает разовую премию в размере от 10 000 до 50 000 рублей.

Кадровая политика «Нафтогаз-Сервиса» нацелена на формирование конкурентоспособного, высокопрофессионального и сплоченного коллектива, эффективно решающего задачи, стоящие перед компанией. Сегодня средний возраст сотрудника предприятия – 40 лет, поэтому активно ведется работа по привлечению молодежи. В рамках программы по привлечению молодых специалистов «Нафтогаз-Сервис» заключил договор с колледжем Тюменского индустриального университета (г. Ноябрьск) по приему на работу его выпускников.

В 2023 году по итогам исследования, проведенного Superjob.ru на основании мнений,

высказанных соискателями, «Нафтогаз-Сервису» присвоено звание «Привлекательный работодатель». Это высокая оценка профессиональной работы HR-специалистов и HR-служб компаний, сумевших заслужить доверие соискательской аудитории.

Очевидно, что тенденция роста на рынке сервисных услуг будет продолжена. В связи с этим перед «Нафтогаз-Сервис» стоит задача расширить номенклатуру предоставляемых услуг партнерам и увеличить количество заказчиков, продолжая оказывать услуги традиционно высокого качества. ●

«НафтоГаз» входит в ТОП-5 независимых буровых предприятий России, осуществляет свою деятельность на объектах крупнейших нефтяных и газовых компаний, демонстрирует устойчивый рост производственных и финансовых показателей год от года. Численность сотрудников превышает 2,5 тысячи человек. Основная производственная база расположена в г. Ноябрьске (ЯНО), где действует собственный лицензированный учебный центр «Нафтогаз-Развитие». С 2023 года два раза подряд компания признана победителем премии «Лучший буровой работодатель». С 2014 года инвестиции в развитие составили более 13 миллиардов рублей. В группу компаний НафтоГаз входят УК «НафтоГаз» (Москва), ООО «НГ-Бурение» (Ноябрьск), ООО «НГ-Сервис» (Ноябрьск), ООО «Цифровое бурение» (Пермь, Ноябрьск)

KEYWORDS: *oilfield services, digitalization, drilling, automation, rig installation.*



# Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

### Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	4500 ₺	45 000 ₺
Печатная версия	4500 ₺	45 000 ₺



### Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки  
журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01  
subs@neftegaz.ru

Быстрая подписка на издание и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписной индекс  
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН и увеличение нефтеотдачи на НГКМ

В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И РОСТА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В ИХ ОБЩЕЙ СТРУКТУРЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕН СПОСОБ РЕАЛИЗАЦИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ КУСТОВОЙ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ, А ТАКЖЕ РАССЧИТАНЫ ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРЕДЛОЖЕННОЙ СИСТЕМЫ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КОТОРОГО ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ВЫСОКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ЛИНЕЙНЫХ И ЗАТРУБНЫХ ДАВЛЕНИЙ. РАЗРАБОТАННОЕ РЕШЕНИЕ ПОЗВОЛИТ УВЕЛИЧИТЬ ДЕБИТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ ИХ ЗАТРУБНЫХ ДАВЛЕНИЙ, А ТАКЖЕ ПОВЫСИТЬ НЕФТЕОТДАЧУ ЗАКАЧКОЙ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, КОМПЕНСАЦИЕЙ ОТБОРОВ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

IN THE CONTEXT OF DECLINING OIL PRODUCTION AT FIELDS IN THE RUSSIAN FEDERATION AND THE INCREASING SHARE OF HARD-TO-RECOVER RESERVES IN THE OVERALL STRUCTURE, THE APPLICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) METHODS BECOMES A PROMISING DIRECTION. THIS ARTICLE PRESENTS AN APPROACH TO IMPLEMENTING SWAG INJECTION USING A PUMP-EJECTOR SYSTEM AND CLUSTER OIL-WATER SEPARATION TECHNOLOGY. THE MAIN PARAMETERS OF THE PROPOSED SYSTEM ARE CALCULATED FOR THE CONDITIONS OF THE URENGOY FIELD, WHERE OIL PRODUCTION WELLS ARE CHARACTERIZED BY HIGH TUBING AND ANNULAR PRESSURES. THE DEVELOPED SOLUTION WILL INCREASE THE PRODUCTION RATES OF OIL WELLS BY REDUCING ANNULAR PRESSURES, AS WELL AS ENHANCE OIL RECOVERY THROUGH THE INJECTION OF A WATER-GAS MIXTURE INTO THE RESERVOIR, THEREBY COMPENSATING FOR THE WITHDRAWAL OF FORMATION FLUIDS FROM THE PRODUCTIVE ZONE

Ключевые слова: снижение затрубного давления, повышение нефтеотдачи пласта, водогазовое воздействие с применением насосно-эжекторных систем, увеличение дебита добывающей скважины, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение.

## Дроздов Александр Николаевич

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РУДН имени Патриса Лумумбы, МГРИ имени Серго Орджоникидзе, профессор, д.т.н.

## Пасюта Александр Андреевич

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время нефтяная промышленность Российской Федерации характеризуется разработкой крупных месторождений углеводородов, находящихся в стадии падающей добычи либо завершающей стадии

разработки, а также ростом доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре. Существующие реалии обязывают разрабатывать научно-технические решения в области повышения нефтеотдачи с целью поддержания добычи нефти в будущем, необходимость в которых также закреплена в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, где одним из главных приоритетов является рациональное природопользование [1].

Высокий интерес с точки зрения выработки рекомендаций и предложений по повышению конечного коэффициента извлечения нефти представляет Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, объектами разработки которого, в частности, являются нефтяные оторочки нижнемеловых отложений.

Основной особенностью разработки нефтяных залежей на данном месторождении является отсутствие системы поддержания пластового давления, что заведомо приводит к существенному снижению пластового давления и, как следствие, уменьшению нефтеотдачи: так, в проектном варианте разработки продуктивного пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> данный показатель составляет 16,9% [2].

Помимо этого, значительным осложняющим фактором при добыче нефти из нижнемеловых отложений являются высокие значения затрубного давления добывающих скважин. Это непосредственно связано с тем, что в процессе насосной эксплуатации скважин свободный газ вследствие естественной и искусственной сепарации частично отделяется от пластового флюида и поступает в затрубное пространство [3]. При накоплении газа в кольцевом пространстве давление в нем постепенно увеличивается, приводя к «отжатию» динамического уровня скважинной жидкости вплоть до приема насоса. Работа насосной установки в заданном режиме сопровождается снижением ее КПД, а также может привести к срыву подачи погружного насоса [4, 5].

Перспективным с точки зрения решения вышеописанных проблем является внедрение водогазового воздействия на пласт (ВГВ) в качестве вторичного метода увеличения нефтеотдачи (МУН).

Реализация данной технологии зачастую требует значительных капитальных вложений на начальном этапе для строительства сети газопроводов от объекта подготовки газа до объектов закачки [3]. С целью снижения как капитальных, так и эксплуатационных затрат при проведении водогазового воздействия на пласт в отсутствие развитой инфраструктуры, в частности, системы поддержания пластового давления в данной работе предлагается использовать насосно-эжекторную систему (НЭС) для закачки водогазовой смеси в пласт [6, 7] в совокупности с технологией кустовой сепарации нефти и воды.

Разработанная технологическая схема установки изображена на рисунке 1. Суть процесса заключается в том, что скважинная продукция, поступающая из автоматизированной групповой замерной установки, подвергается фильтрации и дегазации, после чего отправляется в скважину-сепаратор. Отсепарированная гравитационным способом вода откачивается погружной насосной установкой с давлением, необходимым для ее нагнетания в сопло эжектора, а также подвергается фильтрации от твердых частиц.

В приемную камеру эжектора поступает газ из затрубного пространства добывающих скважин, в результате чего в камере смешения эжектора образуется водогазовая смесь, которая закачивается с помощью дожимного насоса в нагнетательные

УДК 622.276

РИСУНОК 1. Установка закачки водогазовой смеси в пласт с технологией кустовой сепарации нефти и воды

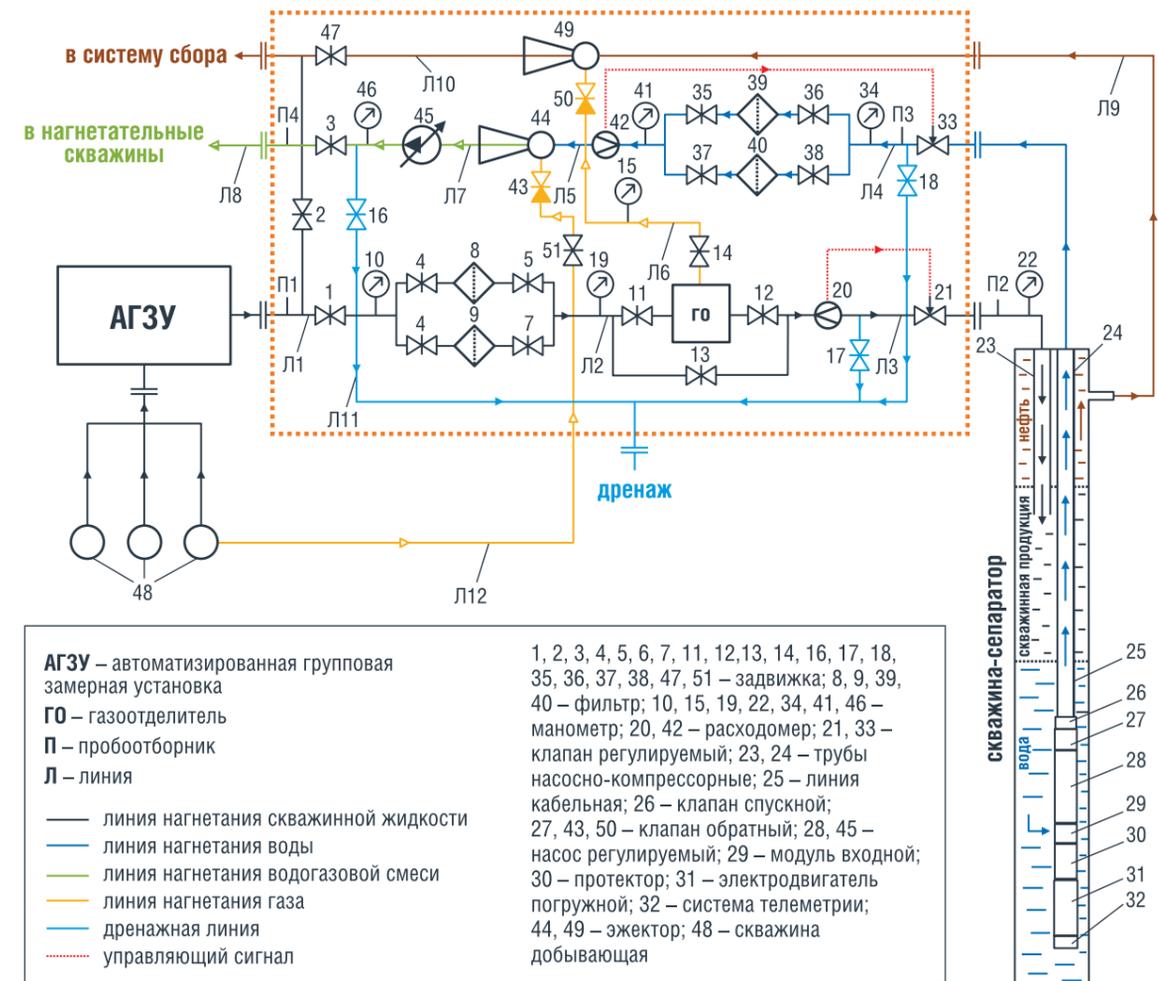
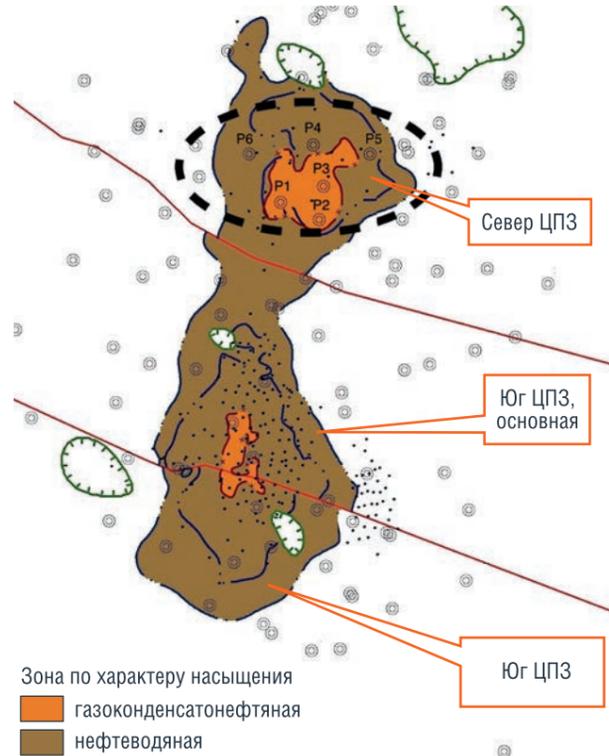


РИСУНОК 2. Схема расположения скважин в разрезе продуктивного пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup>



скважины, расположенные на кусте. Отделенная нефть движется по затрубному пространству скважины-сепаратора к верхней части скважины, после чего поступает через линию, расположенную в установке закачки водогазовой смеси, в сопло дополнительного

эжектора. Приемная камера данного эжектора сообщается с линией нагнетания газа, идущей от газоотделителя. Образованная в камере смешения эжектора смесь направляется в систему сбора.

Для успешной реализации и оценки технологической эффективности водогазового воздействия на пласт с применением насосно-эжекторной системы и технологии кустовой сепарации нефти и воды необходимо тщательно выполнить аналитические расчеты по подбору оборудования для его бесперебойной эксплуатации, включающие как определение рабочих и геометрических характеристик насосно-эжекторной системы, установки погружного электроцентробежного насоса, так и рабочие параметры добывающих скважин при изменении затрубного давления.

В качестве опытного участка для проведения расчетов, связанных с работой предлагаемой установки ВГВ, выбран куст нефтяных скважин, расположение забоев которых показано на рисунке 2. Отборы пластового флюида проводятся из центральной продуктивной залежи пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup>, по характеру насыщения скважины P1, P2 и P3 находятся в газоконденсатонефтяной зоне, скважины P4, P5 и P6 – в нефтеводяной.

Основные параметры геолого-физической характеристики центральной продуктивной залежи пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> и свойств пластового флюида имеют следующие значения:

- начальное пластовое давление,  $P_{пл.нач} = 285$  атм;
- начальная пластовая температура,  $T_{пл.нач} = 79$  °С;
- давление насыщения нефти газом,  $P_{нас} = 191$  атм;
- плотность пластовой нефти,  $\rho_{пл.н} = 732$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность дегазированной нефти,  $\rho_{дег.н} = 845$  кг/м<sup>3</sup>;

ТАБЛИЦА 1. Основные геометрические и рабочие параметры добывающих скважин

Параметр/№ скважины	P1	P2	P3	P4	P5	P6
<b>Геометрические характеристики</b>						
Тип скважины	наклонно-направленная	наклонно-направленная	наклонно-направленная	наклонно-направленная	наклонно-направленная	наклонно-направленная
Интервал перфорации, м	2786–2799	2781–2798	2793–2810	2820–2835	2841–2857	2832–2849
Длина спуска НКТ, м	2400	2490	2535	2520	2510	2545
<b>Технологический режим</b>						
Текущее пластовое давление, атм	110	108	113	119	130	134
Забойное давление, атм	67	65	65	69	72	75
Буферное давление, атм	26,0	27,0	27,0	29,0	29,0	29,0
Затрубное давление, атм	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Линейное давление, атм	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Дебит жидкости (на поверхности), м <sup>3</sup> /сут	22,0	28,0	32,5	26,7	21,0	32,0
Дебит нефти (на поверхности), м <sup>3</sup> /сут	17,6	15,5	13,2	6,4	0,8	1,5
Дебит газа (в стандартных условиях), м <sup>3</sup> /сут	2320	2080	1890	890	120	250
Обводненность продукции, %	20,0	44,6	59,4	76,0	96,2	95,3
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	131,8	134,2	143,2	139,1	150,0	166,7
Динамический уровень, м	2238	2331	2367	2365	2343	2351

- плотность газа,  $\rho_g = 0,96$  кг/м<sup>3</sup>;
- плотность пластовой воды,  $\rho_w = 1005$  кг/м<sup>3</sup>;
- динамическая вязкость пластовой нефти,  $\mu_{пл.н} = 0,68$  мПа·с;
- газосодержание пластовой нефти  $\Gamma = 120,5$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- объемный коэффициент нефти,  $b_n = 1,337$ .

Интервалы перфорации нефтедобывающих скважин находятся в диапазоне от 2786 до 2849 метров, обсажены обсадной колонной с внешним диаметром 177,8 мм (внутренний диаметр 159,4 мм); в скважины спущены насосно-компрессорные трубы (НКТ) с внешним диаметром 73,0 мм (внутренний диаметр 62,0 мм); остальные геометрические и рабочие параметры указаны в таблице 1. Стоит отметить, что добывающие скважины на рассматриваемом кусте относятся к малодобитным – значения дебитов находятся в пределах от 22,0 до 32,5 м<sup>3</sup>/сут, ограничение данного параметра обосновано погружением насосных установок под динамический уровень ( $\geq 150$  метров).

На данном этапе видно, что скважины P5 и P6 характеризуются высокой степенью обводненности продукции – 96,2% и 95,3%, соответственно. Предлагается перевод скважины P5 в фонд нагнетательных скважин с последующим ее наименованием I1, а скважину P6 использовать в качестве скважины-сепаратора (новое наименование S1), установив цементный мост на глубину около 1500 м с последующим спуском установки погружного электроцентробежного насоса для откачки воды на глубину около 1400 м.

Целесообразно расчет всей гидравлической системы разбить на несколько блоков:

- расчет режима работы добывающих скважин;
- расчет параметров погружного насоса в скважине-сепараторе;
- расчет параметров насосно-эжекторной системы;
- расчет параметров нагнетательной скважины.

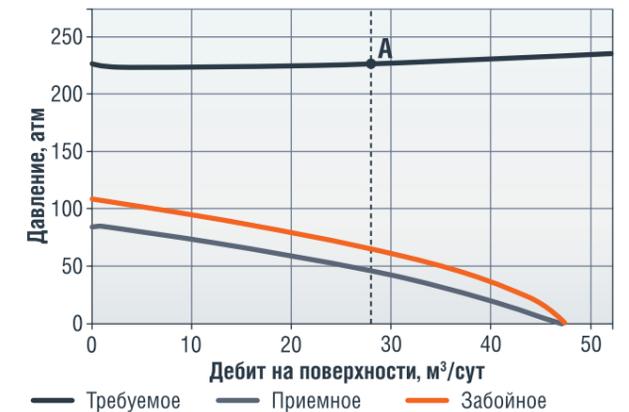
### Расчет режима работы добывающих скважин

Вследствие отсутствия достоверной информации касательно типоразмеров установок погружных электроцентробежных насосов, проведем аналитический расчет процесса скважинной добычи нефти с насосными установками 5А габарита производства «ПК «Борец» по скважинам P1, P2, P3 и P4 при помощи ПО «ProLift». Для определения общих потерь давления для установившегося потока используем корреляцию Mukherjee and Brill [8]; построение индикаторной кривой притока, также называемой IPR (Inflow Performance Relationship), проводится по модели Вогеля с поправкой на обводненность [9].

Построенная индикаторная кривая скважины P2 применительно к исходным данным показана на рисунке 3. Расчетное значение динамического уровня жидкости в данной скважине составляет 2343 метров при дебите на поверхности 28 м<sup>3</sup>/сут и затрубном давлении 26,0 атм; можно отметить высокую сходимость с фактическими данными (фактический

динамический уровень жидкости в скважине – 2331 метр), что говорит о правильном выборе корреляций в ходе выполнения расчета. Требуемое давление на выкиде насоса при обозначенном дебите составляет 225,6 атм (точка А на рисунке 3). С учетом длины подобранной установки с электроцентробежным насосом ЭЦНД5А-35И, работающим в данном режиме при 53,5 Гц (296 ступеней), погружение под уровень составляет 154 метра. Подобранные электроцентробежные насосы по остальным трем скважинам представлены в таблице 2.

РИСУНОК 3. Определение требуемого давления на выкиде электроцентробежного насоса в добывающей скважине P2



В данном расчетном блоке не менее важным является оценка дебитов скважин при снижении затрубного давления за счет работы насосно-эжекторной системы. Так, при потенциальном снижении затрубного давления до 16 атм в скважине P2 дебит жидкости увеличится до 34,3 м<sup>3</sup>/сут, прирост дебита составит 22,5%.

Также стоит отметить рост дебита газа в межтрубном пространстве – это необходимо учитывать при подборе погружной насосной установки в скважине-сепараторе для удовлетворения необходимому коэффициенту инжекции в эжекторе. Рабочие параметры по остальным скважинам при моделировании снижения затрубного давления в них в ходе работы эжектора представлены в таблице 2.

### Расчет параметров погружного насоса в скважине-сепараторе

В данном блоке имеет смысл выполнять подбор оборудования для условий с минимальным значением давления на приеме погружной насосной установки в скважине S1, когда дифференциальное давление насоса максимально при постоянном давлении нагнетания воды на входе в эжектор. Этот вариант соответствует минимальному значению затрубного давления из рассматриваемых вариантов – 16 атм. Давление в линии, пренебрегая гидравлическими потерями, также составляет около 16 атм; соответственно, давление на приеме насоса определяется следующим образом:

$$P_{пр.эцн.S1} = \rho_{ж} \cdot g \cdot H + P_{лин}, \quad (1)$$

где  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $H$  – глубина спуска насоса, м;

ТАБЛИЦА 2. Оценка дебитов скважин при изменении затрубного давления

№ скв.	Типоразмер насоса	Параметр	Давление в затрубном пространстве (изменение от начального значения), атм		
			26 (0)	19 (-5)	16 (-10)
P1	ЭЦНДИ5А-25И-2335 (362 ст.)	Дебит жидкости на поверхности, м³/сут	22,0	24,6	27,1
		Изменение дебита (от начального), %	0	11,8	23,2
		Дебит воды, м³/сут	4,4	4,9	5,4
		Дебит газа в затрубном пространстве (в с.у.), м³/сут	1730	2100	2490
P2	ЭЦНД5А-35-1810 (296 ст.)	Дебит жидкости на поверхности, м³/сут	28,0	31,2	34,3
		Изменение дебита (от начального), %	0	11,4	22,5
		Дебит воды, м³/сут	12,5	13,9	15,3
		Дебит газа в затрубном пространстве (в с.у.), м³/сут	1540	1830	2160
P3	ЭЦНД5А-35И-1970 (362 ст.)	Дебит жидкости на поверхности, м³/сут	32,5	36,1	39,2
		Изменение дебита (от начального), %	0	11,1	20,6
		Дебит воды, м³/сут	19,3	21,4	23,3
		Дебит газа в затрубном пространстве (в с.у.), м³/сут	1380	1640	1910
P4	ЭЦНД5А-35И-1515 (278 ст.)	Дебит жидкости на поверхности, м³/сут	26,7	29,4	31,9
		Изменение дебита (от начального), %	0	10,1	19,5
		Дебит воды, м³/сут	20,3	22,3	24,2
		Дебит газа в затрубном пространстве (в с.у.), м³/сут	645	750	870
По всем скважинам		Дебит жидкости на поверхности, м³/сут	109,2	121,3	132,5
		Дебит воды, м³/сут	56,5	62,6	68,2
		Дебит газа в затрубном пространстве (в с.у.), м³/сут	5295	6320	7430

$P_{\text{лин}}$  – линейное давление системы, передаваемое в затрубное пространство скважины-сепаратора при закачке скважинной продукции, Па.

Примем допущения, что скважина-сепаратор глубиной 1500 м полностью заполнена скважинной продукцией, состоящей из нефти и воды; в рассматриваемом варианте обводненность продукции составляет 51,5%, при этом средняя плотность жидкости в скважине-сепараторе – 901 кг/м³. С учетом вышеперечисленного расчетное давление на приеме насоса составляет около 140 атм. Необходимое давление на выкиде электроцентробежного насоса с учетом принятого давления на входе в сопло эжектора (около 80 атм) и гидростатического столба перекачиваемой воды плотностью 1005 кг/м³ равняется 216 атм. Таким образом, дифференциальное давление погружного электроцентробежного насоса составляет 76 атм. В данном случае оптимальным типоразмером насоса с учетом диапазона подач при различных линейных давлениях является ЭЦНДИ5А-60М производства «ПК «Борец» с диапазоном рабочей частоты 40–70 Гц.

### Расчет устьевого давления нагнетательной скважины

Особенность определения устьевого давления нагнетательной скважины S1 связана с отсутствием системы поддержания пластового давления

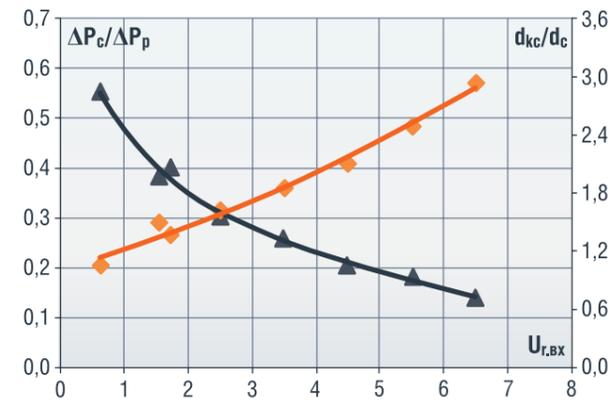
и, как следствие, достоверной информации в процессе нагнетания рабочего агента в пласт. Согласно данным, отраженным в таблице 1, продукция скважины P5, предлагаемой в качестве нагнетательной I1 в разработанной технологической схеме, характеризуется высокой степенью обводненности – 96,2%; при этом коэффициент продуктивности данной скважины составляет примерно 3,6 м³/(сут·МПа). Так, в первоначальном расчете можно допустить равенство коэффициента продуктивности и коэффициента приемистости данной скважины.

Для того чтобы обеспечить приемистость скважины по воде 68,2 м³/сут (в варианте со снижением затрубных давлений добывающих скважин на 10 атм), необходимо забойное давление 319 атм. При этом параметр устьевого давления при закачке водогазовой смеси в пласт, рассчитанный по методике [10], имеет максимальное значение 194 атм.

### Расчет параметров насосно-эжекторной системы

При расчете параметров насосно-эжекторной системы важно определить геометрические характеристики эжектора, давление смеси на выходе из него, а также среднеинтегральные параметры дожимного насоса.

РИСУНОК 4. Огибающие кривые в координатах  $\Delta P_c/\Delta P_p = f(U_{иг})$  и  $d_{кв}/d_c = f(U_{иг})$ , полученные в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина [3]



Для расчета геометрических характеристик эжектора определяются расход газа и коэффициент инжекции газа  $U_{иг}$  в условиях приемной камеры эжектора. По рассчитанному коэффициенту инжекции находится относительный перепад давлений  $\Delta P_c/\Delta P_p$  по огибающим кривым, показанным на рисунке 4 [3]. Зная значение данного параметра, можно определить перепад давлений, создаваемый эжектором, а также давление на выходе из него. Затем проводится расчет геометрических характеристик эжектора по методике [10].

Далее необходимо определить среднеинтегральные подачу и напор дожимного электроцентробежного насоса при откачке водогазовой смеси по методике [10]. В целом для оценки изменения параметров насосно-эжекторной системы при ее работе были проведены расчеты с различными значениями давления газа на приеме системы, результаты которых отображены в таблице 3.

ТАБЛИЦА 3. Параметры насосно-эжекторной системы при различных давлениях газа на приеме эжектора

Параметр	Давление газа на приеме эжектора, атм		
	26	21	16
Диаметр сопла эжектора, мм	3,39	3,49	3,57
Диаметр камеры смешения эжектора, мм	6,47	8,01	10,86
Расстояние от сопла до входа в камеру смешения, мм	9,70	12,02	16,29
Оптимальная длина камеры смешения, мм	196,33	310,98	590,15
Давление смеси на выходе из эжектора, атм	39,5	32,7	24,6
Среднеинтегральная подача насоса на смеси, м³/сут	111,7	133,3	159,9
Среднеинтегральный напор насоса на смеси, м	2849,0	3184,2	3657,2

Значения среднеинтегральной подачи насоса для заданных условий меняются от 111,7 до 159,9 м³/сут, значения среднеинтегрального напора – в диапазоне от 2849 до 3657 метров. В данной системе в качестве дожимного насоса рекомендуется электроцентробежный насос ЭЦН2А-160 производства «ПК «Борец». Работа насоса с подачей 160 м³/сут обеспечивается при частоте 100 Гц (6000 об./мин) с напорностью одной ступени 10 метров; следовательно, в компоновке установки требуется вентильный высокооборотный двигатель, работающий на данной частоте. Частотный преобразователь в станции управления позволит регулировать частоту вращения, тем самым изменяя напор насоса. С учетом количества кавитирующих ступеней, определенного по методике [10], общее число ступеней электроцентробежного насоса составляет 506 штук.

Таким образом, в данной статье предложено комплексное решение проблемы высоких затрубных давлений при эксплуатации нефтедобывающих скважин на Уренгойском месторождении, позволяющее не только увеличить их дебиты, но и повысить нефтеотдачу разрабатываемого пласта за счет закачки водогазовой смеси в нагнетательную скважину и, как следствие, компенсации отборов пластовой жидкости при снижении темпов падения пластового давления. ●

#### Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» (с изм. на 28 февраля 2024 года) // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>, свободный. – (дата обращения: 06.10.2024).
2. Шарафутдинов Р.Ф. Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами / Р.Ф. Шарафутдинов, С.Г. Солдатов, А.С. Самойлов, А.Н. Нестеренко // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4 (50). – С. 52–57.
3. Дроздов А.Н. Комплексный подход к повышению эффективности насосной добычи нефти при высоких линейных и затрубных давлениях / А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина, В.Н. Калинин, А.А. Пасюта // Бурение и нефть. – 2023. – № 2. – С. 32–36.
4. Уразаков К.Р. Технология увеличения добычи нефти из малопродуктивных скважин / К.Р. Уразаков, Э.В. Абрамова, А.С. Топольников, Р.З. Миннигалимов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 201–211.
5. Белозеров В.В. Метод оптимизации давления газа в затрубном пространстве добывающей скважины / В.В. Белозеров, Р.У. Рабаев, К.Р. Уразаков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 23–32.
6. Drozdov, A.N., and N.A. Drozdov. "Prospects of Development of Jet Pump's Well Operation Technology in Russia." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/176676-MS>.
7. Дроздов, А.Н. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин / А.Н. Дроздов, Е.И. Горелкина // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 191–201.
8. Hemanta, Mukherjee., James, P., Brill. (1985). Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow. Journal of Energy Resources Technology-transactions of The Asme, 107(4):549-554. DOI: 10.1115/1.3231233.
9. Vogel, J.V. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells." J Pet Technol 20 (1968): 83–92. DOI: <https://doi.org/10.2118/1476-PA>.
10. Дроздов, А.Н. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов; Российский университет дружбы народов. – Москва: Российский университет дружбы народов (РУДН), 2019. – 160 с.

KEYWORDS: reduction of annular pressure, increased reservoir oil recovery, SWAG injection using pump-ejector systems, increased oil well production rate, the Urengoy field.

# МЕТОДЫ ОПЕРАТИВНОГО РАСЧЕТА

## ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, МИНИМИЗИРУЮЩИХ ПЛОСТОВЫЕ ПОТЕРИ КОНДЕНСАТА

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ МЕТОДИКИ И АЛГОРИТМЫ ОПЕРАТИВНОГО РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ МИНИМИЗИРОВАТЬ ПЛОСТОВЫЕ ПОТЕРИ КОНДЕНСАТА И ТЕМ САМЫМ ПОВЫСИТЬ ЕГО ДОБЫЧУ БЕЗ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ДОПУСКАЕТ НЕСКОЛЬКО ПОДХОДОВ, ОСНОВЫВАЮЩИХСЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ВХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ, И ТРЕБУЕТ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ НЕЛИНЕЙНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ МЕТОДИКИ, ПРЕДПОЛАГАЮЩИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭМПИРИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ ДОБЫЧЕЙ ГАЗА И КОНДЕНСАТА. ОПРЕДЕЛЕН МИНИМАЛЬНЫЙ НАБОР ДОСТОВЕРНОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ РЕШИТЬ ЗАДАЧУ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ С ЦЕЛЬЮ МАКСИМИЗАЦИИ ДЕБИТА КОНДЕНСАТА. В РАМКАХ КВАДРАТИЧНОЙ АППРОКСИМАЦИИ ЗАВИСИМОСТИ ДЕБИТА КОНДЕНСАТА ОТ ДЕБИТА ГАЗА ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА РАСЧЕТА РЕЖИМОВ, В ОСНОВЕ КОТОРОЙ ЛЕЖАТ ТОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ. В РАБОТЕ ПРОДЕМОНСТРИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДЕБИТОВ КОНДЕНСАТА. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ БУДУТ ПОЛЕЗНЫ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НАЗНАЧЕНИЯ ЕЖЕМЕСЯЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

*THE ARTICLE DISCUSSES METHODS AND ALGORITHMS FOR THE OPERATIONAL CALCULATION OF OPTIMAL TECHNOLOGICAL MODES OF OPERATION OF PRODUCING WELLS OF GAS CONDENSATE FIELDS, WHICH MINIMIZE RESERVOIR LOSSES OF CONDENSATE AND THEREBY INCREASE ITS PRODUCTION WITHOUT ATTRACTING ADDITIONAL INVESTMENTS. SOLVING THE OPTIMIZATION PROBLEM ALLOWS FOR SEVERAL APPROACHES BASED ON DIFFERENT TYPES OF INPUT INFORMATION AND REQUIRES SPECIAL METHODS OF NONLINEAR OPTIMIZATION. THE ARTICLE CONSIDERS METHODS BASED ON THE USE OF EMPIRICAL DEPENDENCIES BETWEEN GAS AND CONDENSATE PRODUCTION. THE MINIMUM SET OF RELIABLE FIELD INFORMATION HAS BEEN DETERMINED, WHICH ALLOWS SOLVING THE PROBLEM OF OPTIMAL DISTRIBUTION OF GAS PRODUCTION BETWEEN WELLS, WHILE MAXIMIZING THE CONDENSATE FLOW RATE. WITHIN THE FRAMEWORK OF A QUADRATIC APPROXIMATION OF THE DEPENDENCE OF THE CONDENSATE FLOW RATE ON THE GAS FLOW RATE, A METHOD FOR CALCULATING MODES IS PROPOSED, WHICH IS BASED ON EXACT SOLUTIONS TO THE PROBLEM OF OPTIMAL DISTRIBUTION OF GAS PRODUCTION BETWEEN WELLS. THE ARTICLE DEMONSTRATES THE RESULTS OF USING OPTIMIZATION ALGORITHMS TO INCREASE CONDENSATE FLOW RATES. THE RESULTS OF THE STUDY WILL BE USEFUL IN SOLVING THE TASKS OF ASSIGNING MONTHLY TECHNOLOGICAL MODES OF OPERATION OF PRODUCING WELLS IN GAS CONDENSATE FIELDS*

Ключевые слова: газ, дебит, оптимизация режимов работы скважин, нелинейная оптимизация, методы оптимизации технологического режима, газоконденсатное месторождение, повышение конденсатоотдачи.

### Вершинин Владимир Евгеньевич

главный специалист,  
Управление по геологии  
и разработке месторождений,  
Сибнефтегаз ООО «ТННЦ»,  
доцент кафедры  
моделирования физических  
процессов и систем,  
ФГАОУ ВО Тюменский  
государственный  
университет

### Ковалькова Анастасия Сергеевна

ведущий специалист,  
Управление по геологии и разработке  
месторождений,  
Сибнефтегаз ООО «ТННЦ»

### Нагорный Иван Александрович

специалист, Управление по геологии  
и разработке месторождений,  
Сибнефтегаз ООО «ТННЦ»

УДК 619.853.32: 681.5:553.98

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений одной из важнейших является задача планирования технологических режимов работы добывающих скважин. Общий дебит газа месторождения необходимо распределить между отдельными скважинами с учетом графика проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ), связанных с остановкой отдельных скважин. Для выполнения плана добычи остановка одних скважин требует повышения дебита на других.

В случае газовых месторождений обычно исходят из возможностей повышения дебитов оставшегося в работе фонда скважин в пределах допустимых значений. Диапазон возможных дебитов скважин определяется рядом факторов: ограничениями по предельной депрессии, минимальному дебиту, обеспечивающему вынос жидкости с забоя, минимизацией абразивного износа труб, недопущению гидратообразования и пр. В случае газоконденсатных месторождений появляется дополнительный фактор – содержание конденсата в добываемой продукции.

Отличительной особенностью разработки газоконденсатных месторождений является ретроградная конденсация и выпадение из газа тяжелых углеводородных фракций  $C^{5+}$  в пласте при снижении давления ниже порогового значения [3]. Это ведет к потерям ценных компонент, поскольку подвижность жидкого конденсата в пласте невелика, и он после выпадения становится практически неизвлекаемым. Величина потерь конденсата напрямую зависит от величины падения давления в пласте. Наиболее низким давление оказывается в окрестностях забоев добывающих скважин, что приводит к активному выпадению конденсата вблизи скважин. Полностью избежать таких потерь невозможно, однако, варьируя режимы работы скважин, можно уменьшить их величину.

Повышение дебита скважин сопровождается падением их забойного давления и, как следствие, дополнительными ретроградными потерями конденсата в пласте и наоборот. Потери конденсата зависят от состояния призабойной зоны, текущего пластового давления и индивидуальны для каждой скважины. Это ведет к зависимости итогового содержания конденсата в продукции от способа распределения добычи газа между скважинами.

Подбор оптимального распределения добычи газа, имеющего максимальное содержание конденсата позволяет снизить потери конденсата и повысить его текущую добычу. Такой способ снижения потерь в добыче конденсата за счет оптимизации технологического режима не требует дополнительных инвестиций и может быть использован на любом газоконденсатном месторождении.

Алгоритмы поиска оптимальных режимов работы скважин существенно зависят от сложности используемой математической модели добычи, типа используемой информации о пластовой системе. Использование быстрых алгоритмов и методов расчета оптимальных технологических режимов, позволяет в режиме реального времени планировать работу скважин, добываясь повышения экономических показателей. Поэтому их разработка представляет собой актуальную задачу.

## Укрупненные математические модели добычи газа и конденсата

Традиционно решение задач оптимизации основано на некотором методе расчета параметров технологического режима (ТР). При этом модуль оптимизации периодически обращается к модулю расчета ТР, меняя в нем управляющие параметры и получая в ответ результаты расчета ТР. Скорость нахождения оптимального решения при этом существенно зависит от скорости работы модуля расчета ТР.

РИСУНОК 1. Схема взаимодействия вычислительных модулей при решении задач оптимизации



Отличительной особенностью работы газовых и газоконденсатных месторождений является фонтанный (бескомпрессорный) способ добычи, при котором дебиты скважин одновременно зависят от состояния пластовой системы и от параметров газосборной системы (ГСС): сопротивлений труб, схемы их соединения и диаметров штуцеров [2]. Иначе говоря, пласт, скважины и ГСС в этом случае образуют единую взаимосвязанную систему. Ее полноценный расчет требует применения т.н. интегрированной модели (ИМ), включающей в себя пластовую систему, скважины и ГСС. Каждый элемент такой системы описывается системой уравнений в частных производных (УЧП), что предопределяет высокую продолжительность и сложность расчета и адаптации подобной системы. Другим немаловажным аспектом применения подобных систем является высокий объем входной информации и чувствительность к ее точности. Отсутствие достоверной информации по отдельным элементам и замена ее на приближенную приводит к значимым изменениям в результатах моделирования. Все это не позволяет использовать ИМ в задачах оперативного прогнозирования технологического режима и тем более в задачах краткосрочной оптимизации. Естественным способом обойти вышеуказанные проблемы является подход с использованием укрупненных моделей добычи газа. При этом в первую очередь отказываются от детализации поведения пласта [6], а притоки газа к скважинам описывают аналитическими уравнениями, например вида [8]

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = A Q_{г} + B Q_{г}^2, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление,  $P_{заб}$  – забойное давление,  $Q_{г}$  – дебит газа. Коэффициенты фильтрационного сопротивления  $A$  и  $B$  рассчитываются по результатам газодинамических исследований скважин (ГДИС) или могут быть аналитически выражены через его фильтрационно-емкостные характеристики [2]. Пластовое давление при этом восстанавливается по результатам замеров забойного (устьевого) давления или рассчитывается в рамках упрощенной модели материального баланса.

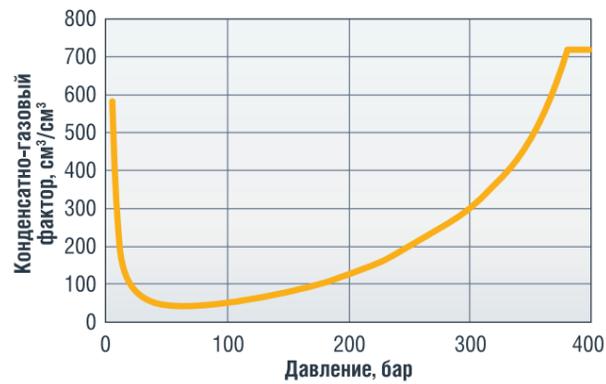
Содержание конденсата в добываемой продукции описывается конденсатно-газовым фактором (КГФ)  $R(P, T)$

$$R(P, T) = \frac{Q_K}{Q_G} \quad (2)$$

где  $Q_K$  – дебит конденсата.

Вид зависимости КГФ от давления и температуры  $R = R(P, T)$  определяется по результатам скважинных газоконденсатных исследований (ГКИ), совмещенных с ГДИС либо расчетным методом, исходя из состава газа. Пример такой зависимости при постоянной температуре приведен на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Схематическая зависимость КГФ от давления [7]



Вторым шагом упрощения модели является переход к аналитическим моделям работы скважин и элементов ГСС [6, 10]. Если ГСС содержит  $n$ -скважин,  $m$ -поверхностных участков ГСС и  $k$ -узлов, в которых соединяются участки ГСС, то система уравнений будет содержать  $n$ -уравнений притока к скважинам,  $n$ -уравнений потерь давления потока в стволах скважин,  $n$ -уравнений потерь давления в штуцерах на устье скважин,  $n$ -уравнений расчета средних температур в стволах скважин,  $n$ -уравнений расчета КГФ,  $m$ -уравнений потерь давления по каждому из участков ГСС,  $m$ -уравнений расчета средних температур на участках ГСС,  $3k$ -уравнений сохранения энергии и массы газовой и жидкой фаз в узловых точках соединения участков ГСС. Система замыкается  $(n+m)$ -уравнениями состояния газа, которые будут иметь отличные коэффициенты для каждой скважины и элемента ГСС. Таким образом, общее количество уравнений составит  $6n + 3m + 3k$ , что может составлять более ста. Как показывает практика, расчет подобной системы происходит достаточно быстро и может быть использован при решении задач оптимизации [6, 10].

Вместе с тем нельзя не отметить, что в практике расчетов ТР нашли широкое применение различного рода коммерческие симуляторы работы ГСС (например, Pipesim, GAP и пр.). В них производится численный расчет УЧП потоков фаз в трубных элементах ГСС для определения стационарных распределений давлений, скоростей фаз и температур. Время расчета напрямую зависит от сложности ГСС, степени измельчения участков и не превышает нескольких минут. Это позволяет повысить точность прогнозирования параметров ТР и использовать их в задачах краткосрочной оптимизации добычи при неизменном составе продукции добывающих

скважин. В случае газоконденсатных месторождений состав добываемой продукции зависит от забойного давления вследствие ретроградных потерь в пласте. Данное обстоятельство не позволяет напрямую использовать подобные симуляторы для определения ТР с минимальными потерями конденсата. При решении такой задачи выстраивается итерационный процесс, в котором производится последовательное изменение состава газа, что занимает уже весьма продолжительное время. Вместе с тем возможен и альтернативный подход, основанный на прямом решении задачи минимизации пластовых потерь конденсата с исключением из него расчета давлений в ГСС и диаметров штуцеров.

### Задача краткосрочной оптимизации

При краткосрочной оптимизации прогнозируется работа скважин в течение одного-двух месяцев. В таком случае влиянием изменения режима одних скважин на другие в течение прогнозного периода можно пренебречь. Фактически принимается концепция последовательной смены состояний, при которой изменения в состоянии пластовой системы на текущем шаге невелики и учитываются на следующем прогнозном шаге. Задача краткосрочной оптимизации обычно формулируется в виде максимизации текущей добычи конденсата при заданном уровне добычи газа

$$\begin{cases} \sum_i Q_{ki} \rightarrow \max \\ \sum_i Q_{ri} = Q_0 \end{cases} \quad (3)$$

где  $Q_{ki}$ ,  $Q_{ri}$  – дебиты конденсата и газа отдельных скважин;  $Q_0$  – заданный уровень добычи газа. Что эквивалентно максимизации содержания компонентов  $C^{5+}$  в продукции (максимизации КГФ). Т.к. снижение содержания  $C^{5+}$  определяется ретроградными потерями конденсата в пласте, то задача оптимизации сводится к минимизации этих потерь. Как следует из рисунка 2, значение КГФ зависит от давления и своего минимального значения в пласте достигает в призабойных зонах скважин. Можно принять, что величина КГФ газа, приходящего на забой скважины, определяется уровнем  $P_{заб}$ . В таком случае система уравнений, определяющих дебит газа и конденсата на скважинах, принимает вид:

$$\begin{cases} P_{пл i}^2 - P_{заб i}^2 = A_i Q_{r i} + B_i Q_{r i}^2, i=1, \dots, n \\ Q_{ki} = R_i(P_{заб i}, T_i) \cdot Q_{r i} \end{cases} \quad (4)$$

Используя первое из уравнений (4), можно выразить  $P_{заб i}$  в явном виде и исключить его из второго уравнения. При условии постоянства температуры  $T_i$  дебит конденсата будет зависеть только от дебита газа. Тогда система (4) примет вид

$$\begin{cases} P_{заб i}(Q_{r i}) = (P_{пл i}^2 - A_i Q_{r i} - B_i Q_{r i}^2)^{1/2}, i=1, \dots, n \\ Q_{ki}(Q_{r i}) = F_i(Q_{r i}) \cdot Q_{r i} \end{cases} \quad (5)$$

где принято

$$F_i(Q_{r i}) = R_i(P_{заб i}(Q_{r i}), T_i = const) \quad (6)$$

Задача оптимизации (3) принимает вид

$$\begin{cases} \sum_i F_i(Q_{r i}) \cdot Q_{r i} \rightarrow \max \\ \sum_i Q_{r i} = Q_0 \end{cases} \quad (7)$$

Отметим, что для решения задач (3) и (7) не требуется расчет параметров ГСС. Задача (7) представляет собой задачу нелинейной оптимизации в пространстве  $n$ -переменных  $(Q_{r1}, \dots, Q_{rn})$ . Целевая функция имеет

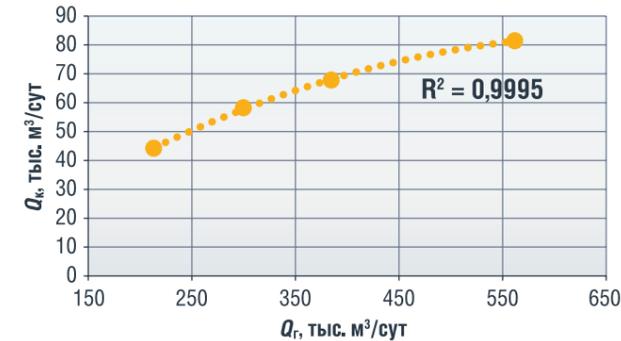
сложную нелинейную зависимость от аргументов, что делает возможным решение только численными методами [4].

### Аналитические методы решения задачи краткосрочной оптимизации

Если отсутствует взаимное влияние скважин друг на друга, то оптимальное решение задач (3) и (7) обладает свойством быть одновременно оптимальным для любой подгруппы исходных скважин [1]. Это позволяет использовать методы динамического программирования для нахождения оптимального решения, последовательно оптимизируя работу подгрупп все более расширяющегося состава [5, 9]. При этом осуществляется оптимизированный перебор возможных вариантов дебитов газа, для чего ряд возможных дебитов газа должен быть дискретизирован. Подобное решение было использовано в [6, 10] и показало высокую скорость расчета. Однако при некоторых дополнительных допущениях на вид целевой функции возможно существенное упрощение способа решения задачи (7).

Прежде всего, можно заметить, что зависимости  $Q_{ki} = Q_{ki}(Q_{ri})$ , получаемые при проведении ГКИ-ГДИС, всегда имеют вид монотонно возрастающих функций, выпуклых вверх. На рисунке 3 показан характерный вид результатов исследований одной из скважин месторождения  $N$ . На рисунке 3 приведен также график квадратичной регрессионной кривой, построенной по точкам. Коэффициент корреляции для регрессионной кривой равен 0,9995, что говорит о достаточности использования регрессионных зависимостей второго порядка.

РИСУНОК 3. Зависимость  $Q_K$  от  $Q_G$  для одной из скважин м/р  $N$  по данным ГКИ-ГДИС



Аналогичное поведение демонстрируют зависимости  $Q_{ki} = Q_{ki}(Q_{ri}) = F_i(Q_{ri}) \cdot Q_{ri}$  в (5), получаемые в явном виде при исключении давления. В таком случае их можно заменить регрессионными аппроксимациями квадратичного вида

$$Q_{ki} = a_i Q_{r i} - b_i Q_{r i}^2 + c_i \quad (9)$$

Задача оптимизации тогда превращается в задачу квадратичной оптимизации [4]

$$\begin{cases} \sum_i (a_i Q_{r i} - b_i Q_{r i}^2 + c_i) \rightarrow \max \\ \sum_i Q_{r i} = Q_0 \end{cases} \quad (10)$$

Задача квадратичной оптимизации может быть решена аналитически для подгруппы из двух скважин. При этом

сразу возникает вопрос о возможности нахождения оптимального решения для всей группы при известных точных решениях для всех пар. Можно заметить, что в общем случае основным препятствием выступает явная зависимость оптимальных дебитов скважин внутри пары от их суммарного, т.е. целевого дебита. Т.к. оптимальные целевые дебиты пар в глобальном (для группы  $n$ -скважин) оптимальном решении изначально неизвестны, то напрямую воспользоваться парными решениями в общем случае нельзя. В работе [1] была рассмотрена задача квадратичной оптимизации двух скважин вида

$$\begin{cases} Q_{k1} + Q_{k2} = (a_1 Q_{r1} - b_1 Q_{r1}^2 + c_1) + \\ + (a_2 Q_{r2} - b_2 Q_{r2}^2 + c_2) \rightarrow \max \\ Q_{r1} + Q_{r2} = Q_{o2} \end{cases} \quad (11)$$

Полученное оптимальное решение (11) имеет вид

$$\begin{aligned} Q_{1 \text{ опт}} &= \frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} + \frac{b_2}{b_1 + b_2} Q_{o2}, \\ Q_{2 \text{ опт}} &= -\frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} + \frac{b_1}{b_1 + b_2} Q_{o2} \end{aligned} \quad (12)$$

Как следует из (12), оптимальные решения ожидаемо зависят от целевого дебита  $Q_{o2}$ , что на первый взгляд не позволяет воспользоваться ими при решении задачи общей оптимизации. Однако замена переменной

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{1 \text{ опт}} &= Q_{1 \text{ опт}} - \frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} = \frac{b_2}{b_1 + b_2} Q_{o2}, \\ \bar{Q}_{2 \text{ опт}} &= Q_{2 \text{ опт}} + \frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} = \frac{b_1}{b_1 + b_2} Q_{o2} \end{aligned} \quad (13)$$

позволяет установить независимое от целевого дебита отношение дебитов скважин внутри пары

$$\frac{\bar{Q}_{2 \text{ опт}}}{\bar{Q}_{1 \text{ опт}}} = \frac{b_1}{b_2} = k_{21} = Const \quad (14)$$

Из (14) можно найти связь дебитов

$$\begin{aligned} Q_{2 \text{ опт}} &= k_{21} \bar{Q}_{1 \text{ опт}} - \frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} = \\ &= k_{21} Q_{1 \text{ опт}} - (k_{21} + 1) \frac{a_1 - a_2}{2(b_1 + b_2)} \end{aligned} \quad (15)$$

Оптимальное решение в таком виде уже не зависит от целевого дебита пары и связывает  $Q_{2 \text{ опт}}$  с  $Q_{1 \text{ опт}}$ , которую можно принять за независимую переменную. Выражение вида (15) будет справедливым для любой пары скважин. Удобно рассмотреть пары первой скважины со всеми оставшимися и определить тем самым оптимальные дебиты этих скважин в зависимости от единственной переменной  $Q_{1 \text{ опт}}$ . Тогда ограничение по дебиту газа в задаче (10) позволит восстановить значения всех дебитов

$$\begin{cases} Q_{i \text{ опт}} = k_{i1} Q_{1 \text{ опт}} - (k_{i1} + 1) \frac{a_1 - a_i}{2(b_1 + b_i)} \\ Q_{1 \text{ опт}} = \frac{Q_0 + \sum_2^n [(k_{i1} + 1) \frac{a_1 - a_i}{2(b_1 + b_i)}]}{1 + \sum_2^n k_{i1}} \end{cases} \quad (16)$$

Система (16) дает точное решение задачи оптимизации (10) и представляет собой приближенное решение задачи (3). Точность полученного решения определяется степенью близости точных зависимостей  $Q_{ki} = Q_{ki}(Q_{ri})$  к квадратичной, которая, как было отмечено выше, весьма высока.

В качестве примера использования предложенной методики расчета оптимальных дебитов газа (16) рассмотрим пример оптимизации ТР работы скважин месторождения  $N$ . В таблице 1 приведены результаты исследований 5 скважин.

ТАБЛИЦА 1. Результаты ГКИ-ГДИС исследований 5 скважин

№ скв.	Дебит газа / дебит конденсата					
	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$
1	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	213,4	299,9	384,7	561,9	
	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	44,2	58,2	67,8	81,4	
2	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	294	376,6	449,8	531	
	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	50,1	60,5	68,7	80,5	
3	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	237,8	319,6	393,4	470,2	
	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	45,1	57,9	72,9	78,7	
4	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	286,5	360	437,1	490,7	
	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	48,5	55	57,9	58,6	
5	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	197	269,7	330,8	382,4	
	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	39,4	50,3	52,8	54,2	

В таблице 2 приведены результаты регрессионной аппроксимации данных таблицы 1: коэффициенты корреляции и коэффициенты квадратичных уравнений.

Как видно из таблицы 2, квадратичные регрессии с высокой точностью аппроксимируют экспериментальные данные по всем скважинам. В таблице 3 представлены результаты расчета оптимальных дебитов газа и конденсата в сравнении с дебитами на усредненных дебитах газа.

ТАБЛИЦА 2. Коэффициент корреляции и коэффициенты регрессионной аппроксимации вида:  $Q_{ki} = a_i Q_{gi} - b_i Q_{gi}^2 + c_i$

№ скважины	R <sup>2</sup>	a	b	c
1	0,9995	0,247	0,00020	0
2	0,9926	0,1886	0,00007	0
3	0,9815	0,215	0,00009	0
4	0,9972	0,2411	0,00020	0
5	0,9904	0,3892	0,00050	-16,17

ТАБЛИЦА 3. Сравнение расчетных дебитов конденсата на оптимальных и усредненных режимах добычи

	$k_{r1} = b_1/b_i$	Оптимальные режимы		Усредненные режимы	
		$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_g, 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_k, \text{ м}^3/\text{сут}$
1	1,00	303,16	56,50	360,00	63,00
2	2,86	449,04	70,57	360,00	58,82
3	2,22	495,92	84,49	360,00	65,74
4	1,00	288,41	52,90	360,00	60,88
5	0,40	263,47	51,66	360,00	59,14
<b>Сумма</b>		<b>1800,00</b>	<b>316,13</b>	<b>1800,00</b>	<b>307,58</b>

Как следует из таблицы 3, суммарный дебит конденсата от 5 скважин в оптимальном режиме составил 316,13 м<sup>3</sup>/сут, что на 2,8% выше дебита, достигнутого на усредненном режиме добычи. Прибавка в добыче конденсата зависит от величины целевого дебита по газу и может достигать 4–5%

в сравнении с усредненными режимами при суммарном целевом дебите газа 2000–2100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При этом наибольший дебит вполне ожидаемо получают скважины с большим значением коэффициента  $k_{r1}$ .

Полученные аналитическим методом оптимальные решения позволяют полностью восстановить недостающие параметры ТР всей ГСС с помощью специализированного ПО (например, Pipesim, GAP и пр.). Для этого достаточно задать значения оптимизированных дебитов газа и состав газа для каждой скважины в соответствии с забойным давлением, которое можно определить исходя из уравнения (1).

### Заключение

В статье рассмотрены подходы к расчету оптимальных краткосрочных режимов работы добывающих скважин газоконденсатного месторождения, максимизирующие добычу конденсата. Предложено использовать прямую зависимость дебита конденсата от дебита газа, получаемую при проведении ГКИ. Показано, что вид этой зависимости позволяет использовать квадратичную аппроксимацию, допускающую точное аналитическое решение задачи минимизации пластовых потерь. Получены точные аналитические выражения для вычисления оптимальных дебитов. Рассмотренные примеры анализа результатов реальных промысловых экспериментов показали возможное увеличение добычи конденсата на 2–5% по сравнению с добычей на усредненных режимах. Предложенный подход позволяет построить универсальный алгоритм краткосрочной оптимизации добычи конденсата. При переходе к задачам долгосрочной оптимизации потребуются учитывать как взаимное влияние скважин друг на друга, так и эффекты постепенного выпадения конденсата в пласте за счет снижения пластового давления в ходе добычи. ●

### Литература

- Вершинин В.Е. Оптимизация отборов газа добывающих скважин для повышения эффективности добычи конденсата / В.Е. Вершинин, А. П. Коваленко, Д.С. Женьяспав, А.С. Ковалькова, А.Д. Выдренков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2023. – Том 9. № 4 (36). – С. 128–142.
- Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
- Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения / А.Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
- Зангвилл У.И. Нелинейное программирование. Единый подход / У.И. Зангвилл. – М.: Советское радио, 1973. – 312 с.
- Левитин А.В. Алгоритмы: введение в разработку и анализ. Пер. с англ. / А.В. Левитин. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 576 с.
- Рязанцев А.Э. Моделирование технологических режимов работы газоконденсатных скважин / А.Э. Рязанцев, К.В. Торопецкий, Ю.Г. Платонов, В.Е. Вершинин, А.В. Григорьев, А.Н. Черемисин, В.Н. Ульянов, Р.З. Курмангалиев, В.А. Колотилов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2015. – № 2. – С. 20–27.
- Трубачева И.А. Метод распределения заданного отбора газа по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи / И.А. Трубачева, А.И. Ермолаев, А.А. Некрасов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 3. – С. 35–40.
- Чарный И.А. Подземная гидродинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостехиздат, 1963. – 396 с.
- Grigoryev A.V. Universal optimization algorithm for gas-condensate gathering / A.V. Grigoryev, V.E. Vershinin // Asian Journal of Applied Sciences. – 2014. Vol. 2. No. 6. – Pp. 912–915.
- Vershinin V. E. Problems of gas condensate field production solved by novel enlarged block simulator / V. E. Vershinin, A. V. Grigoryev, K. M. Fedorov // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition (24–26 October 2016, Moscow, Russia). Paper SPE-182053-MS. – 2016. <https://doi.org/10.2118/182053-MS>.

KEYWORDS: gas, flow rate, optimization of well operation modes, nonlinear optimization, optimization methods of the technological regime, gas condensate field, increased condensate recovery.

# Авторские туры ITM CLUB

Больше, чем вы ожидаете увидеть



# ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ МЕТОД АКУСТИЧЕСКОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ. ПРИВОДИТСЯ ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО АКУСТИЧЕСКОЙ ДЕГАЗАЦИИ В УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМАХ, ОПРЕДЕЛЕН ДИАПАЗОН ПРИРАЩЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПАРАМЕТРОВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ. ПРЕДСТАВЛЕНА АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ В АКУСТИЧЕСКОМ ПОЛЕ И ЕГО РЕЛАКСАЦИЯ ПОСЛЕ ПРЕКРАЩЕНИЯ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. РАЗРАБОТАНА ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ ПРИ ПОМОЩИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ГАЗЛИФТА С ПРИМЕНЕНИЕМ СРЕДСТВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГАЗОНАСЫЩЕННУЮ НЕФТЬ, НА ОСНОВЕ КОТОРОЙ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТА И ПРОДЛЕНИЯ РЕЖИМА ФОНТАНИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

*THE ARTICLE DISCUSSES THE METHOD OF ACOUSTIC DEGASSING OF OIL AS APPLIED TO THE OPERATING CONDITIONS OF A PRODUCTION WELL. AN OVERVIEW OF PUBLISHED WORKS ON ACOUSTIC DEGASSING IN HYDROCARBON SYSTEMS IS GIVEN, THE RANGE OF INCREMENT OF LIQUID SATURATION PRESSURE IS DETERMINED DEPENDING ON THE PARAMETERS OF ACOUSTIC IMPACT AND THERMOBARIC CONDITIONS. AN ANALYTICAL DEPENDENCE OF THE CHANGE IN OIL SATURATION PRESSURE BY GAS IN THE ACOUSTIC FIELD AND ITS RELAXATION AFTER THE CESSATION OF ACOUSTIC IMPACT IS PRESENTED. A PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODEL OF THE WELL OPERATION PROCESS USING ELECTRIC GAS LIFT WITH THE USE OF ACOUSTIC IMPACT ON GAS-SATURATED OIL IS DEVELOPED, ON THE BASIS OF WHICH A METHOD FOR CALCULATING THE EFFICIENCY OF ACOUSTIC IMPACT AND AN ASSESSMENT OF THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF INCREASING THE FLOW RATE AND EXTENDING THE FLOWING MODE OF OIL WELLS IS PROPOSED*

Ключевые слова: акустическое разгазирование, ультразвук, дегазация нефти, увеличение дебита, фонтанная скважина, электрогазлифт.

**Сулейманов Махсуд Абдурахим угли**

аспирант

**Вербицкий Владимир Сергеевич**

к.т.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Широкое внедрение акустических технологий в нефтегазовую отрасль, ограничено отсутствием единой методологии подбора параметров акустического волны. Подбор оптимальных параметров воздействия на сегодняшний день возможен только эмпирическим путем, при этом лабораторные исследования будут носить качественный характер, т.к. условия на реальных объектах могут существенно отличаться от лабораторных и, как следствие, может быть не учтен эффект акустического воздействия.

Процесс разгазирования газонасыщенной нефти характеризуется метастабильным состоянием, в котором система может находиться достаточно долго. При этом факторы внешнего воздействия, вызывающие малые отклонения системы от метастабильного состояния, не приводят к переходу в другое состояние

(после снятия внешнего возмущения система возвращается в исходное метастабильное состояние). С другой стороны, достаточно сильное воздействие выведет систему из метастабильного состояния в новое равновесное. То же самое должно произойти, если система будет находиться в метастабильном состоянии в течение большого промежутка времени [3].

Авторы работы [6] разработали концептуальную схему применения нефтегазовых сепараторов с наклонными полками, к которым прикреплены ультразвуковые излучатели, однако не приводятся параметры акустического воздействия, границы применимости технологии и не затрагиваются отрицательные последствия, например, диспергирование смеси и получение устойчивых эмульсий воды и нефти. Авторами работы [10] разработана технология дегазации жидкой серы при помощи акустического воздействия на водонефтяные эмульсии.

УДК 622.276.6

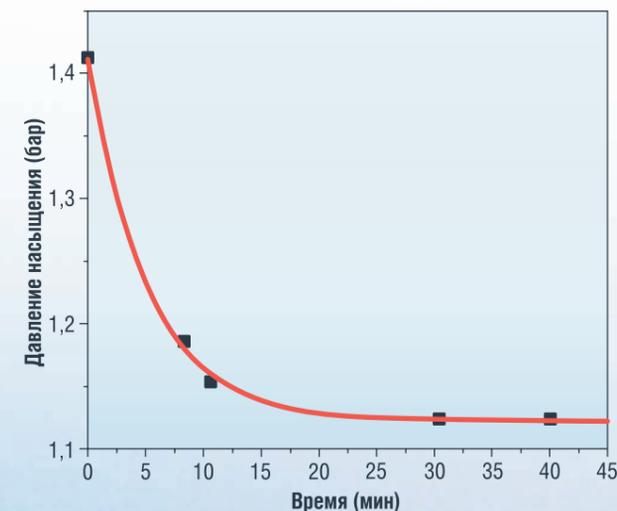
В работе [2] представлен промышленный опыт применения дегазации нефти в работающих скважинах. По данным публикации [2], достигнуты положительные результаты промышленных испытаний. Излучатель спущен в интервал перфорации, так как технология акустического разгазирования предполагает в первом приближении постоянную работу излучателя, а по результатам промышленных испытаний эффект сохранялся и после прекращения воздействия ультразвуком. Таким образом, можно предположить, что кроме принудительной дегазации скважинного флюида, авторы [2] обеспечили обработку призабойной зоны пласта по декольматации порового пространства. Анализ публикации [2] не позволяет оценить степень акустического воздействия на призабойную зону скважин и скважинную продукцию в исследуемых скважинах.

Исследование [11] по разгазированию авиационного топлива JP-8, состоящего из n- (50%<sub>масс</sub>), цикло- (15%<sub>масс</sub>), разветвленных парафинов (15%<sub>масс</sub>) и ароматических углеводородов (20%<sub>масс</sub>), позволяет сделать вывод об эффективности акустического воздействия, с обеспечением периода разгазирования не более 30 секунд в зависимости от температуры рабочей среды.

В работе [9] приведены экспериментальные данные по оценке влияния акустического воздействия на модельную жидкость «трансформаторное масло – жидкий пропан» при давлении в системе не более 2 МПа. Отмечается повышение давления насыщения модельной жидкости с увеличением объемной энергии ультразвука и мольной доли газа в жидкости, но не приводятся параметры акустической волны, кроме амплитуды сигнала звукоприемника. Результаты исследований [9] позволили обеспечить приращение давления насыщения в относительных единицах 0,125 при газовом факторе 10,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и 45% при 33 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Согласно выводам в работе [9], приращение давления насыщения под воздействием акустического поля тем интенсивнее, чем больше газонасыщенность жидкости. А восстановление равновесия требует при увеличении газонасыщенности все большего времени, т.е. эффект при снятии ультразвука может длиться достаточно долго.

В работе [14] представлены результаты лабораторных исследований ультразвукового воздействия на газонасыщенные нефти Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения и Красноленинского (пальяновская площадь) нефтяного месторождения. Среднее значение приращения

РИСУНОК 1. Изменение давления насыщения после снятия акустического воздействия от времени для системы пропан – н-гептан в объемной фазе при 21,6 °С [7]



давления насыщения, по данным лабораторных испытаний [14], составляет 10% в зависимости от акустической мощности ультразвукового излучателя. Согласно исследованиям [9, 14], прирост давления насыщения при акустическом воздействии тем больше, чем выше газонасыщенность нефти, а дополнительные исследования показали на возможность акустического воздействия на любой стадии разгазирования.

В работе [7] описаны результаты испытаний высокочастотного озвучивания смеси «пропан – н-гептан» (62 кГц), приращение давления насыщения не превышает 25% в зависимости от акустической мощности звукоприемника. Согласно данным [7], после снятия акустического воздействия релаксация давления насыщения от времени имеет экспоненциальную зависимость (рисунок 1):

$$P_{нас}^{тек} = P_{нас}^{без\,возд.} + AB^t \quad (1)$$

где  $P_{нас}^{тек}$  – текущее значение давления насыщения жидкости;  $P_{нас}^{без\,возд.}$  – изначальное давление насыщения без акустического воздействия;  $A$  – коэффициент характеризующий эффективность акустического разгазирования ( $A/P_{нас}^{без\,возд.}$  – прирост в процентном соотношении);  $B$  – коэффициент характеризующий скорость релаксации давления насыщения или, другими словами, скорость обратного растворения выделившихся газовых пузырьков в жидкость;  $t$  – время в минутах.

Коэффициент  $B$  изменяется в пределах 0–1, при  $B \rightarrow 1$  скорость релаксации уменьшается, при  $B \rightarrow 0$  – увеличивается. При  $B = 1$  отсутствует релаксация давления насыщения к его первоначальному значению после снятия акустического воздействия, т.е. давление насыщения остается постоянной величиной равной  $P_{нас}^{безвозд.} + A$ . В свою очередь, коэффициент  $B$  зависит от концентрации и типа поверхностно-активного вещества (ПАВ, сольватной оболочки) ( $C_{ПАВ}$ ), режима течения смеси ( $Re_{см}$ ), свойств газа и жидкости, коэффициента диффузии ( $D$ ), температуры и относительной концентрации растворенного газа ( $C_0/C_p$ ) и других параметров. Ввиду малого количества исследований акустического воздействия, с точки зрения повышения давления насыщения, зависимость коэффициента релаксации  $B$  системы от комбинации вышеперечисленных параметров на сегодняшний день не решена, что требует отдельных обширных исследований.

Коэффициент эффективности  $A$  акустического разгазирования принимает значение больше 0, при  $A \rightarrow 0$  эффективность снижается. Численные эксперименты и анализ полученных результатов позволили получить зависимость для определения коэффициента  $A$ :

$$A \approx \underbrace{\frac{P_{нас}}{P_0} \frac{1}{\rho_{ж} f} C_0 \left(\frac{C_0}{C_p}\right)^n}_{\text{предел эффективности}} \left(1 - e^{-\frac{I \cdot D(1-\varphi)^m t}{\sigma}}\right) \quad (2)$$

где  $P_{нас}$  – давление насыщения жидкости, Мпа;  $P_0$  – давление в системе, Мпа;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $f$  – частота акустического поля, Гц;  $C_0$  – концентрация газа в жидкости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $C_p$  – равновесная концентрация газа в жидкости при  $P_0$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $I$  – акустическая мощность, Вт;  $D$  – коэффициент диффузии газа, м<sup>2</sup>/с;  $\varphi$  – доля свободного газа в системе;  $t$  – время озвучивания, с;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе жидкости и газа, Н/м;  $n, m$  – эмпирические коэффициенты.

Анализ полученного выражения (2):

- эффективность акустического воздействия ограничивается предельным значением или пределом эффективности электрогазлифта;

РИСУНОК 2. Процесс изменения давления насыщения в акустическом поле воздействия на газонасыщенную среду

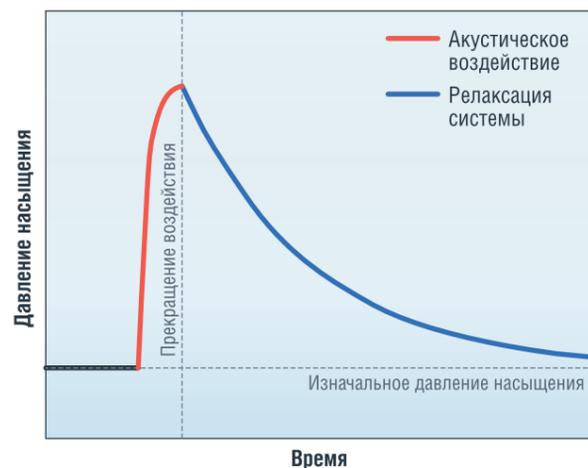
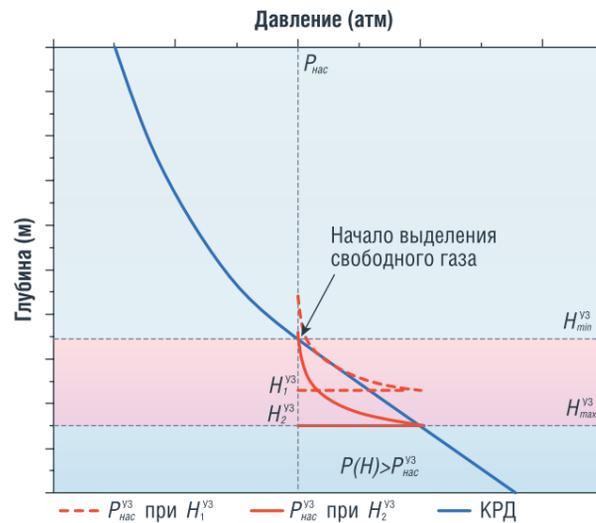


РИСУНОК 3. Графическое представление модели определения интервала установки акустического излучателя в скважине



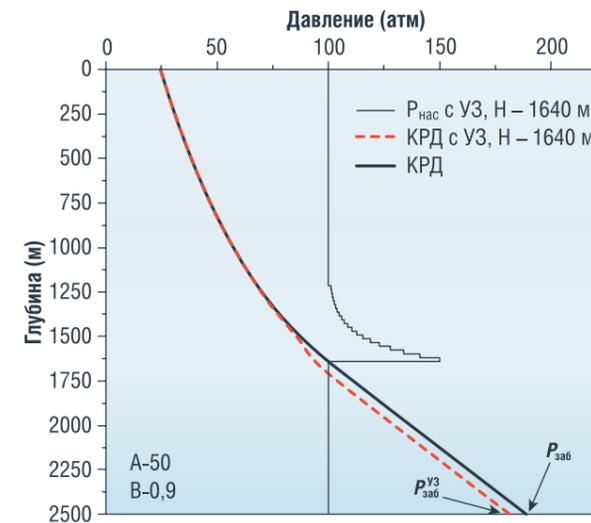
- предел эффективности не зависит от мощности акустической волны, а последнее влияет на скорость достижения данного предела [5];
- предел эффективности обратно пропорционален частоте и плотности жидкости [13];
- предел эффективности зависит от относительной концентрации ( $n \geq 2$ ) и обратно пропорционален отношению давления  $P_0/P_{нас}$  [8, 12].  $A \rightarrow 0$  при  $P_0 \rightarrow \infty$  и  $C_0/C_p \rightarrow 0$ ;
- предел эффективности зависит от изначальной газонасыщенности жидкости [9], вследствие распределения стабильных газовых пузырьков [1].  $A \rightarrow 0$  при  $C_0 \rightarrow 0$ ;
- скорость достижения предела зависит от природы жидкости и газа выраженного через коэффициент диффузии  $D$ ;
- скорость достижения предела зависит от количества свободного газа в жидкости ( $m \geq 2$ ) вследствие большой диссипации акустической энергии при незначительном содержании последнего [4];
- скорость достижения предела обратно пропорциональна поверхностному натяжению между газовой фазой и жидкостью.

Анализ опубликованных работ показывает возможности приращения давления насыщения в углеводородных системах, приводящего к достаточно интенсивному разгазированию нефти с постепенным затуханием процесса (рисунок 2). Для реальных скважин для эффективности акустического разгазирования время релаксации должно кратно превышать время воздействия.

Таким образом, в рамках теоретических исследований определена допустимая область применения акустического разгазирования газонасыщенной жидкости применительно к условиям эксплуатации добывающих скважин (рисунок 3):

- минимальная глубина спуска акустического излучателя  $H_{мин}^{y3}$  определяется наличием свободного газа в потоке скважиной продукции и определяется из предположения способности

РИСУНОК 4. Пример расчета эффективности акустического воздействия по данным приращения давления насыщения в скважине



к большой диссипации акустической энергии пузырьками свободного газа (данное предположение основывается на теоретических выкладках, требуется проведение дополнительных экспериментальных исследований);

- максимальная глубина спуска акустического излучателя  $H_{max}^{y3}$  определяется эффективностью прироста давления насыщения скважиной жидкости в акустическом поле. Акустический излучатель может устанавливаться ниже данной границы при условии, что значение давления насыщения в процессе релаксации превысит значение давления в скважине, определяемое по кривым распределения давления (КРД в скважине), рассчитывается из равенства давления по известным методикам расчета КРД и прироста давления насыщения по формуле (1).

Алгоритм моделирования при определении интервала установки акустического излучателя в скважине:

1. Определяем КРД в работающей скважине без акустического воздействия (синяя кривая на рисунке 3).
2. Рассчитываем скорректированное давление в скважине с учетом параметра  $A$  по формуле (2):

$$P_H^{KPD} = P_{нас}^{безвозд.} + A.$$

3. Рассчитываем глубину установки акустического излучателя, с учетом параметров работы скважины по данным базовой КРД:

$$\text{При } H^{y3} > \frac{4qt}{\pi d^2} \text{ и } t = \log_B \left( \frac{0.01 P_{нас}^{безвозд.}}{A} \right):$$

$$\begin{cases} P_{нас}^{тек} = P_{нас}^{безвозд.}, & 0 \leq H < \frac{4qt}{\pi d^2} \\ P_{нас, H_i}^{тек} = P_{нас}^{безвозд.} + AB^{1/n-i}, & \frac{4qt}{\pi d^2} + iH' \leq H \leq \frac{4qt}{\pi d^2} + (i+1)H' \\ P_{нас}^{тек} = P_{нас}^{безвозд.}, & H^{y3} < H \leq H_{заб} \end{cases} \quad (3)$$

$$\text{где } H' = \left( H^{y3} - \frac{4qt}{\pi d^2} \right) / n \text{ и } i = \{0, 1, \dots, n-1 | n \in N\}$$

$$\text{При } H^{y3} \leq \frac{4q}{\pi d^2} \log_B \left( \frac{0.01 P_{нас}^{безвозд.}}{A} \right) \text{ и } t = \frac{H^{y3} \pi d^2}{4q}:$$

$$\begin{cases} P_{нас, H_i}^{тек} = P_{нас}^{безвозд.} + AB^{1/n-i}, & iH' \leq H \leq (i+1)H' \\ P_{нас}^{тек} = P_{нас}^{безвозд.}, & H^{y3} < H \leq H_{заб} \end{cases} \quad (4)$$

$$\text{где } H' = H^{y3} / n \text{ и } i = \{0, 1, \dots, n-1 | n \in N\}$$

где  $H$  – текущая глубина скважины, м;  $q$  – дебит скважины в м<sup>3</sup>/с;  $H^{y3}$  – глубина установки акустического излучателя, м;  $n$  – количество отрезков длины, на которых происходит релаксация давления насыщения, при этом в интервале  $H'$  давление насыщения принимается величиной постоянной;  $d$  – внутренний диаметр трубы, м;  $t$  – время релаксации давления насыщения в минутах;  $A, B$  – коэффициент прироста и релаксации соответственно.

РИСУНОК 5. Графические характеристики, полученные в рамках апробации физико-математической модели эксплуатации скважины при помощи электрического газлифта с применением средств акустического воздействия на газонасыщенную нефть: а – зависимость  $P'_{заб}$  от относительной глубины установки акустического излучателя  $H'$ , б – зависимость  $P'_{заб}(H'_{opt})$  (линии) и  $H'_{opt}$  (точки) от коэффициента  $B$

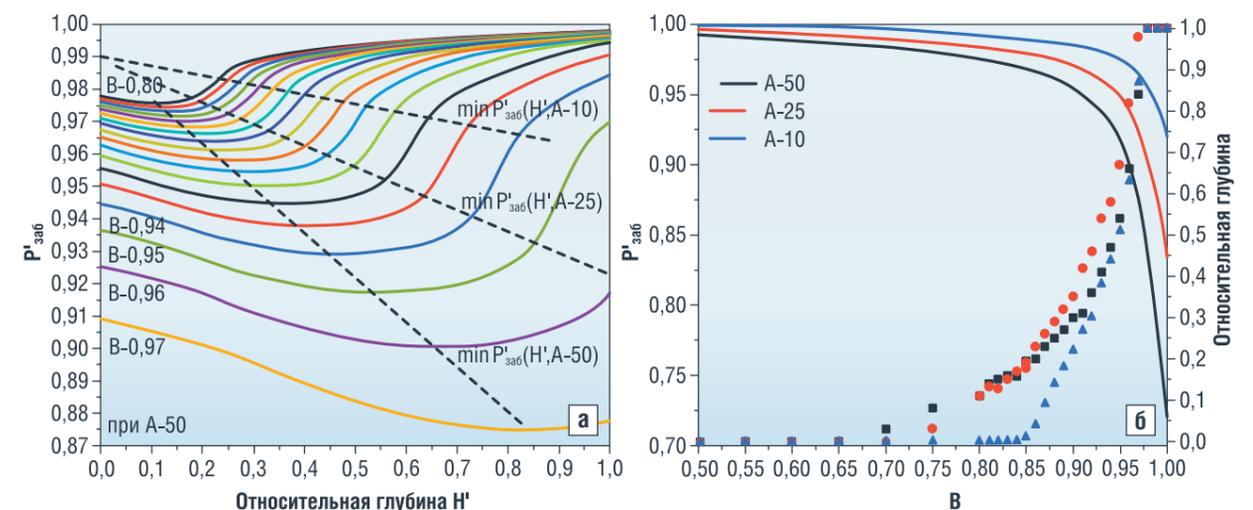
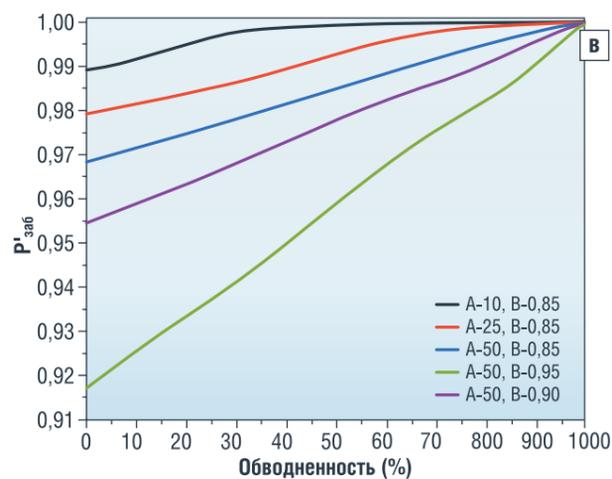
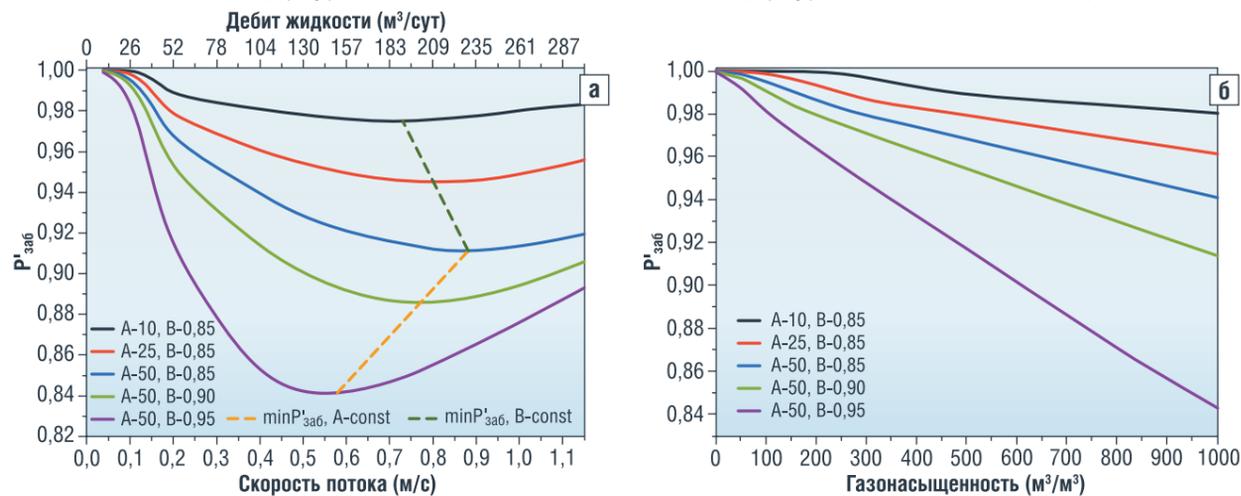


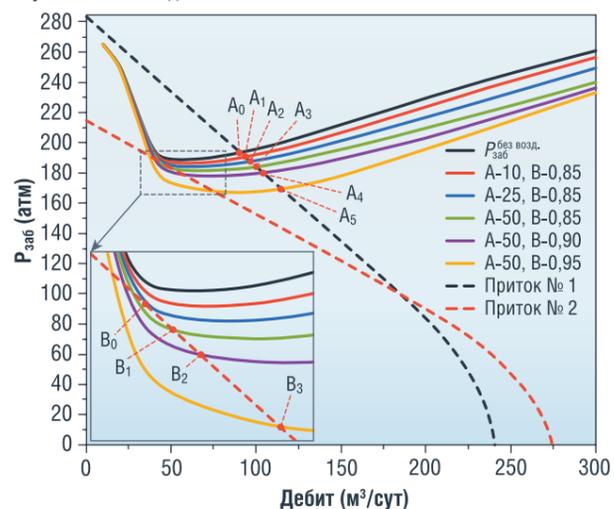
РИСУНОК 6. Кривые анализа физико-математической модели эксплуатации скважины при помощи электрического газлифта с применением средств акустического воздействия на газонасыщенную нефть: а – зависимость  $P'_{заб}(H'_{opt})$  (линии) от скорости потока жидкости; б – зависимость  $P'_{заб}(H'_{opt})$  газонасыщенности жидкости, в – зависимость  $P'_{заб}(H'_{opt})$  от обводненности скважиной продукции



акустического излучателя. Для различных значений коэффициента  $B$  относительная глубина спуска излучателя будет характеризоваться оптимум: при  $B \rightarrow 1$ , или  $H^{y3} \rightarrow H^{y3}_{max}$ . Оптимальная относительная глубина имеет линейный характер в зависимости от коэффициента  $B$ , наклон которой зависит от коэффициента  $A$  (штрих пунктирные кривые  $min P_{заб}(H', A-10, 25, 50)$ ) при постоянном технологическом режиме работы добывающей скважины. Максимальный эффект акустического воздействия можно наблюдать при  $B \geq 0,85$ . При  $B = 1$  моделируется акустическое воздействие на скважинную продукцию без релаксации повышения давления насыщения для оптимальной глубины установки акустического излучателя (рисунок 5б).

На рисунке 6 представлены графики изменения безразмерного забойного давления при изменении технологических показателей работы добывающей скважины (дебит скважины (скорость потока жидкости), газонасыщенность и обводненность продукции) при активном акустическом воздействии на газонасыщенные среды.

РИСУНОК 7. Узловой анализ добывающей скважины с учетом акустического воздействия



4. Строим распределение давление насыщения кусочно-заданной функцией и давление насыщения с учетом акустического возмущения в интервале скважины, где установлен ультразвуковой излучатель (рисунок 4).

5. Определяем критерии эффективности:

$$P'_{заб} = P_{заб}^{y3} / P_{заб}$$

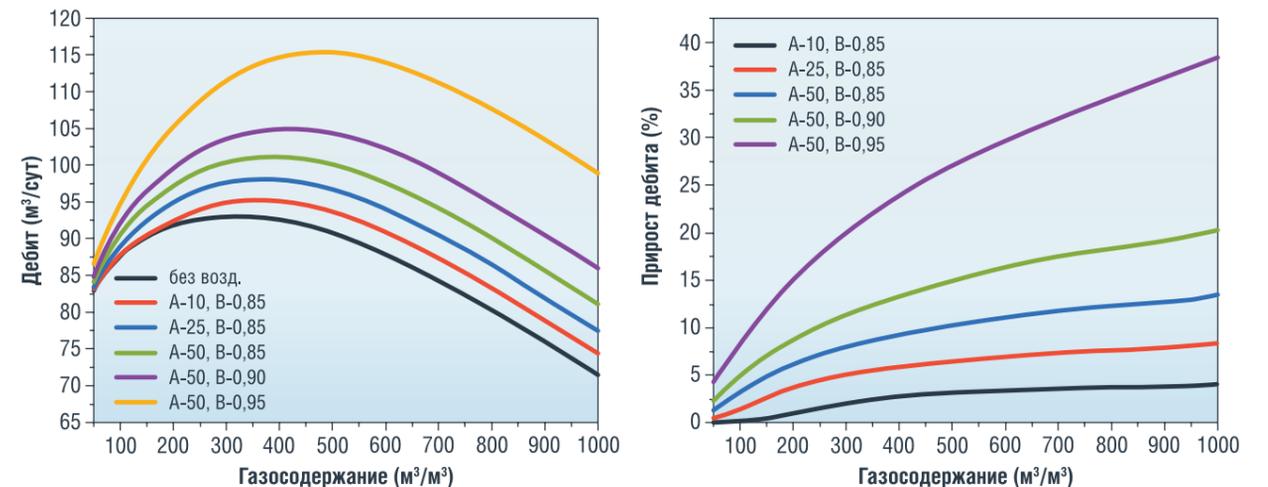
где  $P_{заб}^{y3}$  – забойное давление при воздействии акустического поля,  $P_{заб}$  – изначальное забойное давление без акустического воздействия. Глубина установки акустического излучателя по безразмерному параметру – относительная глубина  $H'$ :

$$H' = \frac{H^{y3} - H^{y3}_{min}}{H^{y3}_{max} - H^{y3}_{min}} \quad (5)$$

Апробация представленной физико-математической модели эксплуатации скважины при помощи электрического газлифта с применением средств акустического воздействия на газонасыщенную нефть осуществлена путем интеграции с расчетным модулем Unifloc VBA.

На рисунке 5 представлено графическое определение параметров акустического воздействия на газонасыщенную жидкость (нефть). На графике 5а представлена зависимость от глубины установки

РИСУНОК 8. Зависимость дебита и его прироста в зависимости от газосодержания для кривой притока № 1



Анализ результатов численного моделирования показывает, что на параметр эффективности акустического воздействия оказывает влияние скорость жидкости. При увеличении параметра  $A$  наблюдается сдвиг экстремальных точек кривых в область высоких скоростей потока, а при увеличении параметра  $B$  – сдвиг экстремальных точек кривых в левую область минимальных скоростей потока. При низких скоростях потока в кривых графиков имеются точки перегиба, которые указывают на нижний предел скорости потока, после которого акустическое воздействие начинает влиять на работу скважины.

С увеличением газонасыщенности пластовой жидкости эффективность акустического воздействия возрастает. С увеличением обводненности скважинной продукции эффективность акустического воздействия снижается.

Узловой анализ (Nodal Analys) кривых притока и подъема скважинной продукции указывает на изменение кривой подъема при акустическом воздействии. Кривая подъема, смещаясь вниз относительно изначальной кривой, пересекает кривую притока № 1 (точки  $A_0$  до  $A_5$ ) в зависимости от параметров акустического воздействия (рисунок 7).

Определена способность продления режима фонтанирования скважины за счет акустического воздействия, например, на рисунке 7 кривая  $P_{нас}^{без\ возд.}$  не пересекает кривую притока № 2, т.е. на устье скважины отсутствует дебит. В зависимости от параметров воздействия акустического поля кривая подъема может лишь касаться линии притока № 2 (точка  $B_0$ ), так и запустить скважину в эксплуатацию (точки  $B_1, B_2, B_3$ ).

При воздействии акустического поля на скважинную жидкость изменяется кривая подъема, смещаясь вниз относительно изначальной кривой, а точка пересечения кривой притока № 1 смещается с точки  $A_0$  до  $A_5$  в зависимости от параметров акустического воздействия. Таким образом, можно зафиксировать прирост дебита скважины за счет принудительного разгазирования жидкости в акустическом поле, без учета изменения технологического режима работы скважины (рисунок 8а). При этом прирост давления тем выше, чем больше потенциал растворенного газа в жидкости (рисунок 8б).

Таким образом, расчеты показывают возможности продления режима фонтанирования скважины и увеличения дебита скважины в процессе разгазирования жидкости в подъемнике при помощи акустических методов воздействия на газонасыщенные среды. Однако для повышения точности физико-математической модели требуется проведение лабораторных исследований по уточнению коэффициентов  $A$  и  $B$ , в зависимости от параметров акустического поля, термобарических условий и физико-химических свойств скважинной жидкости и растворенного в ней газа. ●

Литература

1. Гаврилов Л.Р. Содержание свободного газа в жидкости и акустические методы его измерения // Акустический журнал. 1969. № 3 (15). С. 321–334.
2. Гарипов О.М., Гарипов М. Г. Ультразвуковой газлифтный способ добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 1999. № 6. С. 36–39.
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов по спец. «Технология и комплекс. механизация разраб. нефт. и газовых месторождений» / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский, 3-е изд., перераб. и доп-е изд., Москва: Недра, 1982. 311 с.
4. Губайдуллин Д.А., Федоров Ю.В. Падение акустической волны на многослойную среду, содержащую слой пузырьковой жидкости // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2017. № 1. С. 109–116.
5. Капустина О.А. Дегазация жидкостей Кн. 3 Физические основы ультразвуковой технологии / под ред. Л.Д. Розенберг, Москва: Наука, 1970. С. 255–336.
6. Кожухарь Е.Д. Разработка нефтегазового сепаратора с ультразвуковой полкой // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2015. № 1.
7. Мирзаджанзаде А.Х. [и др.]. Эффект изменения давления насыщения пластовых жидкостей при акустическом воздействии // Нефтяное хозяйство. 1974. № 2. С. 48–49.
8. Рой Н.А. Возникновение и протекание ультразвуковой кавитаций // Акустический журнал. 1957. № 1 (3). С. 3–18.
9. Степанова Г.С. [и др.]. Влияние ультразвуковых колебаний на процесс разгазирования нефти // Бурение И Нефть. 2003. № 7–8.
10. Федотов Д. П. Разработка технологии дегазации жидкой серы, 2010.
11. Hanchak M. The ultrasonic degassing of jet fuel to reduce deposition, 1995.
12. Lindstrom O. Physico-Chemical Aspects of Chemically Active Ultrasonic Cavitation in Aqueous Solutions // The Journal of the Acoustical Society of America. 1955. № 4 (27). С. 654–671.
13. Rognerud M.E. [и др.]. How to Avoid Total Dissolved Gas Supersaturation in Water from Hydropower Plants by Employing Ultrasound // Journal of Physics: Conference Series. 2020. № 1 (1608). С. 012004.
14. Verbitsky V.S. [и др.]. Optimization of Oil Production Wells Flowing Mode by Ultrasonic and Induction Systems (Russian) Virtual: Society of Petroleum Engineers, 2020.

KEYWORDS: acoustic degassing, ultrasound, oil degassing, flow rate increase, flow well, electric gas lift.

# АНТИДРОН

## на защите ТЭК

В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ УЧАСТИЛИСЬ АТАКИ ДРОНОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ ТОПЛИВНО-ПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО ВСТАЛ ВОПРОС ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАЩИТЫ ПРОМОБЪЕКТОВ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОМПАНИИ?

*DRONE ATTACKS ON PRODUCTION FACILITIES OF THE RUSSIAN FUEL INDUSTRY HAVE BECOME MORE FREQUENT RECENTLY. IN THIS REGARD, THE ISSUE OF SECURITY HAS BECOME ESPECIALLY RELEVANT PROTECTION OF INDUSTRIAL OBJECTS. WHAT SOLUTIONS DO DOMESTIC COMPANIES OFFER?*

Ключевые слова: промышленный объект, безопасность ТЭК, дрон, защита предприятия.



**Рапорт Леонид Михайлович**  
заместитель  
директора  
по развитию  
бизнеса  
ANT-GROUP

– Основными направлениями деятельности ANT-GROUP являются производство металлоконструкций и комплексный инжиниринг в строительстве. При этом в связи с обострившейся проблемой атак беспилотников на промышленные объекты компания вышла на новое для себя направление – строительство защитных конструкций для уязвимой инфраструктуры. Как вы пришли к решению заняться столь нестандартным для рынка кейсом?

– Все началось с обращений ряда предприятий химической промышленности с просьбой поставить материалы и смонтировать тросы. Нам показали даже эскизы. С самого начала эта конструкция показалась

ненадежной и при этом заказчики не могли объяснить, почему именно они хотят сделать так, а не иначе. Все предприятия пытались любым способом и подручными материалами организовать защиту. Однако мы решили начать с основ – изучили существующие решения (в основном защита выстраивалась хозспособом и опиралась на действующие конструкции технологического оборудования), обсудили с экспертами. В итоге смогли сформулировать полные технические требования к защитным ограждающим конструкциям (ЗОК):

- ЗОК должна обеспечивать защиту от всех современных видов БПЛА, дронов – как небольших квадрокоптеров со сбрасываемым боеприпасом, FPV-дронов, так и больших БПЛА самолетного типа массой до 400 кг и скоростью до 200 км/час.
- ЗОК не должна опираться на существующие конструкции технологического оборудования.
- ЗОК должна быть достаточно устойчивой ко всем типам БПЛА даже в случае многократного попадания и взрыва и не должна сама по себе представлять угрозу технологическому оборудованию и персоналу.
- ЗОК должна в полной мере соответствовать нормативам РФ по снеговой и ветровой нагрузкам.

- Должна быть возможность размещения ЗОК на действующих опасных производственных объектах, где условия зачастую весьма стесненные, проходят сложные коммуникации. При этом крайне важна скорость проектирования, производства и монтажа ЗОК, поскольку предприятия ежедневно встречаются с угрозами БПЛА и дронов. Следовательно, ЗОК должна быть выполнена на собственном фундаменте, чтобы была возможность быстрого размещения на территории предприятия.
- ЗОК должна обеспечивать комплексную физическую пассивную защиту всей технологической цепочки или целого парка резервуаров, а не только отдельно взятых резервуаров, причем со всех сторон.
- ЗОК должна иметь сборно-разборную конструкцию для возможности быстрого доступа к оборудованию при необходимости.
- Конечно же, ЗОК должна быть простой, надежной, чтобы служить много лет.
- ЗОК должна быть недорогой.

Мы придумали такое универсальное решение – укрытие АНТИДРОН, которое отвечает всем техническим требованиям.

– Расскажите о вашей разработке ANT-ENGINEERING – комплексной системе по физической защите объектов АНТИДРОН. Чем она отличается от решений, уже представленных на российском рынке?

– Комплексная система физической защиты (укрытие АНТИДРОН) является наиболее универсальным техническим решением на рынке, которое обеспечивает полную физическую (пассивную) защиту технологического оборудования, резервуарных парков, электрических подстанций, зданий и сооружений. За счет универсальности применяемых решений специалисты компании могут с помощью укрытий АНТИДРОН полностью повторить рельеф любой технологической цепочки, включая высокое колонное оборудование (высотой до 70 м), эстакады, парки РВС и даже особо большие РВС объемом до 200 000 м³. По площади применения у укрытий АНТИДРОН вообще нет никаких ограничений. При разработке укрытий АНТИДРОН было сделано несколько изобретений, которые в настоящее время патентуются. В итоге мы создали ЗОК-укрытие АНТИДРОН, которое одновременно максимально надежно, быстро проектируется (привязывается к технологическому объекту, для которого требуется защита), за счет типовых элементов конструкций очень быстро все производится и монтируется на объекте заказчика. И все это по достаточно разумным ценам.

Укрытие АНТИДРОН представляет собой систему трубных решетчатых опор, состоящих из типовых секций нужной высоты. Все опоры связаны между собой силовыми тросами, которые образуют первый слой «пирога сеток» ячейкой 10×10 м. Опоры расположены на не заглубляемых независимых фундаментных подушках. Силовые тросы также привязаны к не заглубляемым независимым фундаментным подушкам. Поверх силовых тросов натягивается силовая сетка с ячейкой 500×500 мм. А поверх силовой сетки уже натягивается мелкая ячейчатая сетка для защиты от квадрокоптеров, FPV-дронов и дронов со сбрасываемым боеприпасом.

Задача этого «пирога» – задержать любой БПЛА и отнести точку взрыва (при наличии взрывчатых веществ – ВВ) на безопасное расстояние от технологического оборудования. Безопасное расстояние – это расстояние, на котором взрывная

волна и осколочные элементы не выведут из строя технологическое оборудование заказчика.

Данное решение мы достаточно долго моделировали, считали в специальных программах для расчета нагрузок и проводили многочисленные натурные динамические испытания, которые полностью подтвердили наши расчеты. Причем при расчетах и испытаниях мы испытывали систему даже при больших нагрузках. Например, испытания проводили с грузом 600 кг.

Важно отметить, что простота технических решений укрытия АНТИДРОН позволяет проводить текущее обслуживание собственными силами предприятия на основании инструкции по эксплуатации и не привязываться к предприятию-изготовителю.

– АНТИДРОН соответствует требованиям российского законодательства?

– В настоящее время нет полноценной нормативно-технической документации. Есть только постановления Правительства РФ о необходимости защиты от БПЛА предприятий ТЭК (ПП РФ 1046 от 3.08.24 г.) и промышленных предприятий (ПП РФ 258 от 3.03.24 г.). Однако в настоящее время НИУ МГСУ разрабатывает проект СП «Защитные ограждающие конструкции от БПЛА». Укрытие АНТИДРОН полностью соответствует методике расчета данного СП. И разработчик СП – НИУ МГСУ, ознакомившись с нашим техническим решением, подтвердил, что техническое решение ЗОК-укрытия АНТИДРОН выполнено на высоком научном и техническом уровне.

– Предположим, что дрон все же упал на объект, защищенный системой «АНТИДРОН». Можно ли будет починить конструкцию?

– Скорее всего, с укрытием АНТИДРОН ничего не произойдет. Мы уже проводили многократные натурные испытания. Однако мы понимаем, что в результате взрывов ЗОК частично может быть разрушена. Для этого и применяется ЗОК, чтобы взять на себя поражение ВВ. Учитывая, что все элементы конструкции укрытия АНТИДРОН типовые, мы можем в очень короткие сроки (в течение одной-двух недель) поставить необходимые материалы конструкции и также в течение короткого срока заменить разрушенные элементы укрытия.

При этом важно обратить внимание, что даже частичное разрушение конструкций укрытия АНТИДРОН не приведет к разрушению остальных частей укрытия АНТИДРОН и падению конструкции на технологическое оборудование и защищаемое оборудование.

– Отмечаете ли вы интерес к системе «АНТИДРОН» со стороны крупных нефтегазовых компаний? Кому еще может быть интересно данное решение?

– Учитывая реальную угрозу БПЛА, а также постановление Правительства РФ 1046 от 3.08.24, все предприятия ТЭК вынуждены обеспечить защиту от БПЛА критически важной инфраструктуры – парков хранения ГСМ и ЛВЖ, электроподстанций, объектов газового хозяйства, насосных станций, остеклений зданий и сооружений с критически важным оборудованием. На сегодняшний день мы работаем над большим количеством объектов нефтегазовых и энергетических компаний.

Но кроме предприятий ТЭК, критически важная уязвимая инфраструктура присутствует у всех предприятий химической промышленности, металлургии, у многих предприятий машиностроения, пищевой промышленности, горнодобывающей и перерабатывающей промышленности, транспортной инфраструктуры (РЖД, портовая инфраструктура) и даже тепличных хозяйств и агропредприятий.

Угроза атаки БПЛА может влиять на работу любого предприятия, ведь, по сути, мы столкнулись с новой реальностью, связанной с развитием технического прогресса в области производства БПЛА. И этот прогресс обеспечил доступность БПЛА для всех, включая террористов и злоумышленников, которым теперь для совершения теракта нет необходимости проникать на охраняемый объект. ●

KEYWORDS: industrial facility, fuel and energy security, drone, enterprise protection.

**ANT ENGINEERING**





## Подводные нефтехранилища

Традиционно сырая нефть хранится на морских платформах до выгрузки на танкер или в трубопровод. Этот метод приводит к увеличению веса и размеров платформы. Ученые Пермского Политеха и ИПНГ РАН предлагают в качестве альтернативного метода хранения нефти подводный резервуар, расположенный на морском дне. Для предотвращения контакта нефти с водой и уменьшения толщины нежелательного слоя эмульсии используются мембраны. Они устанавливаются внутри оболочки хранилища, обеспечивая надежную изоляцию и защиту от коррозии. Применение гибких мембран позволяет снизить толщину стенки и габаритные размеры, а также уменьшить массу конструкции. Вес шести подводных резервуаров с гибкой мембраной суммарным объемом 120 000 м<sup>3</sup> в 5,18 раза меньше, чем у традиционной конструкции. Предпочтительными объемами будут обладать подводные хранилища вместимостью от 10 000 до 20 000 м<sup>3</sup>. Текущие результаты анализа демонстрируют зависимость массогабаритных показателей от включения гибких мембран в конструкцию нефтехранилищ.

## Сверхчувствительный чип

Ученые Саратовского государственного технического университета совместно с коллегами из Сербии создали высокочувствительный чип для обнаружения и анализа очень разреженных концентраций газов в атмосфере. Чип создан на основе лазерно-модифицированного оксида олова и представляет собой маленькое устройство размером 9 на 10 мм. Чип способен обнаружить одну молекулу газа на 10 млн частиц воздуха, превосходя порог обнаружения человеческого организма и приближаясь к чувствительности обонятельной системы животных. Улучшенные характеристики обеспечиваются применением метода лазерной обработки на различных плотностях излучения. Использование 38 различных сенсоров в этом устройстве позволяет точнее различать разные газы, что делает его более чувствительным по сравнению с аналогами. Чип найдет применение на предприятиях, в городах, системах отопления и других стационарных объектах, требующих непрерывного контроля за содержанием вредных веществ в атмосфере или других газообразных средах.

## Водород и наноматериалы из метана

Технология переработки попутного нефтяного газа, основным компонентом которого является метан, заключается в его переработке посредством каталитической реакции, в результате которой образуются водород и углеродные наноматериалы. Ученые НГТУ НЭТИ изучают способы разложения метана, исключая выбросы оксидов углерода. Одним из перспективных способов является синтез горением растворов (SCS) из-за возможности использования катализатора без предварительного восстановления водородом и более быстрого одностадийного синтеза. Для оптимизации SCS-катализаторов был применен подход с целью увеличения выхода водорода. Полученные катализаторы протестированы на разложение метана при температуре 550 °C и давлении 1 бар. Были найдены оптимальные условия проведения синтеза катализатора, удалось добиться того, чтобы выход водорода получился наивысшим. Полученный водород может использоваться как добавка к топливу, а углеродные наноматериалы – применяться в конструкционных материалах, в суперконденсаторах и батареях.

## ПО для моделирования процессов в криогенном оборудовании

Ученые НИУ «МЭИ» разработали программное обеспечение для моделирования физических процессов в криогенном оборудовании. Правильное описание высокоинтенсивных процессов теплопереноса в двухфазных системах необходимо при создании новейших теплообменников для микро- и наноэлектроники, где требуется использовать испарение как один из эффективных способов отвода тепла. Основная цель расчетного анализа – определить скорость испарения и оценить возможность образования капель в объеме пара. Разработанное ПО позволяет определить по заданным значениям давления и температуры пара вдали от поверхности, на которой происходит испарение, и температуры этой поверхности интенсивность испарения и необходимость учета объемной конденсации образовавшегося пара. Метод не имеет ограничений по степени интенсивности процесса испарения. Разработанный программный комплекс включает два модуля. Первый позволяет проводить расчеты для различных веществ при заданных параметрах и условиях. Второй – визуализировать и обрабатывать изменения необходимых параметров.

## Инновации в очистке трубопроводов

Ученые Пермского Политеха усовершенствовали конструкцию устройства гидроструйной очистки, которая повысит эффективность технологических работ и продлит срок службы трубопровода. Ученые повысили устойчивость и надежность рабочего механизма благодаря несущей конструкции, которая соединяет две поверхности силой нажатия или прижатия. Гидроструйную установку оснастили системой амортизации, она регулирует прижим и перемещение корпуса. Для улучшения работы в труднодоступных участках канал для подачи жидкости с определенной скоростью – сопло – снабжен системой визуального-лазерного контроля. Устройство использует видеокамеру и лазер для сканирования внутренней поверхности. Такая технология помогает провести точную диагностику состояния трубы на наличие потери геометрической формы и проанализировать степень отложений. Конструкция устройства содержит направляющие ноги и колеса, они обеспечивают большую маневренность, а шланг подачи промывочной жидкости оснащен скользящей обмоткой спирального типа, которая защищает механизм от быстрого износа и повреждений.

## Компьютерное зрение на основе кошачьего глаза

Ученые южнокорейского Института науки и технологий в городе Кванджу разработали систему компьютерного зрения, в основе которой лежит кошачье зрение. Ученые объяснили, что зрачки кошачьих глаз имеют уникальное устройство: они сужаются днем, защищаясь от бликов, и расширяются ночью, благодаря чему животные могут видеть в темноте. Специалисты «скопировали» эти способности глаз кошек и перенесли их на систему компьютерного зрения для роботов. Как правило, роботизированным камерам сложно найти объекты на оживленном или замаскированном фоне, особенно в условиях меняющегося освещения. Новая конструкция камеры позволяет фокусироваться на важных деталях и размывать второстепенные объекты. Разработка включает щелевидную апертуру, которая, как и вертикальный зрачок кошки, помогает фильтровать ненужный свет и фокусироваться на ключевых объектах. Кроме того, на оборудование нанесено специальное напыление, благодаря которому нивелируются блики и улучшается способность видеть в темноте.



# СИСТЕМА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ «ДИАЛОГ PRO» – решение нормативных противоречий

ЛЮБАЯ ОСТАНОВКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА СОПРОВОЖДАЕТСЯ ФИНАНСОВЫМИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ. ПОЭТОМУ КРАЙНЕ ВАЖНО, ЧТОБЫ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПРОТИВОПОЖАРНАЯ СИСТЕМА СРАБАТЫВАЛА ТОЛЬКО В СЛУЧАЯХ РЕАЛЬНОЙ УГРОЗЫ ВОЗГОРАНИЯ. КАКИЕ СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ СИСТЕМ?

ANY BREAK OF THE PRODUCTION PROCESS AT INDUSTRIAL FACILITIES OF THE OIL AND GAS COMPLEX IS ACCOMPANIED BY FINANCIAL AND TECHNOLOGICAL RISKS. THEREFORE, IT IS EXTREMELY IMPORTANT THAT THE AUTOMATED FIRE-FIGHTING SYSTEM IS TRIGGERED ONLY IN CASES OF A REAL THREAT OF FIRE. WHAT MODERN SOLUTIONS DO RUSSIAN COMPANIES OFFER TO ENSURE RELIABLE OPERATION OF FIRE-FIGHTING SYSTEMS?

Ключевые слова: противопожарная защита, система оповещения, автоматизация производственных процессов, нормативные акты, промышленная безопасность.

**Корнилов  
Алексей Александрович**  
АО «Эридан», к.т.н., доцент

**Бородин  
Александр Александрович**  
АО «Эридан», к.т.н., доцент

Система пожарной сигнализации (далее – СПС) должна обеспечивать не только своевременное, но и достоверное обнаружение пожара в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ и СП 484.1311500.2020 (далее – СП 484). Для объектов нефтегазовой отрасли данный критерий является не менее важным, поскольку, как правило, по сигналу «Пожар» предусматривается автоматическая остановка технологического процесса. А в случае ложного срабатывания это повлечет экономические потери от простоя, дополнительные риски и сложности повторного пуска.

Одним из широко применяемых средств обнаружения пожара в СПС является автоматический тепловой пожарный извещатель (далее – ИПТ). Согласно п. 6.2.3 СП 484 выбор класса ИПТ производится

в соответствии с двумя значениями: условно нормальной и максимальной нормальной температурой среды в зоне расположения ИПТ. При этом максимальная нормальная температура принимается по максимальному значению в одном из следующих случаев:

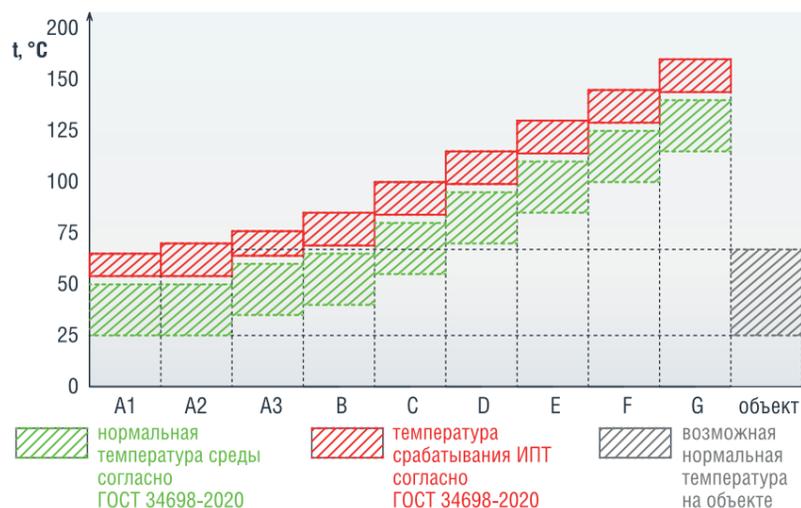
- по максимальной температуре, которая может возникнуть в ходе технологического процесса либо вследствие аварийной ситуации;

- вследствие нагрева покрытия защищаемого помещения под воздействием солнечной радиации.

В связи с этим на стадии разработки проектных решений, как правило, возникают следующие трудности:

- у проектировщика попросту нет данных о возможной максимальной температуре в зоне размещения ИПТ (припотолочной зоне помещения), и получить их чаще всего

РИСУНОК 1. Температурные режимы различных классов ИПТ



РЕКЛАМА

РИСУНОК 2. Алгоритм включения режима «повышенной помехозащищенности»



$t_{норм1}$ ,  $t_{норм2}$  – условно нормальная температура среды соответственно до возникновения помехи и после возникновения помехи;  $t_{пожар1}$ ,  $t_{пожар2}$  – температура срабатывания пожарного извещателя соответственно до возникновения помехи и после возникновения помехи; АПЗ – система автоматической противопожарной защиты; САУ – системами автоматического управления; ПАЗ – система противоаварийной защиты; ИПТ – извещатель пожарной тепловой

не представляется возможным, как на эксплуатируемом, так и на проектируемом объекте;

- фактический нормальный температурный режим эксплуатации может быть шире, чем предусмотрено температурными классами ИПТ согласно ГОСТ 34698-2020, что наглядно можно представить на рис. 1.

На стадии эксплуатации смонтированной системы действуют также и требования ГОСТ 59638-2021, согласно п. 6.5.11 и п. 6.5.12 которого в качестве меры по снижению количества ложных срабатываний, помимо организационных, предписан пересмотр принятых в ходе проектирования технических решений с учетом имеющихся данных о выявленных в ходе эксплуатации системы ложных срабатываниях, в том числе – выбор пожарных извещателей другого класса, изменение алгоритма принятия решения о пожаре, вплоть до переоснащения объекта с применением оборудования и технических решений, обеспечивающих более высокий уровень защиты от ложных срабатываний.

Нормальный температурный режим, изображенный на рис. 1, который может сложиться на объекте, фактически включает в себя условия, характерные одновременно для пяти классов – А1–А3, В и С, однако, выполняя требования п. 6.2.3 СП 484, проектировщик будет вынужден ориентироваться на более высокий класс ИПТ, даже если повышение температуры до максимальной нормальной будет редким или кратковременным событием. Это приведет к тому, что для гораздо более длительного периода эксплуатации объекта будет существенно повышен порог

срабатывания ИПТ и увеличено время его достижения при пожаре.

Для решения данного комплекса проблем предлагается использование режима «повышенной помехозащищенности», реализованного в адресной системе противопожарной защиты «Диалог Pro», основанной на применении программируемых логических контроллеров. Суть его заключается в осуществлении информационного взаимодействия с системами автоматического управления (далее – САУ) и противоаварийной защиты (далее – ПАЗ). Схематично механизм работы режима «повышенной помехозащищенности» для рассматриваемого сценария представлен на рис. 2.

В том случае, когда аварийная ситуация может быть идентифицирована контрольно-измерительными приборами или датчиками САУ и/или ПАЗ, указанные системы передают сигнал об этом на базовую станцию «Диалог Pro», которая, в свою очередь, запускает соответствующий алгоритм срабатывания для выбранных на стадии проектирования и/или пусконаладочных работ пожарных извещателей. Это приводит не к нарушению требований норм, а к их выполнению, поскольку фактически на период существования на объекте аварийного температурного режима, не являющегося пожаром, ИПТ переводится в тот класс, которому данный температурный режим соответствует. После устранения аварийной ситуации и возврата технологического процесса в нормальный режим САУ и/или ПАЗ отправляет соответствующий сигнал на базовую станцию «Диалог Pro» и происходит переключение системы автоматической противопожарной защиты (далее – АПЗ) в прежний режим.

Анализ современных требований нормативных документов к устройству и эксплуатации систем АПЗ позволяет сделать вывод о пристальном внимании законодателя к вопросам обеспечения надежности и помехозащищенности систем. Принимая во внимание тот факт, что для объектов нефтегазовой отрасли процесс разработки проектных решений и модернизации систем АПЗ носит плановый характер, очевидно, что повторное проектирование (тем более переоснащение объекта) для снижения количества ложных срабатываний при эксплуатации смонтированных установок, как этого требует ГОСТ 59638-2021, будет весьма затруднительно. Поэтому, руководствуясь п. 6.5.13 ГОСТ 59638-2021, считаем целесообразным еще на стадии проекта предусматривать систему АПЗ, имеющую в своем арсенале широкий диапазон настроек и решений, которые могут быть эффективно использованы как при проектировании, так и в процессе эксплуатации. На сегодняшний день адресная система противопожарной защиты «Диалог Pro» успешно реализует данный подход не только на уровне системных решений, но и в части совершенствования пожарных извещателей и иных функциональных модулей автоматической противопожарной защиты. ●

KEYWORDS: fire protection, warning system, automation of production processes, regulations, industrial safety.



АО «Эридан»  
623704, Россия, Свердловская область,  
г. Березовский, ул. Транспортников, стр. 43  
Тел.: +7 (343) 351-05-07  
eridan.ru



# СЛАНЦЕВЫЕ ФОРМАЦИИ: нефтехимические исследования

**Пуанова  
Светлана  
Александровна**

главный научный  
сотрудник  
Института проблем  
нефти и газа РАН,  
д.г.-м.н.

**Каюкова  
Галина  
Петровна**

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

ПРОВЕДЕН ОБЗОР И КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПОСВЯЩЕННЫХ ХАРАКТЕРНЫМ ОСОБЕННОСТЯМ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ. НА ПРИМЕРЕ ИЗУЧЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ИЗ КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТЫХ СЕМИЛУКСКО-МЕНДЫМСКИХ (ДОМАНИКОВЫХ) ОТЛОЖЕНИЙ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ И КАРБОНАТНЫХ (ДОМАНИКОИДНЫХ) ОТЛОЖЕНИЙ ДАНКОВО-ЛЕБЕДЯНСКОГО ГОРИЗОНТА ЗЕЛЕНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫЯВЛЕНЫ ИХ СУЩЕСТВЕННЫЕ РАЗЛИЧИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ПРОЦЕССАМИ ИХ ВТОРИЧНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ. СФОРМИРОВАНА СХЕМА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ РАЗРЕЗА СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ НА ПРИМЕРЕ БАЖЕНОВСКИХ И ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

*A REVIEW AND CRITICAL ANALYSIS OF PETROCHEMICAL STUDIES DEVOTED TO THE CHARACTERISTIC FEATURES OF SHALE PLAYS IS CARRIED OUT. USING THE EXAMPLE OF STUDYING ROCK SAMPLES FROM CARBONATE-SILICEOUS SEMILUK-MENDYUM (DOMANIK) DEPOSITS OF THE BEREZOVSKAYA AREA AND CARBONATE DOMANIK DEPOSITS OF THE DANKOV-LEBEDYAN HORIZON OF THE ZELENOGORSK AREA OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD, THEIR SIGNIFICANT DIFFERENCES ASSOCIATED WITH THE PROCESSES OF THEIR SECONDARY TRANSFORMATION ARE REVEALED. A SCHEME OF GEOCHEMICAL INDICATORS OF PRODUCTIVE INTERVALS OF THE SHALE DEPOSIT SECTION IS FORMED USING THE EXAMPLE OF BAZHENOV AND DOMANIK DEPOSITS*

Ключевые слова: нефтехимические исследования, сланцевые формации, доманик, баженовские отложения, плохо проницаемые породы, микроэлементы, углеводороды, Ромашкинское месторождение.

Научные и производственные направления в нефтегазовой отрасли на текущий момент связаны с увеличением геолого-разведочных работ, активизацией и эффективным соединением прикладных разработок и фундаментальных новаций, проведением исследований с учетом научных представлений о процессах формирования и перестроения месторождений углеводородов (УВ) осадочного чехла.

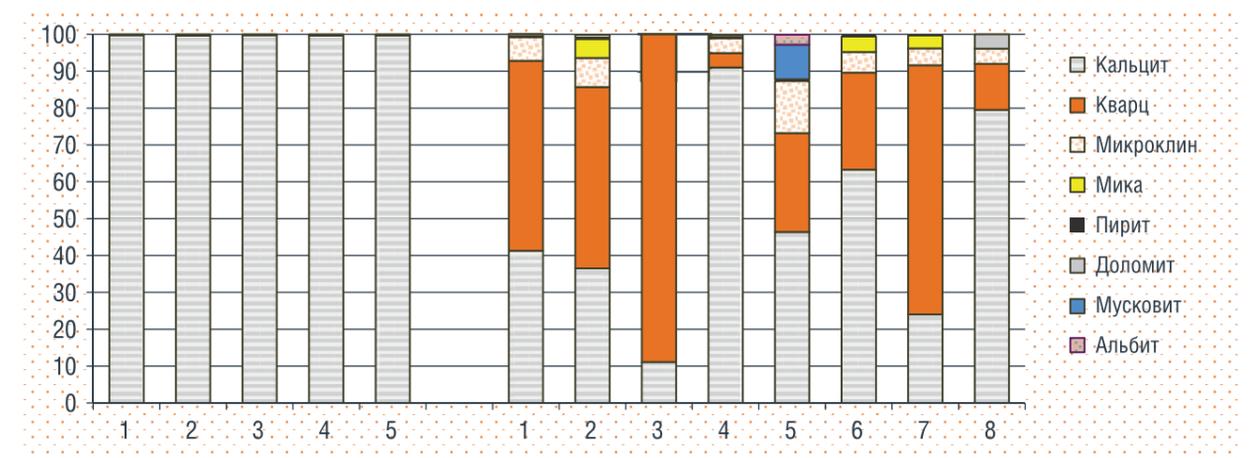
Особенно востребованы на современном этапе геохимические исследования сланцевых формаций, с их характеристикой и детализацией, направленные

на оценку генезиса, металлогенической специализации, на выявление перспективных интервалов разреза углеродсодержащих формаций [1, 2 и др.].

Повышенный интерес к высокоуглеродистым сланцевым и другим плотным породам, обогащенным органическим веществом (ОВ), связан с их запасами и перспективами добычи сланцевой нефти, доля которой в структуре мировой нефтедобычи заметно увеличивается. В силу своих огромных площадей и высокой насыщенности УВ сланцевые отложения обладают гигантскими запасами и являются мегарезервуарными скоплениями.

УДК 665.63

РИСУНОК 1. Диаграмма распределения минералов в породах Зеленогорской (образцы 1–5 в левой части графика) и Березовской (образцы 1–8) площадей Ромашкинского месторождения



Разработка сланцевых залежей, в первую очередь в США, за последние годы полностью переориентировала международный нефтяной рынок. Совершив сланцевую революцию в начале 2010-х годов, американские производители стали одними из ключевых поставщиков сырья в мире, нарастив с середины 2016 года на сегодня производство на 10%, до 9,3 миллиона баррелей в сутки, что недалеко от уровней Саудовской Аравии и России. Больших успехов удалось добиться с применением горизонтального или/и кустового бурения. Быстро нарастают объемы добычи сланцевых УВ. В отличие от прироста традиционных ресурсов (не компенсирующих в РФ объемы добычи), оценки ресурсов сланцевых УВ опережают рост добычи. Себестоимость их выше, чем традиционных УВ, но эта разница уменьшается. Ожидается, что добыча УВ к 2025 году в США превзойдет уровень добычи Российской Федерации и Саудовской Аравии. Важность и высокий экономический эффект, все плюсы и минусы этого вида бурения в нефтегазовых бассейнах (НГБ) всего мира отражены в обширной литературе.

Стоит подчеркнуть, что сланцевой называют нефть, получаемую из горючих сланцев (сланцы с содержанием  $C_{орг}$  от 20 до 80%, слабо преобразованные, аналоги черных сланцев – исходных нефтематеринских свит), которая по своим свойствам (плотности, вязкости) значительно отличается от традиционной легкой нефти. Одновременно с этим часто тем же самым термином обозначают нефть, содержащуюся в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах черных сланцев (сланцы с содержанием  $C_{орг}$  менее 20%, исходные нефтяные системы, нефтематеринские свиты, преобразованные, как правило, до стадии нефтяного окна). Чтобы разделить эти два вида нефти (оба добываются из сланцев) используются два термина: *shale oil* – для высоковязкой сланцевой смолы из горючих сланцев, требующей дополнительной обработки для превращения ее в нефть и *tight oil* – для нефти из плотных коллекторов черносланцевых пород, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами [3]. И очень важно то, что для извлечения *shale oil* и *tight oil* требуются разные подходы и технологии разведки и разработки.

## Характерные особенности доманиковых отложений Волго-Урала

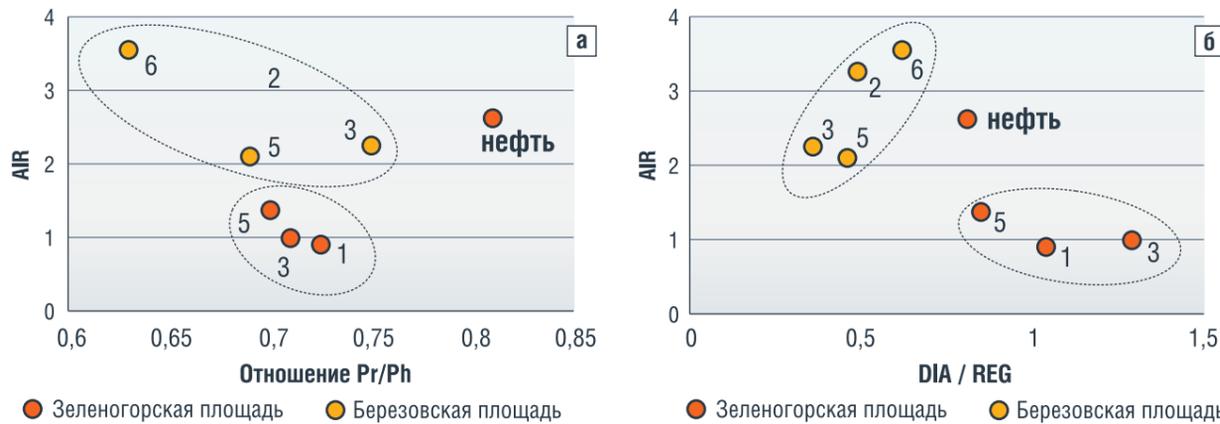
На территории Волго-Уральского НГБ перспективы поисков УВ скоплений связаны с нефтью, содержащейся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (*tight oil*). Доманиковые отложения Урало-Поволжья охватывают весь разрез от среднефранского до верхнетурнейского подъяруса верхнедевонской части осадочного разреза и характеризуются способностью генерировать жидкие и газообразные углеводороды и аккумулировать их в виде залежей нетрадиционного типа. Коллекторы характеризуются низкой пористостью и низкой проницаемостью.

В работе [4] представлены результаты сравнительных исследований образцов пород из интервалов глубин: 1705–1728 м семилукско-бурегских карбонатно-кремнистых (доманиковых) отложений Березовской площади и 1379,0–1394 м карбонатных (доманикоидных) отложений данково-лебединского горизонта Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения. Показано, что породы с разным минеральным составом, отличаются содержанием и составом ОВ, в том числе керогена, и его устойчивостью к термическим воздействиям.

Содержание ОВ в карбонатных породах из данково-лебединских отложений Зеленогорской площади весьма низкое и варьирует от 0,15 до 0,89%. Образцы пород достаточно однородны по своему минеральному составу и состоят на 99,64–99,75% из кальцита, остальная часть (0,24–0,36%) приходится на кварц (рис. 1). После экстракции пород содержание в них органики снижалось до весьма низких значений.

Исследованные образцы пород из доманиковых нефтематеринских отложений Березовской площади, в отличие от карбонатных образцов с Зеленогорской площади, неоднородны по своему литолого-фациальному составу и представляют собой либо переслаивающиеся прослои перекристаллизованного известняка темно-серого цвета с глинистыми включениями, либо мергеля серого или темно-серого цвета, глинистого, переходящего в известняк. Так, например, образец породы 3 из интервала глубин 1712,5–1718,5 м содержит 88,87% кварца и 11,13%

РИСУНОК 2. Зависимость значений арилизопреноидного индекса AIR от геохимического показателя Pr/Ph (а) и от показателя DIA / REG (б)



кальцита. В образце 5 из этого же интервала глубин количество кварца составляет 26,80%, а кальцита – 46,45%, присутствуют и примеси других минералов: микроклина (полевой шпат) – 14,13%, мусковита (калиевая слюда) – 9,40%, альбита (белый натриевой полевой шпат) – 2,71% и пирита (дисульфид железа) – 0,50%. Данные образцы пород отличаются высоким содержанием ОВ – 35,43 и 13,30% соответственно. Наименьшее содержание ОВ в образце 4 (1,97%), который представляет собой известняк перекристаллизованный, от серого до темно-серого цвета. Наблюдается тенденция снижения содержания ОВ в породах по мере увеличения в их составе карбонатов. Значительная часть ОВ (от 1,47 до 25,43%) в данных образцах пород приходится на кероген и высокомолекулярные смолисто-асфальтеновые битуминозные компоненты, которые полностью не извлекаются при экстракции [4].

Изученные породы отличаются не только выходами экстрактов, но и групповым составом. Выход экстрактов из доманиковых пород Березовской площади изменяется от 0,25 до 4,66%. Групповой состав экстрактов образцов пород Березовской площади характеризуется большим разнообразием состава. Содержание насыщенных изменяется от 16,32 до 49,67%, содержание асфальтенов от 10,47 до 50,53%.

Заметные отличия наблюдаются в структуре и свойствах асфальтенов, выделенных из экстрактов

пород Зеленогорской и Березовской площадей. В асфальтенах из карбонатных доманикоидных пород Зеленогорской площади, по сравнению с асфальтенами из доманиковых отложений Березовской площади, ниже содержание ванадилпорфириновых комплексов, по сравнению с концентрацией свободных радикалов. Это находит свое отражение в более высоких значениях геохимического показателя  $R^*/V^{4+}$ , характеризующего геохимическую среду образования нефтяных УВ.

В ряде исследований отмечаются различия в относительном содержании арилизопреноидов (по  $m/z$  133) [5, 6] в образцах пород с разных площадей. Это находит свое отражение в изменении значений арилизопреноидного индекса AIR, который представляет собой отношение суммы арилизопреноидов состава  $C_{13}-C_{17}$  к их высокомолекулярным гомологам состава  $C_{18}-C_{22}$ . Согласно авторам исследования, арилизопреноидный индекс характеризует изменение стабильности зоны сероводородного заражения при осадконакоплении ОВ. На основании значений данного маркера аноксии сделан вывод о том, что в пределах Южно-Татарского свода Волго-Уральского НГБ ОВ отлагалось в условиях наличия постоянной аноксии в фотическом слое бассейна седиментации при достаточно большой мощности сероводородного заражения. Отличительной особенностью экстрактов из карбонатной породы Зеленогорской площади,

РИСУНОК 3. Зависимости значений показателя  $R^*/V^{4+}$  для асфальтенов Зеленогорской и Березовской площадей от концентрации  $R^*$  (а) и от показателя V/Ni (б)

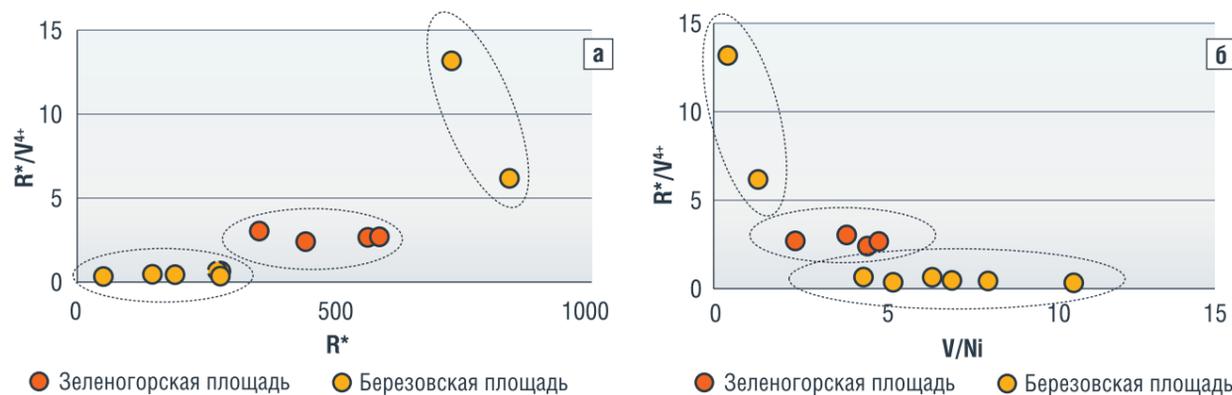
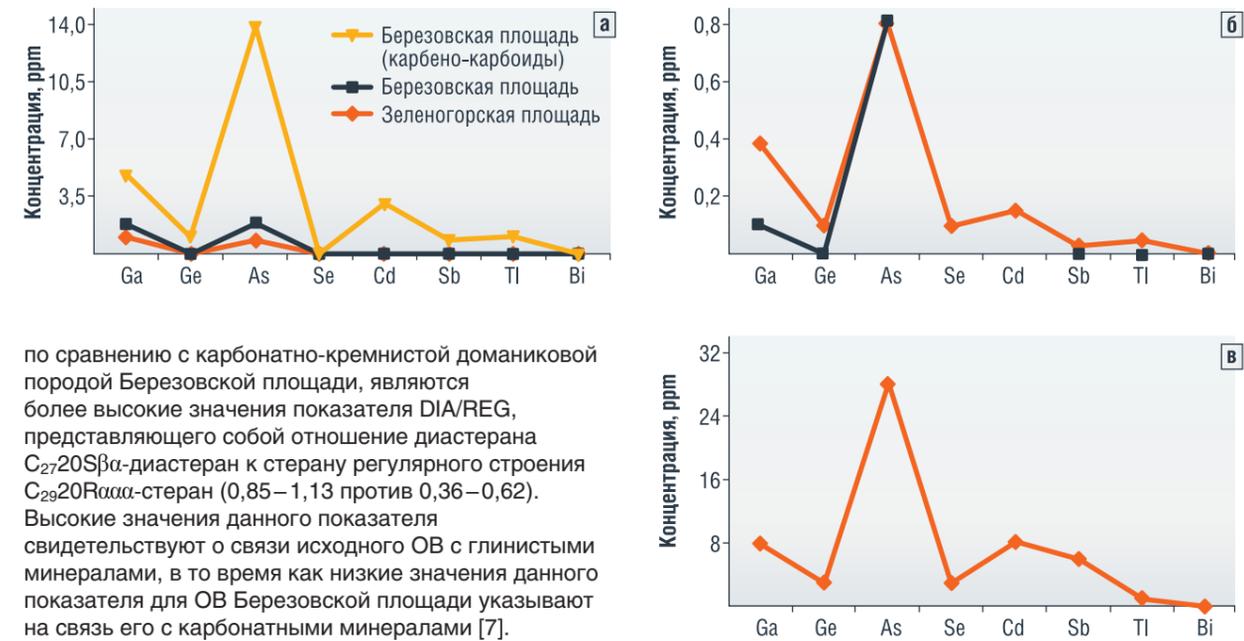


РИСУНОК 4. Диаграммы распределения высоколетучих халькофильных МЭ: а – в породах; б – в нефтяных экстрактах; в – в асфальтенах и карбено-карбоидах



по сравнению с карбонатно-кремнистой доманиковой породой Березовской площади, являются более высокие значения показателя DIA/REG, представляющего собой отношение диастерана  $C_{27}20S\beta\alpha$ -диастеран к стерану регулярного строения  $C_{29}20R\alpha\alpha\alpha$ -стеран (0,85 – 1,13 против 0,36 – 0,62). Высокие значения данного показателя свидетельствуют о связи исходного ОВ с глинистыми минералами, в то время как низкие значения данного показателя для ОВ Березовской площади указывают на связь его с карбонатными минералами [7].

На рис. 2 приведены зависимости между значениями арилизопреноидного индекса AIR от геохимического показателя Pr/Ph (а) и от показателя DIA / REG (б), показывающие разделение исследуемых образцов пород, отличающихся литологическим составом, на две группы, что связано с различными геохимическими условиями преобразования ОВ в бассейне седиментации.

Представленные на рис. 3 зависимости между  $R^*/V^{4+}$  и  $R^*$ , а также между показателями  $R^*/V^{4+}$  и V/Ni показывают, что асфальтены из пород доманиковых и доманикоидных отложений Ромашкинского месторождения, отличающихся минеральным составом, содержанием и составом ОВ, подразделяются условно на три группы, причем на две группы разделяются асфальтены Березовской площади. Это свидетельствует о разных условиях образования нефтяных УВ как в доманикитах и доманикоидах, так и в пределах одного доманикового комплекса отложений.

Можно полагать, что аномально высокие значения показателя  $R^*/V^{4+}$  для отдельных образцов асфальтенов из пород Березовской площади, связаны как с адсорбцией ванадия на породе в процессе миграции нефти, так и с каталитическим влиянием пород, приводящим к увеличению концентрации свободных радикалов в структуре асфальтенов [8]. Понижение содержания свободных стабильных радикалов также может быть связано с миграцией нефтей, в процессе которой происходит адсорбция на породах парамагнитных центров, и их концентрация в направлении движения нефти уменьшается.

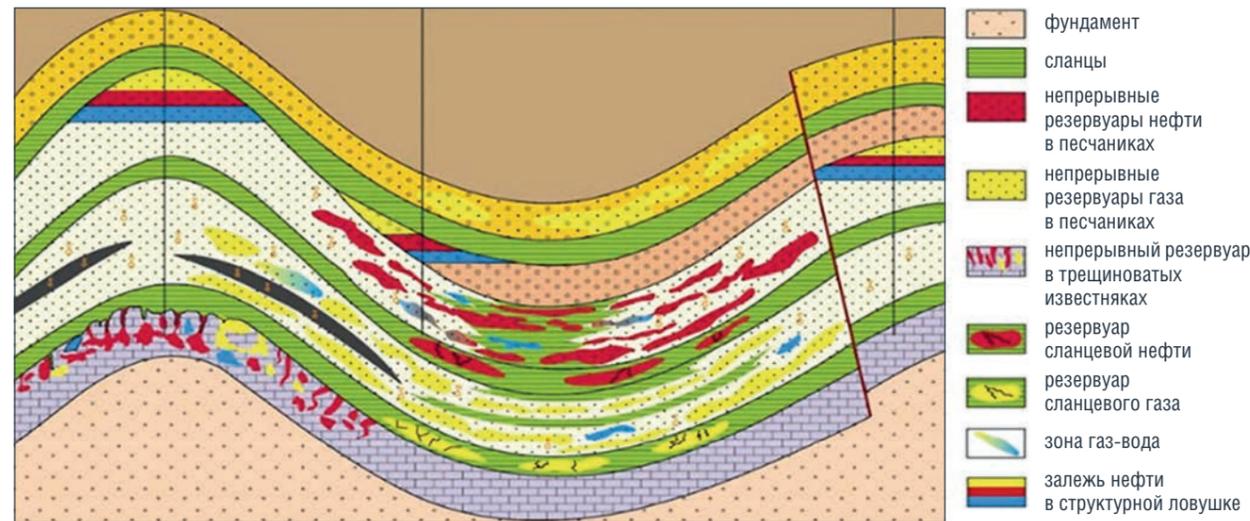
В вышерассмотренных образцах пород из доманиковых отложений разных литологических типов определен их микроэлементный (МЭ) состав [9]. Выявлены отличительные особенности состава и распределения биогенных, редкоземельных элементов (РЗЭ) и радиоактивных МЭ в составе исходных пород, экстрактов из пород и выделенных

из них асфальтенов. Доманиковая карбонатно-кремнистая порода Березовской площади, в отличие от карбонатной породы Зеленогорской площади, характеризуется большим разнообразием и высокими концентрациями всех групп МЭ. Среди них наибольшие концентрации приходятся на V, Ti, Fe, Zn, Ni, Cu, Cr, Ba, Mo и Mn. В карбонатной породе из доманикоидных отложений Зеленогорской площади концентрация этих МЭ значительно ниже, как и концентрации РЗЭ и радиоактивных элементов, практически также отсутствует группа высоколетучих халькофильных МЭ: Ge, Ga, As, Se, Cd, Sb, Te, Re, Hg, Tl, Bi. В обоих типах пород зафиксировано присутствие Sr. В экстрактах и асфальтенах максимальные концентрации приходятся на V, Ni, Fe и Zn. Наибольшей концентрацией V, Ni и Zn отличаются карбены и карбоиды Березовской площади.

В карбонатной породе из доманикоидных отложений Зеленогорской площади наибольшая концентрация биогенных МЭ приходится не на породу, а на асфальтены. Это дает основание полагать, что УВ флюиды в карбонатной породе Зеленогорской площади находятся во вторичном залегании. Обращает на себя внимание более высокая концентрация в асфальтенах Зеленогорской площади РЗЭ ( $\Sigma 0,77$  против 0,27 ppm) и радиоактивных МЭ (24,04 против 3,67), по сравнению с Березовской площадью. Это может указывать на связь асфальтенов карбонатной доманикоидной породы как с глубинными источниками, так и с высокоуглеродистыми доманиковыми толщами, обогащенными МЭ.

В этом плане представляет особый интерес группа высоколетучих халькофильных МЭ: Ge, Ga, As, Se, Cd, Sb, Te, Re, Hg, Tl, Bi, наличие которых в породах указывает на окислительно-восстановительные условия формирования осадочных отложений и на возможный привнос их глубинными гидротермальными флюидами [10].

РИСУНОК 5. Модель распределения непрерывных резервуаров (continuous reservoir) разных типов [14]



Данная группа высоколетучих халькофильных МЭ в заметных концентрациях присутствует в доманиковой породе Березовской площади, в то время как в карбонатной породе Зеленогорской площади практически отсутствует (рис. 4).

Наблюдаемые особенности высоколетучих халькофильных МЭ подтверждают тот факт, что исследуемые площади находятся в разных тектонически активных зонах, отличающихся интенсивностью поступления глубинных флюидов. Наиболее активно эти процессы протекали в районе Березовской площади, которая расположена вблизи крупного Алтунино-Шунакского разлома [11], разделяющего два крупнейших месторождения: Ромашкинское и Ново-Елховское. Подтверждением этого является высокое содержание Fe в породе Березовской площади, поскольку гидроксиды железа, в свою очередь, способствуют адсорбции Co, Ni, Cu и Zn и обогащению данными МЭ сланцев.

Существуют различные точки зрения в вопросе источника генерации огромных объемов УВ на территории Ромашкинское месторождения. Некоторые исследователи не отрицают возможности поступления УВ в доманиковые толщи из глубинных источников [12, 13 и др.] и МЭ состав пород указывает на наличие этих процессов. Присутствие халькофильных МЭ в породе указывает и на восстановительные условия формирования отложений. Так, образцы породы Березовской площади отличаются от Зеленогорской площади относительно высокой концентрацией редкоземельных элементов: Ce и Eu. Соотношение концентраций Ce/Eu для породы Зеленогорской составляет 57,84, а для Березовской площади – 24,94, то есть более чем в два раза меньше за счет высокого содержания Eu в породах. Поскольку Eu может существовать лишь в восстановительных условиях, а Ce обнаруживается в окислительных условиях [24], то значения указанных отношений свидетельствуют о преимущественно восстановительных условиях формирования высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород доманиковых отложений Березовской площади.

Таким образом, состав МЭ указывает на различные условия преобразования ОВ и накопление МЭ в породах доманиковых отложений разных литолого-фациальных типов в результате разной интенсивности развития тектонических процессов и поступления глубинных гидротермальных флюидов в осадочную толщу на исследуемой территории Ромашкинское месторождения.

### Прогноз объектов нефтескоплений в сланцевых формациях геохимическими методами

В силу своих огромных площадей и высокой насыщенности ОВ сланцевые отложения обладают гигантскими запасами, являясь мегарезервуарами. Продуктивные прослои в сланцевой нефтематеринской толще носят название протяженных непрерывных резервуаров (continuous reservoirs), или тонких ловушек несогласного залегания (unconformity subtle traps). Они представляют собой отложения большой протяженности, но малой мощности, в которых продуктивность резервуара-залежи не контролируется традиционными структурными или литолого-стратиграфическими ограничениями. Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими (source-rock petroleum system), в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях, и резервуарами становятся исходные породы. Площадь непрерывного резервуара, такого как сланцевый резервуар, может быть такой же большой, как и площадь осадочного бассейна, в котором отлагались сланцы [14] (рис. 5). Подобного типа ловушки с большими запасами УВ распространены во многих регионах в отложениях сланцевых формаций и детально описаны нами ранее.

Проблема выявления зон расположения и прогноза продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ с их непрерывными резервуарами до настоящего времени остается спорной, ввиду того что нефтесборные интервалы разреза сланцевых формаций не имеют четких границ.

ТАБЛИЦА 1. Вероятностная схема геохимических показателей (усредненные показатели) выявления продуктивных интервалов разреза сланцевых отложений на примере баженовских и доманиковых отложений

Геохимические показатели битумоидов (экстракты из пород)	Виды аналитических исследований	Продуктивные интервалы сланцевых отложений	Непродуктивные интервалы сланцевых отложений
$\beta$ – коэффициент битуминозности: $\beta = C/C_{орг}$ , где C – содержание битумоида	Битуминологический анализ	Высокие величины $\beta$ $\beta$ до 30%	Низкие величины $\beta$ $\beta = 7-8\%$
$C_{орг}$ и ТОС	Пиролиз Rock-Eval	Обедненные $C_{орг}$ , но контактирующие с высокообогащенными $C_{орг}$ (ТОС) пачками пород	Высокообогащенные ОВ (> 10% современного содержания ТОС)
Коэффициент метаморфизма $ki = (П + Ф)/(Н-C_{17} + Н-C_{18})$	Хроматографический анализ УВ состава	0,1–0,3	0,8
Концентрация МЭ в битумоидах, ассоциированных с тяжелыми асфальто-смолистыми компонентами (V, Ni, Co, Mo), ассоциированных с легкими, масляными УВ компонентами (Cu, Fe, As, Pb) Концентрационный ряд Концентрация МПК на битумоид – доманик, баженовская свита	Микроэлементный анализ	Низкая концентрация V, Ni, Co, Mo (например г/т V = 120; Ni = 0,6) Высокая концентрация Cu, Fe, As, Pb (например Cu = 9,5 г/т) Ni > Zn > Fe > V > Pb > Cu > Co < 0,01% низкая концентрация или отсутст. отсутствуют	Высокая концентрация V, Ni, Co, Mo (например г/т V = 1040; Ni = 3,6) Низкая концентрация Cu, Fe, As, Pb (например Cu = 1,7 г/т) V > Ni > Fe > Zn > Co > Pb > Cu 0,1–1% (высокая) 2–3%
Ароматические каротиноиды ОВ $Kac1 = [\sum C_{10}/(\sum C_{10} + C_{I} + C_{II} (II))]$ $Kac2 = PAR/(PAR + ISR) = 2\sum C_{V}/(2\sum C_{V} + \sum C_{\Delta})$ , где $2\sum C_{V}$ C15-C22)	Биомаркерный анализ	0,7–1 0,41–0,44	> 1,0 0,45
Влияние катагенетической зрелости керогена на емкостные свойства пород	Пиролиз, сканирующая электронная микроскопия; люминесцентная микроскопия	Наличие прочных кремнистых или карбонатных разностей в составе минерального каркаса, препятствующих закрытию пор под влиянием горного давления, минералов, стимулирующих преобразование керогена; высокая катагенетическая зрелость	Низкие величины кремнисто-карбонатных разностей, низкая катагенетическая зрелость

По образному выражению (А.Э. Конторович и др., 2014) – карбонатно-глинисто-кероген-кремнистые породы баженовской свиты – уникальное скопление углеводородистого ОВ (керогена) и нефти, а также серы, урана, ванадиевых порфиринов – наследников былого хлорофилла. Результаты большого цикла геохимических исследований в плане диагностики проницаемых нефтенакапливающих пластов в баженовской свите на территории Западно-Сибирского НГБ отражены в ряде публикаций, в которых придается главенствующее значение процессам катагенетических преобразований ОВ отложений.

В настоящее время разрабатываются геохимические показатели продуктивных интервалов разреза и масштабы скоплений сланцевых формаций, используемые при вычленении наиболее оптимальных условий добычи нефтяных УВ, т.е. для прогноза и

оконтуривания нефтепродуктивных нефтесборных участков (экономически и экологически выгодных). Это – характер окислительно-восстановительных процессов, степень катагенеза исходного ОВ, гидротермальные воздействия, увеличивающие пористость, дифференциация УВ и МЭ составов мигрирующих флюидов и др. В продуктивных интервалах разреза скапливается параавтохтонная органика, т.е. эпигенетичный подвижный миграционный битумоид, а в непродуктивных – остаточная автохтонная органика, т.е. сингенетичный битумоид.

В таблице 1 показаны сгруппированные авторами на основе литературных источников и собственных исследований по МЭ составу сланцевых УВ геохимические показатели продуктивных интервалов разреза сланцевых формаций в сравнении с непродуктивными [15–20].

Зависимость между нефтенасыщенностью пород сланцевых формаций и геохимическими показателями дает возможность прогнозировать интервалы нефтескоплений внутри общей исходно нефтематеринской толщи. А по некоторым показателям по данным ГИС даже при отсутствии керна.

Мегарезервуары сланцевых формаций, охватывающих практически полный объем распространения отложений, формируются при определенных тектонических и палеофациальных обстановках морского мелководного или глубоководного бассейна некомпенсированного прогибания с ураганным накоплением ОВ и последующей катагенетической преобразованностью его до стадии нефтяного или газонефтяного окна при влиянии вулканических и гидротермальных процессов.

## Заключение

Проведен обзор и критический анализ нефтехимических и геохимических исследований, посвященных характерным особенностям сланцевых формаций. Сравнительные исследования состава образцов пород из доманиковых отложений разных литолого-фациальных типов: из семилукско-мендымских (доманиковых) отложений Березовской площади и карбонатных доманикоидных отложений данково-лебедянского горизонта Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения свидетельствуют об их существенном различии. Высказано предположение, что исследованные флюиды из доманиковых и доманикоидных формаций территории Татарстана генетически едины, а их различия связаны с наложившимися вторичными процессами в связи с разными условиями преобразования исходного ОВ в фотической зоне седиментации, с влиянием миграционных и катагенных процессов, а также вулканических и гидротермальных проявлений при дальнейшей истории формирования скоплений.

С использование накопленного опыта исследователей нефтехимического профиля по констатации связи между нефтенасыщенностью пород и геохимическими показателями дана схема геохимических показателей продуктивных интервалов разреза на примере баженовских и доманиковых отложений с указанием их предельных значений и аналитических методов. Впервые выявлены и рекомендованы для оценки прогнозных показателей данные о МЭ составе нафтидов, которые наравне с изменениями их УВ состава являются маркерами прогноза продуктивности резервуаров исследуемых формаций. Необходимым условием применения определенных УВ и МЭ показателей являются, на наш взгляд, равные условия сравнения, а именно близость катагенетического преобразования и учет окислительно-восстановительного потенциала сланцевых отложений.

Комплексный подход, интегрирование геохимических, геологических, геофизических, гидрогеологических и др. методов исследования способствует эффективности результатов по увеличению ресурсной базы нефтегазового комплекса страны. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла» 122022800253-3 и Института органической и физической химии им. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН.

## Литература

1. Пуланова С.А., Михайлова А.Н. Нефтехимические исследования при разработке сланцевых формаций: особенности микроэлементного состава и экологические риски // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 5. С. 70–80.
2. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Михайлова О.В., Подалов В.Б. Доманиковые продуктивные отложения Татарстана – аналог «сланцевых плев» США // Недропользование XXI век. 2016. № 3. С. 82–91.
3. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП. Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых. Новосибирск: ИЦНГУ, 2022. С. 212–215.
4. Kayukova, G.P., Mikhailova, A.N., Morozov, V.P., Musin, R.Z., Vandyukova, I.I., Sotnikov, O.S., Remeev, M.M. Comparative Study of Changes in the Composition of Organic Matter of Rocks from Different Sampling-Depth Intervals of Domanik and Domankoid Deposits of the Romashkino Oilfield // Petroleum Chemistry. 2019. Vol. 59. Issue 1. P. 1124–1137.
5. Kayukova, G.P., Mikhailova, A.M., Feoktistov, D.A., Morozov, V. P., Vakhin, A. V. Conversion of the Organic Matter of Domanic Shale and Permian Bituminous Rocks in Hydrothermal Catalytic Processes. Energy Fuels. 2017. 31, 7789–7799.
6. Каюкова Г.П., Хасанова Н.М., Габдрахманов Д.Т., Михайлова А.Н., Назимов Н.А., Сотников О.С., Евдокимов А.М. // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 4 (19). 17 с. <http://oilgasjournal.ru>
7. Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Косачев И. П., В. П. Морозов В.П., А. В. Вахин А.В. Гидротермальные превращения органического вещества высокоуглеродистой доманиковой породы при разных температурах в углекислотной среде // Нефтехимия, 2020, Т. 60, № 3, стр. 307–320.
8. Каюкова Г.П., Фосс Л.Е., Феоктистов Д.А., Вахин А.В., Петрухина Н.Н., Романов Г.В. // Нефтехимия. Т. 57. 2017. № 4. С. 394 [Petrol. Chemistry. 2017. V. 57. № 8. P. 657].
9. Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Gareev B.I., Nasyrova Z.R., and Vakhin A.V. Composition and Distribution of Microelements in Rocks, Extracts, and Asphaltenes from Domanik Deposits of Various Lithology-Facial Types of Romashkino Oilfield // Petroleum Chemistry. 2021. № 6. С. DOI: 10.1134/S0965544121060086.
10. Михайлова А.Н., Каюкова Г.П., Вахин А.В., Гареев Б.И. Микроэлементный состав нефтяных экстрактов и асфальтенов из пород высокоуглеродистых доманиковых отложений Татарстана // Нефтехимия. 2022. Т. 62. № 2. С. 216–230.
11. Шарипова Н.С., Смелков В.М., Каюкова Г.П., Миннегалиева А.М., Дахнова М.В., Жеглова Т.Н. Особенности генерации и аккумуляции углеводородов в зонах разломов (на примере Алтунино-Шунакского прогиба) // Георесурсы. 2006. № 1. Вып. 18. С. 9–12.
12. Пуланова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 3. С. 14–24.
13. Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения // Георесурсы. 2013. № 1. С. 33–35.
14. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu, et al. Global importance of "continuous" petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation // Petrol. Explor. Develop. 2009. Vol. 36. Issue 6. P. 669–682.
15. Остроухов С.Б., Пронин Н.В., Плотникова И.Н., Хайрtdинов Р.К. Новый метод «геохимического каротажа» для изучения доманиковых отложений // Георесурсы. 2020 22(3). С. 28–37.
16. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 79–88.
17. Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П. Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннем катагенном этапе // Химия твердого топлива. 2014. № 2. С. 19–24.
18. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. 2019. № 2. Вып. 21. С. 159–171.
19. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 112–124.
20. Пуланова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4>.

KEYWORDS: petrochemical research, shale formations, domanic, Bazhenov deposits, poorly permeable rocks, trace elements, hydrocarbons, Romashkinskoye field.

# О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

## Венгрия будет строить «Южный поток» вопреки возражениям ЕС

6 ноября 2014 г. премьер В. Орбан рассказал, что Венгрия все же построит свою часть МГП «Южный поток» даже без согласия ЕС. Страна возьмет пример с Германии, которая уже построила газопровод «Северный поток» и с его помощью способна обойти Украину как потенциальный источник опасности.



## • Комментарий Neftegaz.RU

1 декабря 2014 года президент России заявил, что Россия не может продолжать реализацию «Южного потока» из-за неконструктивной позиции Евросоюза, а также объявил о подписании меморандума о строительстве газопровода такой же мощности в Турцию и расширении газопровода «Голубой поток». Последующие идеи реализации проекта не получили развития. В сентябре 2021 года правительство Венгрии и «Газпром» подписали контракты на поставки 4,5 млрд м<sup>3</sup> газа в год в течение 15 лет, из которых 3,5 млрд м<sup>3</sup> газа в год приходится на маршрут через Сербию (по МГП «Турецкий поток») и 1 миллиард – через Австрию. Первые объемы газа через газопровод «Балканский поток», принимающий газ из «Турецкого потока», пошли в Венгрию через Сербию уже через месяц.



## Венесуэла собирается увеличить поставки нефти в Китай и Индию

В ноябре 2014 г. министр нефтяной промышленности Венесуэлы А. Чавес заявил, что страна должна развивать рынки именно в азиатском направлении, так как наибольший рост экономики наблюдается в Китае и Индии. Пока основным импортером венесуэльской нефти являются США. В Китай Венесуэла поставляет 500 тыс. барр. нефти в день.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В 2019 году США ввели против Венесуэлы санкции в нефтегазовой отрасли, а весной 2022 г. инициировали переговоры, в результате которых санкции были смягчены. Причиной послужила необходимость доступа к высокосернистой нефти для американских НПЗ в условиях прекращения ее поставок из России. Что касается поставок в Азию, китайские НПЗ в течение многих лет покупали венесуэльскую нефть (как впоследствии российскую и иранскую) с большими скидками, но с тех пор, как в середине октября 2023 г. США на полгода сняли санкции, импорт в Китай венесуэльской нефти, которая предлагалась со скидкой от 9 до 19 долл. за барр., снизился.

## ЛУКОЙЛ не видит альтернативы зарубежному оборудованию для разработки ТРИЗ

14 ноября 2014 г. ЛУКОЙЛ обнародовал отчет, в котором говорилось, что в связи введенными против РФ санкциями возникают серьезные риски ограничений при

добыче ТРИЗ с использованием технологии МГРП. Применяемое на сегодняшний день оборудование МГРП на проектах компании не имеет аналогов, производимых предприятиями РФ или Китая.

## • Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня, когда из России ушли крупнейшие нефтесервисные компании, разработка ТРИЗ оказалась под вопросом настолько, что эксперты начинают оспаривать рациональность добычи на таких месторождениях. В 2015 г. консорциум специалистов ведущих вузов провел работу по построению цифровых моделей баженовской свиты, оценке запасов, после чего началась работа на испытательном полигоне. В 2021 г. правительство утвердило проект по извлечению ТРИЗ, был создан центр исследования керн в ХМАО, ведется стимулирование работ по созданию отечественного флота ГРП. Сегодня российскими компаниями разрабатывается оборудование на основе технологии прогрева нефтеносных пластов,



создана технология воздействия плазменного импульса для создания микротрещин и др. Российские компании не первый год работают над решением вопроса, но импортозависимость все еще слишком высока и по ряду направлений достигает 70%. ●

# ТЯЖЕЛАЯ И ВЯЗКАЯ НЕФТЬ различных секторов Арктики

В СТАТЬЕ ОБОБЩЕНА ИНФОРМАЦИЯ О ГЕОГРАФИИ, РЕСУРСАХ И СВОЙСТВАХ ТЯЖЕЛОЙ И ВЯЗКОЙ НЕФТИ, КАК ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ РАЗНОВИДНОСТЕЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ, В РАЗЛИЧНЫХ АРКТИЧЕСКИХ СЕКТОРАХ – РОССИЙСКОМ, СКАНДИНАВСКОМ И СЕВЕРОАМЕРИКАНСКОМ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ОЦЕНКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ АРКТИКИ, СРЕДИ КОТОРЫХ РОССИЙСКИЕ ЗАНИМАЮТ ЛИДИРУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ. ДЛЯ РОССИИ АРКТИКА СТАЛА ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ДВИЖУЩИХ СИЛ РОСТА НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ. НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ИНФОРМАЦИИ ИЗ БАЗЫ ДАННЫХ ИНСТИТУТА ХИМИИ НЕФТИ СО РАН КОНСОЛИДИРОВАНА ИНФОРМАЦИЯ О СВОЙСТВАХ ТЯЖЕЛОЙ И ВЯЗКОЙ НЕФТИ В АРКТИКЕ, В ЧАСТНОСТИ В ЕВРОПЕЙСКОЙ И СИБИРСКОЙ ЧАСТЯХ МАКРОРЕГИОНА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ТЯЖЕЛАЯ И ВЯЗКАЯ НЕФТЬ СИБИРСКОЙ ЧАСТИ АРКТИКИ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ БОЛЕЕ НИЗКИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ВЯЗКОСТИ, МАЛЫМИ КОНЦЕНТРАЦИЯМИ АСФАЛЬТЕНОВ, СЕРЫ И МЕТАЛЛОВ ПО СРАВНЕНИЮ С АНАЛОГИЧНОЙ ЕВРОПЕЙСКОЙ АРКТИЧЕСКОЙ НЕФТЬЮ. ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ НАХОДИТСЯ В ДИАПАЗОНЕ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР. УСТАНОВЛЕННЫЕ ОТЛИЧИЯ ОПРЕДЕЛЯЮТ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ТЯЖЕЛОЙ И ВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КРИТИЧЕСКИ НИЗКИХ АРКТИЧЕСКИХ ТЕМПЕРАТУР. СТАТЬЯ МОЖЕТ БЫТЬ АКТУАЛЬНА ДЛЯ ШИРОКОГО КРУГА СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

УДК 553.982

*THE ARTICLE SUMMARIZES INFORMATION ON THE GEOGRAPHY, RESOURCES AND PROPERTIES OF HEAVY AND VISCOUS OIL AS ONE OF THE MOST IMPORTANT REPRESENTATIVES OF HARD-TO-RECOVER OIL IN VARIOUS ARCTIC SECTORS: RUSSIAN, SCANDINAVIAN AND NORTH AMERICAN. VARIOUS ESTIMATES OF HYDROCARBON RESERVES IN THE ARCTIC AMONG WHICH RUSSIAN ONES OCCUPY A LEADING POSITION ARE PRESENTED. THE ARCTIC HAS BECOME ONE OF THE MAIN DRIVING FORCES FOR THE GROWTH OF THE OIL AND GAS COMPLEX IN THE COMING DECADES FOR RUSSIA. BASED ON THE ANALYSIS OF INFORMATION FROM THE DATABASE OF THE INSTITUTE OF PETROLEUM CHEMISTRY OF THE SIBERIAN BRANCH OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES, INFORMATION ON THE PROPERTIES OF HEAVY AND VISCOUS OIL IN THE ARCTIC, IN PARTICULAR, IN THE EUROPEAN AND SIBERIAN PARTS OF THE MACROREGION ON THE TERRITORY OF RUSSIA, IS CONSOLIDATED. IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT HEAVY AND VISCOUS OILS OF THE SIBERIAN PART OF THE ARCTIC ARE CHARACTERIZED BY LOWER VISCOSITY VALUES, LOW CONCENTRATIONS OF ASPHALTENES, SULFUR AND METALS COMPARED TO SIMILAR EUROPEAN ARCTIC OILS. THE POUR POINT IS IN THE RANGE OF NEGATIVE TEMPERATURES. THE ESTABLISHED DIFFERENCES DETERMINE THE FEATURES OF THE DEVELOPMENT, PRODUCTION AND TRANSPORTATION OF HEAVY AND VISCOUS OIL IN CONDITIONS OF CRITICALLY LOW ARCTIC TEMPERATURES. THE ARTICLE MAY BE RELEVANT FOR A WIDE RANGE OF SPECIALISTS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY*

**Ключевые слова:** тяжелая и вязкая нефть Арктики, физико-химические свойства нефти, нефтегазоносные бассейны, месторождения, запасы, база данных.

**Яценко Ирина Германовна**  
заведующая лабораторией,  
Научно-исследовательский  
информационный центр  
с музеем,  
ФГБУН Институт химии  
нефти СО РАН

Арктика, как северная полярная область Земли, включает северные окраины Евразии и Северной Америки, остров Гренландия, моря Северного Ледовитого океана с островами, а также прилегающие части Атлантического и Тихого океанов.

Интерес, проявляемый сегодня как арктическими (Россия, США, Канада, Норвегия и Дания от имени Гренландии), так и неарктическими государствами

к освоению природных ресурсов Арктики, огромен [1–6]. В минерально-сырьевой базе Арктики углеводороды являются главной в ресурсно-экономическом отношении группой полезных ископаемых [7–15].

В литературе в последнее время часто публикуются данные об углеводородном потенциале Арктики, которые значительно различаются между собой [16–19].

Согласно оценкам Национального нефтяного совета США (National Petroleum Council), в Арктике находится более 25% мировых неразведанных ресурсов нефти и газа [18, 20, 21]. Запасы нефти и газа в этом регионе составляют 191 млрд баррелей нефтяного эквивалента (далее БОЕ), а ресурсы оцениваются в 525 млрд баррелей БОЕ, значительная часть углеводородов (УВ) Арктики

ТАБЛИЦА 1. Ресурсы углеводородов в Арктике и их распределение по арктическим странам, млрд баррелей нефтяного эквивалента

	Нефть, млрд баррелей	Газ, млрд баррелей	Газовый конденсат, млрд баррелей	Итого, млрд баррелей	В том числе на шельфе, млрд баррелей	Доли стран по запасам УВ в Арктике, %
США	34	60	7	101	55	19,2
Канада	15	19	2	36	29	6,8
Россия	36	251	29	316	235	60,1
Гренландия (Дания)	16	23	9	48	46	9,1
Норвегия	5	20		25	25	4,8
<b>Итого</b>	<b>106</b>	<b>373</b>	<b>47</b>	<b>526</b>	<b>390</b>	<b>100%</b>

Источник: National Petroleum Council, [7, 20, 21]

приходится на арктические зоны России и США. Как видно из таблицы 1, на шельфе арктических морей сосредоточено более 74% углеводородного потенциала Арктики.

По данным Министерства природных ресурсов и экологии (Россия), запасы Арктической зоны России (АЗР) составляют [18, 22]:

- нефти – 7,3 млрд т (52 млрд БОЕ);
- природного газа – около 55 трлн м<sup>3</sup> (354 млрд БОЕ);
- конденсата – 2,7 млрд т (19 млрд БОЕ).

В статьях [17, 19] авторами приведены следующие цифры (по состоянию на 01.01.2018 г.): ресурсы газа – 205 трлн м<sup>3</sup>, ресурсы нефти и конденсата – 42,9 млрд т. В работе [23] А. Новак заявил, что ресурсный потенциал Арктической зоны РФ, по данным Министерства энергетики на 18.02.2019 г., составляет более 35 млрд т нефти и 210 трлн м<sup>3</sup> газа.

По данным [4, 16], в таблице 2 приведена оценка перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий АЗР.

Как видно из приведенных материалов, оценки запасов разнятся, но ясно одно – роль ресурсов УВ Российской Арктики в общем балансе топливно-

энергетических ресурсов достаточно велика и в значительной степени обеспечивает будущее экономическое развитие нашей страны.

Актуальность работы определяется недостаточной изученностью арктических нефтедобывающих территорий и особенностей физико-химических свойств, проведение сравнительного анализа тяжелой и вязкой нефти различных секторов Арктического региона, что затрудняет оценку перспектив и определение направлений развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса.

Цель работы – изучение пространственного распределения тяжелой и вязкой нефти Арктики и особенностей ее физико-химических свойств, сравнительный анализ свойств данной нефти, как на планетарном, так и на региональном уровне.

## Методы и данные

В исследованиях использованы методы статистического и классификационного анализа данных о физико-химических характеристиках арктической нефти, а также пространственный анализ на основе геоинформационных технологий. Результаты представлены в виде таблиц средних значений

физико-химических характеристик нефти, сформированных либо для разных видов нефти (тяжелой и вязкой), либо для различных нефтегазоносных бассейнов Арктики, кроме того, распределения образцов исследуемой нефти сопровождаются диаграммами, графиками или компьютерными картами.

Информационной основой проведения исследования закономерностей пространственного распределения и изменений физико-химических свойств нефти является база данных (БД) о свойствах нефти, созданная и регулярно обновляемая в Институте химии нефти СО РАН. В настоящее время в этой базе данных представлено около 45 700 образцов нефти и газа из 7500 месторождений, расположенных в 195 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) на территории 98 стран всех континентов, из них около 3500 образцов относится к нефти Арктики [24]. БД представляет собой обширный информационно-статистический ресурс, созданный на основе анализа российских и зарубежных источников, научных изданий, периодических материалов и др. База данных имеет свидетельство Государственного регистра баз данных и Роспатента (свидетельство № 2001620067) [25, 26].

ТАБЛИЦА 2. Распределение запасов углеводородов в Арктической зоне России, по данным [4, 16]

Территории и акватории	Запасы газа, нефти и конденсата				
	Нефть, млрд т	Газ попутный, млрд м <sup>3</sup>	Газ свободный, трлн м <sup>3</sup>	Конденсат, млн т	Всего УВ, млрд т
Территории	51,2	2876,0	94,6	1378,0	150,1
Акватории	19,4	2553,8	107,6	6325,2	135,7
<b>Всего</b>	<b>70,6</b>	<b>5429,8</b>	<b>202,2</b>	<b>7703,2</b>	<b>286,0</b>

ТАБЛИЦА 3. Распределение количества месторождений на территории Арктического региона

Арктическая зона	Нефтегазоносные бассейны	Количество месторождений УВ
Североамериканский сектор	Арктический склон Аляски, Бофорта, Залив Кука, Западно-Канадский, Прилабрадорский, Сведруп	178 (в том числе в акватории 89 месторождений)
Скандинавский сектор	Западно-Шотландский, Норвежскоморский, Хаттон, Центрально-Европейский, Шетландско-Фарерский	90 (все в акватории)
Российский сектор	Баренцево-Карский, Восточно-Арктический, Енисейско-Анабарский, Западно-Сибирский, Лаптевский, Лено-Виллюйский, Лено-Тунгусский, Пенжинский, Притихоокеанский, Тимано-Печорский, Усть-Индибирский, Южно-Чукотский	770 (в том числе в акватории 71 месторождение)

### Географические закономерности распределения запасов нефти в Арктике

В Арктическом регионе на основе географических, геологических, экономических принципов выделяют три крупных сектора: североамериканский, скандинавский и российский [27–29]. Североамериканский сектор включает Аляску (США), северные регионы Канады (Юкон, северо-западные территории, Нунавут, Нунавик (часть Квебека) и Лабрадор) и Гренландию под управлением Дании. Скандинавский сектор представлен Фарерскими островами (Дания), Исландией, Норвегией (архипелаги Свальбард, Шпицберген и Ян-Майен, Нурланн, Тромс, Финнмарк), Швецией (Норрботтен и Вестерботтен), Финляндией (Лапландия, Северная Остроботния, Кайнуу) [27–29]. В Российский сектор входят следующие административно-территориальные образования [3, 28, 30–33]:

- территории четырех субъектов РФ – Мурманской области, Ненецкого, Чукотского, Ямало-Ненецкого автономных округов;
- 35 муниципальных образований еще пяти субъектов РФ: Республики Карелии, Коми, Саха (Якутия), Красноярского края (включая 10 сельских поселений, кроме муниципальных образований), Архангельской области;
- земли, острова, внутренние моря и континентальный шельф.

В каждом секторе ведется крупная нефтедобыча, однако объем нефтегазового потенциала всей Арктики полностью не изучен и в мировом сообществе специалистов

существуют различные оценки неразведанных арктических ресурсов [17]. В таблице 3 приведены данные о количестве открытых месторождений в каждом секторе Арктики по данным БД. Количество месторождений в российском секторе превышает количество месторождений в североамериканском и скандинавском секторах Арктики в 4 и 8 раз соответственно. Всего установлено 3465 образцов из 1038 месторождений 24 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Арктического региона. Доля российских арктических месторождений составила 74, 2%, из них в ЗСНГБ – почти 52% выборки всех арктических месторождений, около 15% – в ТПНГБ, 3% месторождений – в Енисейско-Анабарском бассейне, в сумме около 4% арктических месторождений сосредоточено в следующих НГБ: Баренцево-Карском, Лено-Тунгусском, Притихоокеанском и Лено-Виллюйском.

Доли стран по запасам углеводородов в Арктике указаны в таблице 1. Информация из БД позволила установить 15 уникальных (запасы выше 300 млн т) месторождений, из них 11 месторождений (более 73%) являются российскими из Западно-Сибирского (ЗСНГБ), Тимано-Печорского (ТПНГБ) и Баренцево-Карского нефтегазоносных бассейнов – это Пахтусовское в Баренцево-Карском бассейне, Уренгойское, Повховское, Русское, Северо-Комсомольское, Суторминское, Ванкорское, Самбургское, Восточно-Мессояхское в Западно-Сибирском бассейне, Северо-Долгинское и Южно-Хыльчюуское в Тимано-Печорском бассейне. Всего для российского сектора установлено 75 уникальных и крупных

месторождений (почти 10% от 770 месторождений, таблица 3).

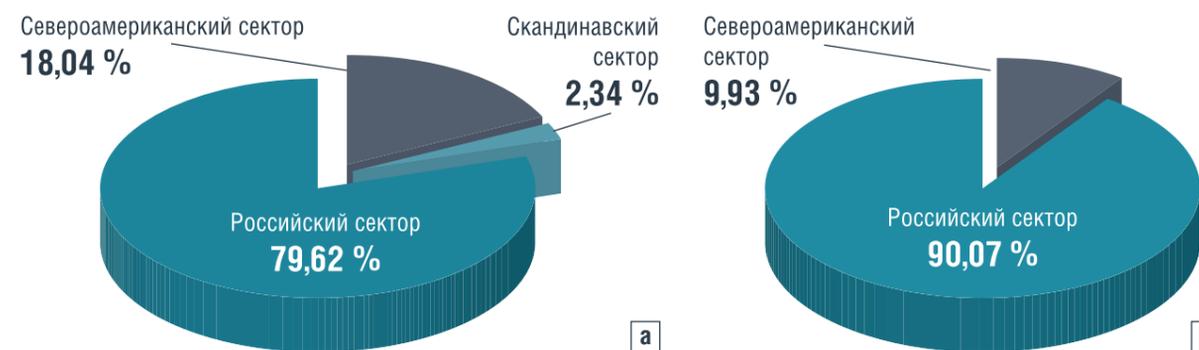
На рисунке 1 приведены диаграммы распределения количества тяжелой и вязкой нефти в рассматриваемых секторах Арктики. Как видно на рис. 1а и б, российский сектор занимает лидирующие позиции по количеству тяжелой и вязкой нефти, на североамериканский сектор приходится 18% тяжелой нефти Арктики и около 10% вязкой нефти. В скандинавском секторе вязкой нефти не выявлено, доля тяжелой нефти мала и составляет всего 2,3%.

### Ресурсы российского сектора Арктики

Арктическая зона России на сегодняшний момент за счет огромного ресурсного потенциала, влияния на все сферы жизни и деятельности в результате глобальных климатических изменений, геостратегического, экономического, геополитического, оборонного, научного и социального положения заняла лидирующую позицию в списке государственных приоритетов. АЗР является наибольшей частью всего Арктического региона Земли и занимает около 30% территории России.

Однако в современных реалиях разработка УВ в Российской Арктике сопряжена со множеством вызовов, как внешних, так и внутренних. К ним относятся глобальные климатические изменения, эпидемия коронавируса, конфликтность арктических границ, функционирование Северного морского пути, экологическая устойчивость к нефтегазодобывающему производству, необходимость новых технологий добычи и транспорта УВ и др. В последнее

РИСУНОК 1. Доли тяжелой (а) и вязкой (б) нефти в арктических секторах на основе информации БД



время эти вызовы обострились и трансформировались, а также добавились новые – санкционная политика западных государств, эмбарго на поставки российских нефти и газа, уход иностранного капитала из арктических проектов, обострение нерешенных вопросов о границах континентального шельфа, увеличение военного присутствия в арктических государствах и др.

Перечисленные факторы усложняют реализацию национальных проектов в АЗР, в том числе по разработке огромных запасов арктической тяжелой и вязкой нефти – современного стратегического резерва российской нефтедобычи. Как известно, географически к Сибири относятся территории Западной, Восточной Сибири и Дальний Восток. Следовательно, сибирский Арктический сектор России включает нефтегазоносные территории Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Виллюйского, Лено-Тунгусского, Притихоокеанского бассейнов, а к европейской части российского Арктического сектора относятся Баренцево-Карский и Тимано-Печорский НГБ (таблица 3). На основе информации из БД установлено, что основные ресурсы углеводородов сосредоточены в европейской части АЗР и в северных районах Западной

Сибири. В трех нефтегазоносных бассейнах – Баренцево-Карский, Западно-Сибирский и Тимано-Печорский – сосредоточено 85% всего потенциала АЗР [34].

Западно-Сибирский НГБ является уникальным по величине запасов нефти и газа среди НГБ земного шара. В недрах арктической части ЗСНГБ оцененные извлекаемые ресурсы нефти и природного газа составили 65% ресурсов АЗР, четвертая часть этой величины прогнозируется в его акваториальной части. Открытые и разведанные запасы газа по промышленным категориям составляют свыше 30 трлн м³, нефти – более 2,5 млрд т, конденсата – свыше 900 млн т. Наибольшим потенциалом обладает Ямало-Ненецкий автономный округ. На него приходится примерно 43,5% от начальных суммарных ресурсов российской Арктики. На арктическом шельфе находится примерно 41% нефтегазовых ресурсов АЗР [12]. Основную часть разведанных запасов нефти и газа промышленных категорий составляют неглубоко залегающие, высокоэффективные для разработки сеноманские залежи. Прогнозные же ресурсы в несколько раз превышают разведанные запасы, в их составе преобладают углеводороды глубоко залегающих

(от 2000 до 4000 м) нижнемеловых и юрских горизонтов [34].

Баренцево-Карский НГБ расположен на шельфе – второй бассейн вслед за северными территориями Западно-Сибирского НГБ по величине извлекаемых углеводородных ресурсов в Арктике. Это 32,4 млрд т условных УВ, причем свободный газ составляет более 87% этой величины. Баренцево-Карский бассейн – это 13% извлекаемых ресурсов углеводородов АЗР. Среди нефтегазоносных областей (НГО) Баренцева моря наиболее богатой является Штокмановско-Лунинская – 38% общих ресурсов, на втором месте – Южно-Баренцевская нефтегазоносная область с 21% общих ресурсов.

Тимано-Печорский НГБ расположен на территории Ненецкого автономного округа и в Республике Коми. Углеводородное сырье для экономики региона является главным полезным ископаемым, добыча которого определяет ее развитие. Этот НГБ в России является третьим после Западной Сибири и Урало-Поволжского региона по начальным суммарным ресурсам. Залежи приурочены к карбонатным породам верхнего карбона – нижней перми. Среди НГО наиболее насыщенными углеводородами

ТАБЛИЦА 4. Распределение месторождений с ТИН в Арктической зоне России

Тип нефти	Количество образцов	Количество месторождений	Количество месторождений в нефтегазоносных бассейнах	
			Европейская часть Арктики	Сибирская часть Арктики
Тяжелая (плотность более 0,88 г/см³)	548	89	46 – Тимано-Печорский НГБ	5 – Енисейско-Анабарский НГБ, 36 – Западно-Сибирский НГБ, 2 – Лено-Тунгусский НГБ
Вязкая (вязкость более 35 мм²/с при 20 °С)	128	49	32 – Тимано-Печорский НГБ	5 – Енисейско-Анабарский НГБ, 11 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Лено-Тунгусский НГБ

ТАБЛИЦА 5. Список арктических месторождений с тяжелой и вязкой нефтью

Нефтегазоносный бассейн	Месторождения Арктической зоны России с тяжелой нефтью
Енисейско-Анабарский	Дудинское, Ильинско-Кожевниковское, Мессояхское, Нордвикское, Южно-Тигянское
Западно-Сибирский	Антипаутинское, Барсуковское, Бованенковское, Ванкорское, Верхненадымское, Верхнепурпейское, Верхнереченское, Восточно-Мессояхское, Вынгапуровское, Геофизическое, Губкинское, Западно-Мессояхское, Западно-Тамбейское, Каракатаевское, Карамовское, Комсомольское, Лодочное, Малоперевальное, Находкинское, Новопортовское, Нялгонское, Пангодинское, Пульпуяхское, Русское, Северо-Губкинское, Северо-Комсомольское, Северо-Толькинское, Спорпышевское, Тагульское, Тазовское, Умсейское, Фестивальное, Харампурское, Холмистое, Южно-Русское, Юкьянское
Лено-Тунгусский	Кюзнелякское, Оленекское
Тимано-Печорский	Ванейвисское, Варандейское, Варандей-Море, Василковское, Вашуткины Озера, Верхнеколвинское, Висовое, Восточно-Сихорейское, Восточно-Янемдейское, Долгинское, Западно-Леккейялинское, Западно-Сандивейское, Западно-Хоседаюское, Им. Р. Требса, Инзырейское, Колвинское, Лабаганское, Лапкотынское, Медынское, Медынское-Море, Междуреченское, Мядсейское, Наульское, Падимейское, Пасседское, Приразломное, Пюсейское, Салюкинское, Сарембойское, Северо-Гуляевское, Северо-Ошкотынское, Северо-Сарембойское, Северо-Сихорейское, Северо-Сорокинское, Северо-Хоседаюское, Седьягинское, Сихорейское, Сюрхаратинское, Тобойское, Торавейское, Тэдинское, Урернырдское, Хосолтинское, Южно-Сихорейское, Южно-Торавейское
Нефтегазоносный бассейн	Месторождения Арктической зоны России с вязкой нефтью
Енисейско-Анабарский	Дудинское, Мессояхское, Нордвикское, Хабейское, Южно-Тигянское
Западно-Сибирский	Ванкорское, Карамовское, Комсомольское, Новопортовское, Русское, Северо-Варьеганское, Северо-Комсомольское, Северо-Толькинское, Тагульское, Тазовское, Фестивальное
Лено-Тунгусский	Кюзнелякское
Тимано-Печорский	Ардалинское, Варандей-Море, Варандейское, Верхнеколвинское, Висовое, Восточно-Сихорейское, Восточно-Янемдейское, Западно-Хоседаюское, Им. Р. Требса, Инзырейское, Колвинское, Лабаганское, Лапкотынское, Медынское-Море, Наульское, Нядейюское, Падимейское, Пюсейское, Северо-Осикотынское, Северо-Сихорейское, Сихорейское, Северо-Хоседаюское, Сюрхаратинское, Тобойское, Торавейское, Тэдинское, Урернырдское, Харьягинское, Хасырейское, Черлауское, Южно-Торавейское, Южно-Сюрхаратинское

являются Печоро-Колвинская, Хорейверская и Северо-Предуральская. Извлекаемые ресурсы углеводородов ТПНГБ оцениваются как 6% от ресурсов АЗР, в том числе в его сухопутной части – в 8,4 млрд т. На суше уже разведано около 43% начальных суммарных ресурсов углеводородов и только 5% в пределах ее морского продолжения. По флюидному составу в недрах преобладает нефть с конденсатом – 76%.

В Енисейско-Анабарском бассейне общие извлекаемые ресурсы оцениваются в 13,5 млрд т. Северные районы Красноярского края включают Енисей-Хатангскую, Анабаро-Хатангскую и Северо-Тунгусскую нефтегазоносные области с прогнозными ресурсами нефти и конденсата в 3,2 млрд т, а газа – 14,6 трлн м³.

Наименее изученными остаются нефтегазоперспективные земли севера Сибирской платформы и всего восточного района АЗР.

В недрах этих земель прогнозируется около 23 млрд т УВ, что составляет примерно 9% от всех ресурсов, прогнозируемых в недрах АЗР [34].

В Чукотском АО нефть и газ считаются перспективным для разработки сырьем. Извлекаемые ресурсы углеводородов составляют по нефти 107,3 млн т, по газу – 328,2 млрд м. В пределах арктического шельфа Чукотки извлекаемые запасы УВ оцениваются в 3–10 млрд т топлива (условного).

Считается [22, 34], что в недрах арктических шельфов сосредоточено около 85% начальных суммарных ресурсов всех морей России. Так, нефтегазоносность Карского моря в значительной степени определяется ресурсами УВ, сосредоточенными в экваториальном продолжении Западно-Сибирского НГБ, в частности Северо-Ямальской НГО. Здесь прогнозируется 90% ресурсов всего Карского моря. В Карском

море на глубинах до 3000 м залегает около 74% ресурсов углеводородов. Море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря изучены в меньшей степени.

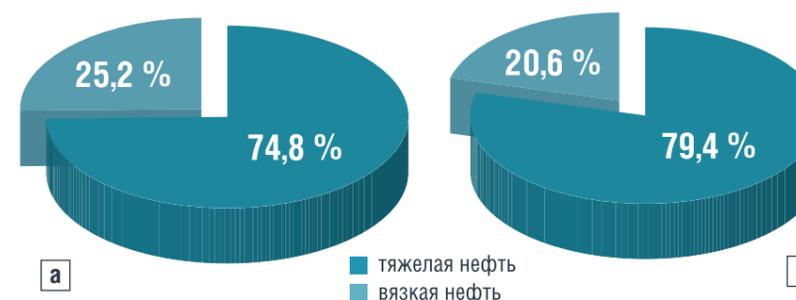
В последнее время правительство России уделяет большое внимание развитию нефтегазовой системы макрорегиона, декларируя интенсификацию геологоразведки, увеличение мер поддержки и технологического оснащения месторождений трудноизвлекаемой нефти.

Уникальные и крупные по своим запасам месторождения Арктики: Русское, Северо-Комсомольское, Новопортовское, Комсомольское, Вынгапуровское, Западно-Мессояхское, Тазовское в Западно-Сибирском НГБ, Наульское, Ярегское, Медынское-Море, Приразломное, Сюрхаратинское, Торавейское в Тимано-Печорском НГБ, Оленекское в Лено-Тунгусском НГБ и др. отличается большими запасами тяжелой и вязкой нефти

РИСУНОК 2. Доли тяжелой (а) и вязкой (б) нефти в европейской и сибирской частях Арктической зоны России на основе информации БД



РИСУНОК 3. Доли тяжелой и вязкой нефти в европейской (а) и сибирской (б) частях Арктической зоны России на основе информации БД



[35, 36]. Особенность тяжелой нефти в том, что из нее можно получить низкотемпературные масла и дорожные битумы, которые весьма эффективны в критических условиях Арктики.

В таблице 4 на основе информации из БД представлена количественная характеристика арктических месторождений с тяжелой и вязкой нефтью. Показано, что месторождений в АЗР с тяжелой нефтью почти в два раза больше, чем месторождений с вязкой нефтью, наибольшее их количество сосредоточено в ЗСНГБ и ТПНГБ. Аналогично с месторождениями вязкой нефти – наибольшее их количество сосредоточено в ЗСНГБ и ТПНГБ. Список месторождений с тяжелой и вязкой нефтью в НГБ на территории АЗР приведен в таблице 5.

На рис. 2а и б представлено количественное соотношение тяжелой и вязкой нефти между европейской и сибирской частями АЗР. Можно отметить, что распределение почти одинаково – больше половины всей выборки арктических российских как тяжелой (рис. 2а), так и вязкой нефти (рис. 2б) приходится на европейскую часть АЗР, количество тяжелой нефти сибирской части АЗР составило более 41%, вязкой нефти – 35%.

2/3 нефти (рис. 3а и б), в сибирской АЗР тяжелой нефти чуть больше, а вязкой нефти на 5% меньше, чем в европейской АЗР.

### Физико-химические свойства тяжелой и вязкой нефти Арктики

Данные об изменении показателей физико-химических свойств арктической тяжелой и вязкой нефти на территориях секторов приведены в таблицах 6 и 7. Показано, что тяжелая нефть, приуроченная к территории российского сектора, по сравнению с аналогичной нефтью североамериканского и скандинавского секторов, является самой тяжелой и вязкой (вязкость превышает примерно в 20–30 раз), содержит значительно больше серы в три раза по сравнению с скандинавской тяжелой нефтью) и парафинов (выше почти в 1,5–2 раза). Тяжелая нефть североамериканского сектора отличается тем, что является высокоасфальтеновой (содержание асфальтенов выше в 3–10 раз). Тяжелая нефть скандинавского сектора наименее тяжелая и маловязкая (вязкая нефть

На рис. 3 представлено распределение тяжелой и вязкой нефти для европейской АЗР (рис. 3а) и сибирской АЗР (рис. 3б). Количество тяжелой нефти в обеих частях АЗР составило примерно

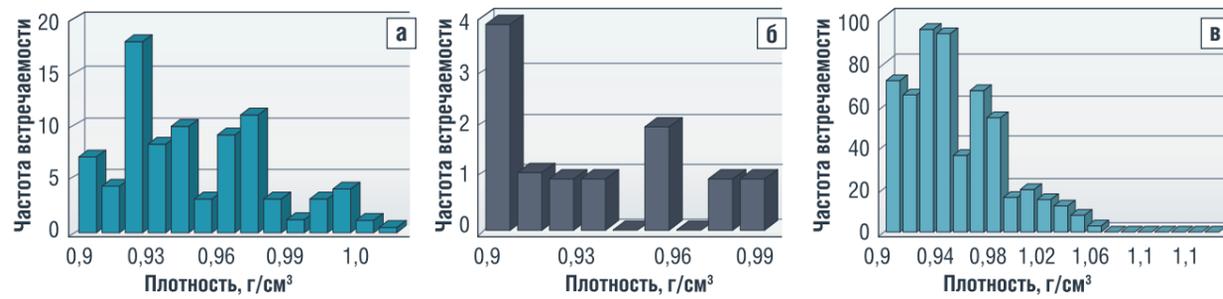
ТАБЛИЦА 6. Физико-химические свойства тяжелой нефти Арктической зоны

Показатель	Североамериканский сектор	Скандинавский сектор	Российский сектор
Плотность, г/см³	0,9118	0,8944	0,9207
Вязкость при 20 °С, мм²/с	36,88	22,67	714,57
Вязкость при 50 °С, мм²/с	30,28	10,14	60,14
Содержание серы, мас. %	1,20	0,48	1,54
Содержание парафинов, мас. %	1,04	1,60	2,77
Содержание асфальтенов, мас. %	12,35	1,00	4,02

ТАБЛИЦА 7. Физико-химические свойства вязкой нефти Арктической зоны

Показатель	Североамериканский сектор	Российский сектор
Плотность, г/см³	0,9018	0,9124
Вязкость при 20 °С, мм²/с	75,38	1746,80
Вязкость при 50 °С, мм²/с	73,67	49,44
Содержание серы, мас. %	0,87	1,46
Содержание парафинов, мас. %	1,54	5,18
Содержание асфальтенов, мас. %	2,35	1,46

РИСУНОК 4. Гистограммы частот встречаемости значений плотности арктической нефти североамериканского (а), скандинавского (б) и российского (в) секторов Арктики



отсутствует, см. рисунок 1), с самым низким содержанием серы и асфальтенов.

На рисунке 4 приведены гистограммы распределения значений плотности тяжелой арктической нефти, полученные по информации из БД. Диапазон изменения плотности совпадает с данными таблицы 6, величины моды распределения (максимальное значение на графике гистограммы) практически совпадают со средним значением плотности в таблице 6.

По данным таблицы 7 видно, что вязкая российская нефть отличается от аналогичной североамериканской нефти более высокой плотностью и вязкостью (выше в 23 раза), является более сернистой (содержание серы выше в 1,5 раза) и парафинистой (содержание парафинов выше в три раза). Однако

концентрация асфальтенов выше у североамериканской вязкой нефти.

Далее рассмотрим особенности физико-химических свойств нефти сибирской и европейской частей АЗР. В таблице 8 приведена общая характеристика информации из БД о физико-химических свойствах тяжелой и вязкой нефти на территории АЗР. Плотность практически не отличается у вязкой и тяжелой нефти рассматриваемых территорий, выше 0,9 г/см<sup>3</sup>, что соответствует классу сверхтяжелой [24]. Сравнительный анализ показал, что более вязкой является нефть европейской части (превышение вязкости в 5 раз).

Температура застывания для всех видов нефти находится в диапазоне отрицательных значений, но европейская нефть обладает более высокой температурой застывания, что характеризует

ухудшение ее реологических свойств. Содержание парафинов, асфальтенов, серы и металлов также более высокое по сравнению с нефтью сибирской части АЗР. Содержание смол существенных различий не имеет, нефть относится к классу среднесмолистой нефти [24]. Самым большим содержанием попутного нефтяного газа характеризуется сибирская вязкая нефть, превышение составило 4–8 раз, также в этой нефти отмечено самое низкое содержание асфальтенов, серы и металлов. Тяжелая нефть сибирской части АЗР характеризуется самыми низкими значениями вязкости, температуры застывания, самыми низкими концентрациями парафинов.

Установленные отличия определяют особенности разработки, добычи и транспортировки тяжелой и вязкой нефти в условиях критически низких арктических температур, что очень актуально для современной России.

### Заключение

В статье проведен анализ нефтяных ресурсов Арктики. Представлено пространственное размещение месторождений и нефтегазоносных бассейнов арктических территорий в североамериканском, скандинавском и российском секторах, в частности в европейской и сибирской частях АЗР, где по своим запасам лидирующие позиции занимают Западно-Сибирский, Баренцево-Карский и Тимано-Печорский бассейны.

Проведен анализ распределения арктической нефти с аномальными физическими свойствами – тяжелой и вязкой. Выявлено, что российский сектор занимает лидирующие позиции по количеству тяжелой и вязкой нефти, в североамериканском секторе

находится 18% тяжелой нефти всей Арктики и около 10% вязкой нефти. В скандинавском секторе вязкой нефти не выявлено, доля тяжелой нефти мала и составляет всего 2,3%.

Сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелой и вязкой нефти Арктического региона показал, что свойства нефти шельфовых месторождений на примере месторождений скандинавского сектора существенно отличаются от остальных – нефть по плотности легче остальных, мало- или средневязкая, с наименьшим содержанием серы и асфальтенов. Тяжелая и вязкая нефть российского сектора является самой тяжелой и вязкой, содержит значительно больше серы и парафинов (выше почти в 1,5–2 раза). Тяжелая нефть североамериканского сектора отличается высоким содержанием асфальтенов.

Установлено, что в европейской части российской Арктики сосредоточено больше половины всей тяжелой и вязкой российской арктической нефти (58,8 и 64,8% соответственно). При сравнении свойств тяжелой и вязкой нефти на российской арктической территории установлено, что европейская арктическая нефть является в среднем наиболее тяжелой, вязкой, содержание парафинов, асфальтенов, серы и металлов также более высокое по сравнению с сибирской нефтью АЗР.

В целом установлено, что свойства арктической нефти имеют существенные различия, как на планетарном, так и региональном уровне, что требует внедрения новых методов и технологий для поиска, разведки, разработки, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья арктических территорий. Проведенные в статье анализ и обобщение информации по тяжелой и вязкой арктической нефти полезны для определения перспектив нефтегазоносности шельфовых и континентальных территорий Арктики, оценки запасов арктических УВ и прогноза их качества. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).

### Литература

- Асхабов А. М., Бурцев И. Н., Кузнецов С. К., Тимонина Н. Н. Арктический вектор геологических исследований: нефтегазовые и минерально-сырьевые ресурсы // Вестник Института геологии Коми НЦ Уро РАН. 2014. № 9. С. 3–10.
- Богоявленский В. И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом регионе // Арктика: экология и экономика. 2013. № 2 (10). С. 62–71.
- Зайков К. С., Калинина М. Р., Кондратов Н. А., Тамицкий А. М. Стратегические приоритеты научных исследований России и зарубежных государств в арктическом регионе // Арктика: экология и экономика. 2016. № 3 (23). С. 29–37.
- Конторович А. Э. Энергоресурсы Российского сектора Арктики, главные направления и методы их освоения // Научно-технические проблемы освоения Арктики: Научная сессия общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук. Москва: Наука, 2014. С. 31–39.
- Лавров Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Сейсморазведка и освоение морских месторождений нефти и газа Арктики и Западного полушария // Арктика: экология и экономика. 2011. № 3. С. 16–27.
- Sidorov R. A perfect moment during imperfect times: Arctic energy research in a low-carbon era // Energy Research & Social Science. 2016. vol. 16. pp. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.03.023>.
- Рудский В. В. Экология и природопользование российской Арктики: состояние. Проблемы, перспективы // Северный регион: наука, образование, культура. 2015. № 2. С. 187–198.
- Ткачев Б. П. Риски природопользования нефтегазодобывающих регионов Севера (Арктика) // Северный регион: наука, образование, культура. 2015. № 2. С. 210–215.
- Юдин С. С., Череповицын А. Е. Концептуальные подходы обеспечения устойчивости промышленных нефтегазовых систем Арктики // Российский экономический интернет-журнал. 2021. № 4. URL: <http://www.e-rej.ru/upload/iblock/e2b/e2b5ed5363816661692ec364b69af5a5b.pdf> (дата обращения: 18.09.2024 г.).
- Harsem O., Eide A., Heen K. Factors influencing future oil and gas prospects in the Arctic // Energy Policy. 2011. vol. 39. no. 12. pp. 8037–8045. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.058>.
- Kaminskii V. D., Suprunenko O. I., Suslova V. V. The continental shelf of the Russian Arctic region: the state of the art in the study and exploration of oil and gas resources // Russian Geology and Geophysics. 2011. vol. 52. no. 8. pp. 760–767. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.001>.
- Kaminsky V. D., Suprunenko O. I., Smirnov A. N. Mineral Resources of the Russian Arctic Continental Margin and Prospects for Their Development // The Arctic: ecology and economy. 2014. no. 3 (15). С. 52–61.
- Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L. M., Kaminskii V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prischepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O. I. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development // Russian Geology and Geophysics. 2010. vol. 51. no. 1. pp. 3–11. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.12.003>.
- Laverov N. P., Bogoyavlenskyy V. I., Bogoyavlenskyy I. V. Fundamental aspects of the rational development of oil and gas resources of the Arctic and Russian shelf: strategy, prospects and challenges // The Arctic: ecology and economy. 2016. no. 2 (22). pp. 4–13.
- Piskarev A. L., Shkatov M. Yu. Potential Oil-and-Gas Presence in the Sedimentary Basins of the Arctic Seas of Russia as Compared with the Largest Developed Basins of the World Ocean // Developments in Petroleum Science. 2012. vol. 58. pp. 197–276. DOI: [10.1016/B978-0-444-53784-3.00004-X](https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53784-3.00004-X).
- Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы / Рейтинговое агентство ООО «РИА Рейтинг» // Аналитический бюллетень Вып. 45, итоги 2021 года. 49 с.
- Прищепина О. М., Меткин Д. М., Боровиков И. С. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. № 3(166). С. 14–28.
- Сафонова Т. Ю. Перспективы российской нефтегазодобычи в Арктике: от обвала до развития // Креативная экономика. 2020. Том 14. № 10. С. 2569–2590. DOI: [10.18334/ce.14.10.111085](https://doi.org/10.18334/ce.14.10.111085).
- Prischepa O. M., Nefedov Y. V., Ibatullin A. K. Raw material source of hydrocarbons of the arctic zone of Russia // Periodico Tche Quimica, 2020. No. 17(36). pp. 506–526. DOI: [10.52571/PTQ.v17.n36.2020.521\\_Periodico36\\_pgs\\_506\\_526.pdf](https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n36.2020.521_Periodico36_pgs_506_526.pdf).
- ARCTIC POTENTIAL: REALIZING THE PROMISE OF U.S. ARCTIC OIL AND GAS RESOURCES. National Petroleum Council, 2019. 106 p. URL: <https://www.npcarcticreport.org/> (дата обращения: 28.08.2024).
- Arctic potential: realizing the promise of US Arctic oil and gas resources // Committee on Arctic Research Rex W. Tillerson, Chair. National Petroleum Council, 2015 – 87 p. URL: [https://www.npcarcticreport.org/pdf/AR-Executive\\_Summary-Final.pdf](https://www.npcarcticreport.org/pdf/AR-Executive_Summary-Final.pdf) (дата обращения: 28.08.2024).
- Кобылкин Д. Н. Ресурсы арктического шельфа – это наш стратегический запас // Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика» под руководством Министерства энергетики. 14.11.2019. URL: <https://energypolicy.ru/resursy-arkticheskogo-shelfa-eto-nash/business/2019/22/14/> (дата обращения: 26.09.2024).
- Новак А. Арктика – инвестиции в будущее углеводородов // Нефтегазовая вертикаль. 2019. № 4. С. 10–11. URL: [file:///C:/Users/yig/Downloads/Kolonka\\_Novak.pdf](file:///C:/Users/yig/Downloads/Kolonka_Novak.pdf) (дата обращения: 26.09.2024).
- Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А. А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
- Polichtchouk Yu. M., Yaschenko I. G. Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils // Petroleum Chemistry. 2001. Vol. 41. No. 4. pp. 247–251. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(02\)00110-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(02)00110-9).
- Polichtchouk Yu. M., Yashchenko I. G. Possible Correlations between Crude Oil Chemical Composition and Reservoir Age // Journal of Petroleum Geology. 2006. Vol. 29. No. 2. pp. 189–194. DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2006.00189.x>.
- Бортников Н. С., Лобанов К. В., Волков А. В., Галямов А. Л., Мурашов К. Ю. Арктические ресурсы цветных и благородных металлов в глобальной перспективе // Арктика: экология и экономика. 2015. № 1 (17). С. 38–46.
- Забанбарк А., Лобковский Л. И. Геологическое строение и нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента // Арктика: экология и экономика. 2013. № 3 (11). С. 64–75.
- Фаузер В. В., Смирнов А. В. Мирозвая Арктика: природные ресурсы, расселение населения, экономика // Арктика: экология и экономика. 2018. № 3 (31). С. 6–22. DOI: [10.25283/2223-4594-2018-3-6-22](https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-3-6-22).
- Алсуфьев А. В., Шнайдер А. Г. Перспективы включения Лешуконского и Пинежского муниципальных районов Архангельской области в состав Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. 2016. № 3 (23). С. 58–66.
- Брехунцов А.М., Петров Ю.В., Прыкова О.А. Экологические аспекты развития природно-ресурсного потенциала Российской Арктики // Арктика: экология и экономика. 2020. № 3 (39). С. 34–47. DOI: [10.25283/2223-4594-2020-3-34-47](https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-3-34-47).
- О внесении изменений в Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» от 27 июня 2017 г. № 287: Указ Президента РФ. URL: <http://static.kremlin.ru/media/acts/files/0001201706270043.pdf>.
- О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296: Указ Президента РФ. URL: <http://static.kremlin.ru/media/acts/files/0001201405050030.pdf>.
- Робинсон Б.В., Татаренко В. И. Проблемы освоения углеводородных ресурсов Российской Арктики // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2009. Т. 3. № 1. С. 108–114.
- Присяжная А.А., Круглова С.А., Хрисанов В.Р., Снакин В.В. Картографирование охраняемых на федеральном уровне видов растений в Арктической зоне Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. 2018. № 4 (32). С. 43–54. DOI: [10.25283/2223-4594-2018-4-43-54](https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-4-43-54).
- Prischepa, O. M., Nefedov, Y. V., Kochneva, O. E. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periodico Tche Quimica, 2020. No. 17(34). pp. 915–924.

KEYWORDS: heavy and viscous Arctic oil, physico-chemical properties of oil, oil and gas basins, deposits, reserves, database.



## ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СЗАО «ФИДМАШ» состоялась в Минске

ПОТРЕБИТЕЛЬСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СЗАО «ФИДМАШ» СОСТОЯЛАСЬ В МИНСКЕ. В ФОКУСЕ ВНИМАНИЯ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ – «ИННОВАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ: ПУТЬ К УЛУЧШЕНИЮ КАЧЕСТВА ИМПОРТОЗАМЕЩЕННЫХ ПРОДУКТОВ В НЕФТЕСЕРВИСЕ»

CONSUMER CONFERENCE OF FIDMASH CJSC TOOK PLACE IN MINSK «INNOVATIONS AND TECHNOLOGIES: THE PATH TO IMPROVING THE QUALITY OF IMPORT-SUBSTITUTED PRODUCTS IN OILFIELD SERVICE COMPANIES» IS IN THE FOCUS

Ключевые слова: потребительская конференция, инновационные технологии, нефтесервисные компании, импортозамещение, антисанкционные стратегии, колтюбинг, ГНКТ, ГРП.

### Анастасия Гончаренко

Компания СЗАО «ФИДМАШ» 25–26 сентября 2024 г. вновь собрала своих заказчиков и стратегических партнеров на 19-ю Потребительскую конференцию в г. Минске.

Белорусские и российские нефтесервисные компании успешно внедряют антисанкционные стратегии работы и переходят от импортозамещения к наращиванию производственных мощностей, расширению продуктовых линеек и конкуренции с иностранными компаниями за зарубежные проекты. Своими достижениями в этой области в рамках мероприятия поделились представители нефтедобывающих и сервисных компаний – РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», ООО «ФракДжет-Волга», ООО «Технологическая Компания Шлюмберге», ООО «Бурсервис», ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ», а также производители сопутствующего оборудования и инструмента – ООО «Фалкон Пауэр», «ВМЗ «НОВМАШ» и ООО «Марлин Ойл Тулз».

Участники обсудили тенденции развития технологий и оборудования для ГНКТ и ГРП.

СЗАО «ФИДМАШ» 25 лет успешно работает на рынке. За это время компания произвела около 450 единиц высокотехнологичного оборудования, в том числе около 250 колтюбинговых установок, что составляет примерно 70–80% от общего количества установок для ГНКТ, используемых в России. Помимо установок ГНКТ, ФИДМАШ производит азотные, насосные и цементировочные установки, а также оборудование для гидроразрыва пласта (ГРП).

**Александр Райхлин, генеральный директор СЗАО «ФИДМАШ»:** «Компания чувствует себя уверенно. У нас очень агрессивные планы развития. В настоящее время ФИДМАШ активно занимается созданием российской площадки подхватывающего производства. Мы будем представлены и в России, и в Беларуси, а в перспективе – в странах Ближнего Востока и не только».



Компания не останавливается на достигнутом и ищет возможности для запуска других продуктовых линеек. Держать руку на пульсе инноваций и укреплять позиции лидера в этой индустрии позволяет собственная экосистема, в которую, помимо ФИДМАШ, входят «Витебский машиностроительный завод «НОВМАШ» и компания «ФИДСЕРВИС», резидент РФ.

**Сергей Юренко, заместитель генерального директора по развитию бизнеса – начальник УПиПП СЗАО «ФИДМАШ»:**

«Если говорить о ближайших перспективах, то прямо сейчас у нас в производстве находятся установки сверхтяжелого класса в модульном исполнении с инжекторами грузоподъемностью свыше 45 тонн. Также мы развиваем системы управления флотом ГНКТ. Для этого была создана уникальная цифровая среда, благодаря которой мы можем управлять всем флотом не только из кабины оператора, но и удаленно».



Передовые разработки в колтюбинговом оборудовании сверхтяжелого класса презентовал **Александр Шпаковский, ведущий конструктор СЗАО «ФИДМАШ»:** «Диаметр колтюбинговых труб постоянно



растет, и сегодня уже нередко поступают запросы на трубы диаметром до 73 мм. Вместе с диаметром также растет и длина трубы, так как постоянно увеличивается глубина и длина боковых стволов скважин. Увеличение диаметра и длины трубы требует применения колтюбинговых установок сверхтяжелого класса. Класс колтюбингового оборудования зависит от тягового усилия инжектора, которое, в свою очередь, зависит от массы трубы. В линейке ФИДМАШ есть как самые маленькие 12-тонные инжекторы для труб малого диаметра и малой длины, так и инжекторы сверхтяжелого класса для труб диаметром 73 мм. Сейчас изготавливается колтюбинговая установка МК60М-10, в состав которой входит силовой блок с двигателем, блок управления,

кабина оператора, пульт управления, инжектор, узел намотки и транспортный блок. Кроме того, как опцию можем предложить сборное устьевое основание для установки инжектора. Все блоки могут быть выполнены в морском, взрывозащищенном исполнении, а также для вертолетного перемещения».

Более детально о цифровых возможностях компании рассказал **Виталий Кошель, начальник отдела автоматизации УГК СЗАО «ФИДМАШ».**



По его словам, уникальная автоматизированная система управления флотом ГНКТ, состоящим из колтюбинговой, насосной и азотной установок, позволяет удобно и безопасно контролировать рабочий процесс и управлять всеми операциями как из кабины колтюбинговой установки, так и из кабины мастера-технолога или с удаленного рабочего места. Дублирующее управление установками возможно с любого компьютера либо планшета, что позволяет производить операции с безопасного расстояния и дает возможность контролировать параметры всех установок с одного устройства. Кроме того, на каждой установке развернут сервер данных, с помощью которого любую установку из предыдущих поколений можно включить в новую систему управления.

Система управления колтюбинговой установкой реализована через электрификацию и автоматизацию управления прижимов, цепи, инжекторов, а также приводов барабана, смазкой цепи и смазкой трубы. Отмечается, что любая установка может быть дополнительно дооснащена средством измерения СКР45.

Использование цифровых технологий значительно упрощает работу оператора, при этом ФИДМАШ сохраняет возможность управления установками в ручном режиме.

В рамках своего выступления Виталий Кошель в онлайн-формате продемонстрировал участникам конференции работу системы дистанционного управления азотной и насосной установками, размещенными на испытательном полигоне СЗАО «ФИДМАШ».





С видеоэкскурсией по производственному подразделению СЗАО «ФИДМАШ» – СЗАО «ВМЗ «НОВМАШ» – выступил директор предприятия Сергей Рулев.

Он рассказал, что сегодня завод «НОВМАШ» производит детали и узлы для широкого спектра колтюбингового, азотного, цементировочного оборудования, а также оборудования для ГРП бренда «ФИДМАШ». В 2010 году было успешно освоено направление собственного противовыбросового оборудования.

Непосредственно об актуальной линейке противовыбросового оборудования рассказал заместитель главного конструктора СЗАО «ФИДМАШ» Геннадий Куканков.



Противовыбросовое оборудование (ПВО) предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе операций с колтюбингом. Использование ПВО позволяет повысить безопасность ведения работ, обеспечить предупреждение выбросов и открытых фонтанов. Сейчас линейка противовыбросового оборудования развивается особенно активно, доступны к заказу блоки превенторов и герметизаторы, рассчитанные на рабочее давление 70 и 105 МПа, с условным проходом 80 и 100 мм. Также доступны новая модель сдвоенного блока превенторов и сдвоенный (тандемный) герметизатор. ПВО производства ФИДМАШ – это гарантированное качество конструкции, материала и изготовления.

В завершение конференции гости посетили завод СЗАО «ФИДМАШ» и ознакомились с техническими возможностями компании, полным циклом создания колтюбинговой установки, а также образцами новой продукции, находящимися на стадии сборки. ●

KEYWORDS: consumer conference, innovative technologies, nfteservice companies, import substitution, anti-sanctions strategies, coiled tubing, flexible compressor pipe, hydro fracturing.

Андрей Резников, менеджер проектов ООО «ФИДСЕРВИС», рассказал о возможностях сервисного обслуживания и модернизации оборудования: «Направление модернизации и капремонта оборудования привлекло наше внимание достаточно давно. Что послужило предпосылками?



Во-первых, это износ и устаревание оборудования (более 300 единиц техники старше 10 лет), во-вторых, ужесточение требований недропользователей к техническому состоянию и возрасту оборудования, в-третьих, проблемы с поставками комплектующих для импортного оборудования, а также необходимость улучшения технических характеристик до современных стандартов. В числе наших преимуществ как исполнителя работ можно отметить: собственное конструкторское бюро, производственные площади, полный цикл производства, испытательный полигон, склады оригинальных запчастей, собственная служба сервиса, сопровождение работ на скважине, отлаженная логистика, самое главное – многолетний опыт».



# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–5 декабря

Выставка производства пенопласта

**Foam Expo Europe 2024**

Германия, г. Штутгарт

3–5 декабря

Международная выставка покрытий, ЛКМ и клеящих веществ

**ChinaCoat 2024**

Китай, г. Гуанчжоу, China Import and Export Fair Pazhou Complex

4–5 декабря

Международная конференция и выставка технологий и инноваций для горной промышленности

**Tech mining Kazakhstan 2024**

Казахстан, г. Астана

4–6 декабря

Шанхайская международная выставка теплового оборудования

**Thermotec Shanghai 2024**

Китай, г. Шанхай, Shanghai World Expo Exhibition & Convention Center

4–7 декабря

Международная выставка пластмассовой промышленности

**Plast Eurasia 2024**

Турция, г. Стамбул, Tuypar Fair Convention and Congress Center

10–11 декабря

Международный конгресс и выставка Горнорудная промышленность Узбекистана и Центральной Азии 2024

Узбекистан, г. Ташкент

11–12 декабря

Международный конгресс и выставка Нефтегаз Турции и Черного моря 2024

Турция, г. Стамбул

ДЕКАБРЬ						
П	2	9	16	23	30	
В	3	10	17	24	31	
С	4	11	18	25		
Ч	5	12	19	26		
П	6	13	20	27		
С	7	14	21	28		
В	1	8	15	22	29	



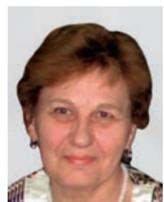
# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ на стадии подготовки нефти и нефтепродуктов



**Поскутова Юлия Владимировна**  
старший научный сотрудник лаборатории реологии нефти, К.Х.Н.



**Юдина Наталья Васильевна**  
ведущий научный сотрудник, заведующая лабораторией реологии нефти, К.Т.Н.



**Волкова Галина Ивановна**  
старший научный сотрудник лаборатории реологии нефти, К.Х.Н.

АВТОРЫ СТАТЬИ ОБОСНОВЫВАЮТ УТВЕРЖДЕНИЕ, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, РЕАЛИЗУЮЩИХ НА СТАДИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ РАЗЛИЧНЫЕ ТИПЫ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ПОЗВОЛЯЕТ УЛУЧШИТЬ ИХ СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ. ЕСЛИ МАГНИТНАЯ ОБРАБОТКА СУЩЕСТВЕННО СНИЖАЕТ КОРРОЗИЮ ОБОРУДОВАНИЯ, КОЛИЧЕСТВО СОЛЕ-И ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ, А ТАКЖЕ УЛУЧШАЕТ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И НЕФТЕШЛАМОВ, ТО ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ (НИЗКОЧАСТОТНОМ ИЛИ УЛЬТРАЗВУКОВОМ) ПОЯВЛЯЕТСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИ МИНИМАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТАХ НЕ ТОЛЬКО УВЕЛИЧИТЬ ВЫХОД СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ ПРИ ПРОТОЧНОЙ ОБРАБОТКЕ НЕФТИ, НО И УТИЛИЗИРОВАТЬ УЖЕ ИМЕЮЩИЕСЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЯНЫЕ ОТХОДЫ С ПОЛУЧЕНИЕМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМА ЖИДКИХ ТОВАРНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

*IT IS SHOWN THAT THE USE OF MODERN LOW-ENERGY TECHNOLOGIES IMPLEMENTING VARIOUS TYPES OF WAVE EFFECTS AT THE STAGE OF PREPARATION OF CRUDE OIL AND PETROLEUM PRODUCTS ALLOWS TO IMPROVE THEIR STRUCTURAL AND RHEOLOGICAL PARAMETERS. IF MAGNETIC TREATMENT SIGNIFICANTLY REDUCES EQUIPMENT CORROSION, THE AMOUNT OF SALT AND PARAFFIN DEPOSITS, AND ALSO IMPROVES THE VISCOSITY-TEMPERATURE PROPERTIES OF OILS AND OIL SLUDGE, THEN WITH ACOUSTIC ACTION (LOW-FREQUENCY OR ULTRASONIC) THERE IS AN ADDITIONAL OPPORTUNITY WITH MINIMAL ENERGY COSTS NOT ONLY TO INCREASE THE YIELD OF LIGHT FRACTIONS DURING FLOW PROCESSING OF OIL, BUT ALSO TO UTILIZE THE OIL WASTE ALREADY PRESENT AT THE ENTERPRISE WITH THE RECEIPT OF AN ADDITIONAL VOLUME OF LIQUID COMMERCIAL PETROLEUM PRODUCTS*

Ключевые слова: нефть, нефтешламы, волновые воздействия, магнитная обработка, низкочастотная акустическая обработка, ультразвуковая обработка.

УДК 622.276.8:665.6.035.6

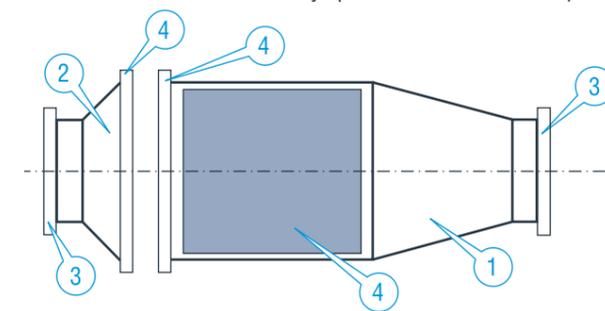
Введение в эксплуатацию на территории России новых месторождений высоковязких смолистых или высокопарафинистых нефтей, которые с понижением температуры значительно ухудшают вязкостно-температурные характеристики, требует применения дополнительных мер и новых технологий, обеспечивающих их бесперебойную добычу и транспортировку [1]. Кроме того, одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти является процесс обезвоживания, который осуществляется в результате разрушения водонефтяных эмульсий, в основном с применением термохимических методов.

В настоящий момент в нефтедобыче накоплен большой опыт по использованию технологий с применением различных видов физических полей – электрических, электромагнитных, магнитных, ультразвуковых, пульсационных, вибрационных, акустических или их различных комбинаций. Использование физических полей вызывает повышенный интерес у исследователей из-за высокой эффективности, меньшего потребления электроэнергии и лучшей стабильности рабочих характеристик [2].

В ИХН СО РАН в течение ряда лет проводятся работы по изучению влияния волновых воздействий, в том числе физических полей, на нефтесодержащие системы. Совместно с представителями производственных фирм ведутся исследования возможности использования установок, реализующих на практике обработку знакопеременным магнитным полем, низко- и высокочастотными акустическими полями, по снижению вязкости нефти и нефтешламов, температуры застывания, количества образующегося нефтяного осадка, обезвоживанию и обессоливанию сырой нефти.

Изучение влияния магнитной обработки (МО) на физико-химические свойства нефтесодержащих систем проводили с помощью магнитной системы (МС) устройства «МАУТ» (ПКФ «Экси-Кей», г. Томск) (рис. 1 и 2, табл. 1) [3]. Применение композиционных

РИСУНОК 1. Схема магнитного устройства «МАУТ/ЖВ-080-ВЦ»



1 – несущий корпус; 2 – крышка корпуса; 4 – торцевые фланцы для соединения корпуса и крышки; 5 – магнитная система (МС) устройства

РИСУНОК 2. Устройство «МАУТ» на байпасных линиях промышленного трубопровода ООО «РН-Юганск-нефтегаз» (2020 г.)



магнитотвердых материалов на основе сплавов Ne-Fe-B обеспечивает амплитуду магнитной индукции на внутренних полюсных концентраторах МС до 0,65 Тл, а на наружных – до 0,35 Тл. Это позволяет создать

ТАБЛИЦА 1. Влияние магнитной обработки на структурно-реологические параметры нефти

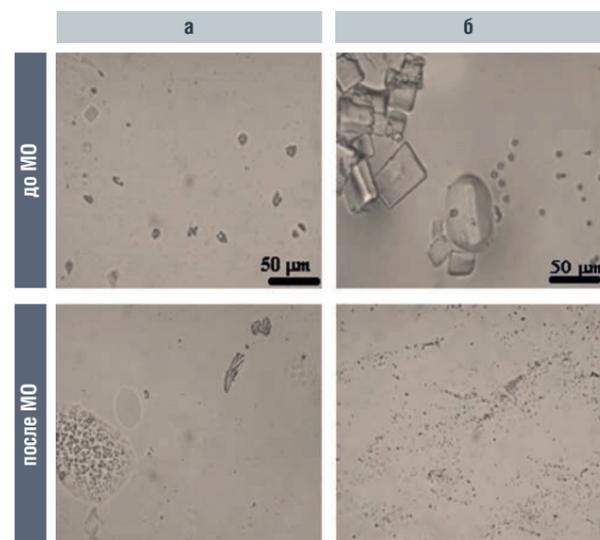
Нефть	Предел текучести $\sigma$ , Па	Вязкость $\mu$ , мПа·с	Ингибирование АСПО I, %	Депрессия температуры застывания $\Delta T_z$ , °С
<b>Высокопарафинистая смолистая МА (Самарская обл.) САВ – 10,3%, парафины – 16,1%</b>				
До МО	0,17	290		
МО	0,08	140	6,5	13,5
МО+ДП	0,06	173	14,8	15,9
<b>Высокопарафинистая смолистая МА (Самарская обл.) САВ – 10,3%, парафины – 16,1%</b>				
До МО	67,4	271		
МО	29,6	131	21,5	4,4
МО+ДП	30,5	174	44,0	6,1
<b>Высокопарафинистая смолистая МА (Самарская обл.) САВ – 10,3%, парафины – 16,1%</b>				
До МО	0,51	143		
МО	0,41	74	60,6	2,9
МО+ДП	0,25	65	77,4	5,4
<b>Высокопарафинистая смолистая МА (Самарская обл.) САВ – 10,3%, парафины – 16,1%</b>				
До МО	0,21	890		
МО	0,89	280	45,9	5,5
МО+ДП	0,30	350	22,5	5,1

ТАБЛИЦА 2. Антикоррозионная защита Z магнитной обработки на различных марках стали в пластовой воде

Образец ПВ	Количество проходов МО	Т, °С	Степень коррозионной защиты Z, %		
			32Г2	09Г2С	70Л
ПВ1 о.м.* 30,4 г/л и рН 8	1	40	99,1	73,3	97,8
	2	40	99,1	84,9	96,9
	2	70	51,1	69,0	96,9
ПВ2 о.м. 496 г/л и рН 2,7	1	40	42,5	17,0	51,8
	2	40	87,5	43,5	79,6
	2	70	62,5	41,5	56,5

\* общая минерализация (о.м.)

РИСУНОК 3. Микрофотографии воды ПВ1 (а) и ПВ2 (б) до и после магнитной обработки



месторождений проводилась в проточном режиме через один или последовательно через два прохода (таблица 2). Коррозионную активность оценивали гравиметрическим методом на стальных пластинах различных марок при 40 и 70 °С в течение 24 ч. МО пластовых вод ПВ1 и ПВ2 при 40 °С дает максимальную антикоррозионную защиту Z на образцах стали 32Г2 (до 99%). Высокие значения Z при различных условиях эксплуатации (температура, количество циклов МО), наблюдаются после обработки воды на образцах стали 70Л. Для защиты от коррозионных процессов трубопровода из низколегированной стали марки 09Г2С в высокоминерализованной пластовой воде ПВ2 устройство МАУТ использовать не рекомендуется.

Было изучено влияние МО на структуру кристаллов солей воды ПВ1 и ПВ2 (рисунок 3). В среднеминерализованной ПВ1 присутствует значительное количество близких по размеру небольших кристаллов солей, а в высокоминерализованной ПВ2 – кристаллы различных размеров от крупных до мелких кубической формы. После МО наблюдается разрушение многочисленных кристаллов и формирование одиночных небольших кристаллических структур.

Низкочастотная акустическая обработка (НАО) является одним из самых эффективных механических воздействий, ускоряющих различные процессы. Так, НАО увеличивает массо- и теплообмен, ускоряет химические реакции, снижает механическое сопротивление и вязкость обрабатываемой среды. Эти эффекты можно использовать при откатке высокозастывающих нефтей из нефтехранилищ, пуске нефтепроводов после длительных остановок, для уменьшения парафинизации трубопроводов, а также при разжижении, удалении и переработке донных отложений в резервуарах и нефтехранилищах [3].

Была создана и применяется на практике для разжижения и утилизации нефтешламов и снижения вязкости парафинистых высокозастывающих нефтей физико-химическая технология виброструйной магнитной активации (ВСМА). В ИХН СО РАН в течение ряда лет проводились работы по адаптации технологии ВСМА, основным компонентом которой является низкочастотное акустическое воздействие на тяжелые нефтесодержащие среды, совместно с НИ ТПУ и ЗАО «Сибнефть-Инжиниринг» (г. Томск). Было изучено влияние полимерной присадки комплексного действия (D04) и НАО на вязкостно-температурные

неоднородное магнитное поле высокой плотности за счет специальной пространственной конфигурации перпендикулярных и параллельных магнитных полей МС и омагничивать полностью весь поток проходящей жидкости.

После МО высокопарафинистых смолистых и малосмолистых нефтей с различным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) наблюдается существенное снижение в 1,2–2,4 раза предела текучести  $\sigma_T$  (или предельного напряжения сдвига) и в два раза – пластической вязкости  $\mu$ . Оценка ингибирующей способности / МО предотвращать образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и депрессорного эффекта снижения температуры застывания ( $\Delta T_z$ ) показала, что после магнитообработки нефти ЗМ количество АСПО снижает всего на 21,5%, а для смолистой высокопарафинистой нефти АР уже на 60%. Максимальный депрессорный эффект обработки установлен для нефти МА (13,5 °С). Дополнительный ввод депрессорной присадки (ДП) в обработанные полем высокопарафинистые нефти привел к росту / и  $\Delta T_z$ .

МО пластовых вод Столбового (ПВ1) и высокоминерализованной Игнялинского (ПВ2)

ТАБЛИЦА 3. Вязкостно-температурные характеристики высокопарафинистой нефти после НАО и D04

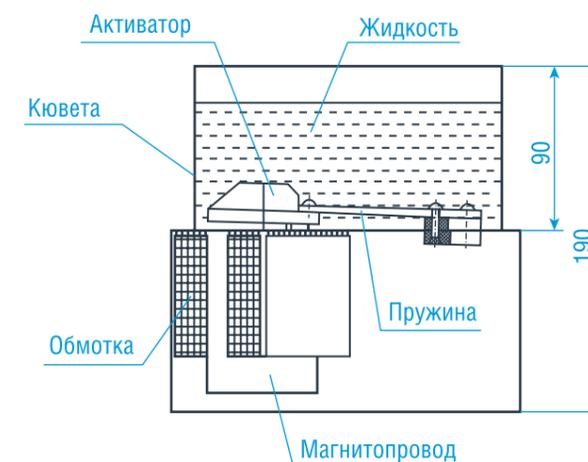
Образец нефти	Тз, °С	Вязкость $\mu$ , мПа·с	
		20 °С	5 °С
<b>Нефть АР (парафины – 12,1%, САВ – 20% мас.)</b>			
исх	5,0	101,6	380
НАО	6,0	83,5	390
D04	-16,7	53,8	147
НАО+D04	-20,0	91,2	184
<b>Нефть ВУ (парафины 11%, САВ – 2,5%)</b>			
исх	9,4	84,3	548
НАО	7,9	70,1	544
D04	-5,2	48,1	168
НАО+D04	-10,4	42,0	420
<b>ВС (парафины – 16,5%, САВ – 4,2%)</b>			
исх	14,6	44,9	299
НАО	12,8	41,4	282
D04	4,5	34,5	237
НАО+D04	0,5	24,7	338

свойства трех высокозастывающих нефтей: ВС, ВУ и АР. Содержание САВ в нефтях колеблется от 2,5 до 20% мас. при содержании парафинов более 6% мас. (таблица 3).

НАО нефтей проводили на лабораторной установке мощностью 30 Вт (рисунок 4), аналоге промышленного вибратора струйного погружного ВЭМА-0.3, в стационарном режиме при комнатной температуре в течение 1–3 минут [4].

Колебательная система установки, состоящая из вибрирующего конфузора (активатора), упругих элементов и моторной части, погружена в жидкую среду. Необходимая для поддержания устойчивых возвратно-колебательных движений активатора энергия передается в систему электромагнитным

РИСУНОК 4. Общий вид лабораторной установки



полем с предельной напряженностью H в воздушном зазоре 2·10<sup>6</sup> А/м. Рабочая концентрация присадки D04, обладающей депрессорными, диспергирующими и ингибирующими образование АСПО свойствами составила 0,05% мас.

Результаты обработки нефтей присадкой и акустическим полем, а также последовательной НАО и D04 показали, что после НАО наблюдается незначительные изменения температуры застывания Тз и снижение вязкости на 8–17%. Существенный эффект достигается после ввода в нефть присадки: Тз понижается на 10 °С для нефти ВС, содержащей максимальное количество парафина, и на 22 °С для нефти АР с максимальной долей САВ. С понижением температуры среды с 20 до 5 °С депрессия вязкости  $\Delta\mu$  для нефти ВС составила всего 20%, при этом для нефтей ВУ и АР она не только не уменьшилась, но и существенно возросла с 1,5 до 3 раз. Максимальный депрессорный эффект получен после ввода в обработанные нефти ВС и ВУ присадки D04: наблюдается дополнительное снижение температуры застывания.

Установлено, что НАО влияет не только на вязкостно-температурные свойства нефти, но и на микроструктуру смол и асфальтенов. Так, методом микроскопии были изучены выделенные из смолистой нефти АР и 10% эмульсии асфальтены до и после НАО (рисунок 5).

Асфальтены нефти до волновой обработки имеют мелкозернистую дисперсную упорядоченную структуру, при этом в выделенных из 10% эмульсии асфальтенах появляются крупные хлопьевидные частицы. После НАО для асфальтенов нефти и эмульсии характерна более аморфная структура с крупными сферическими агломератами.

РИСУНОК 5. Микроструктура асфальтенов, выделенных из нефти ВЧН и 10%-ной эмульсии до и после НАО

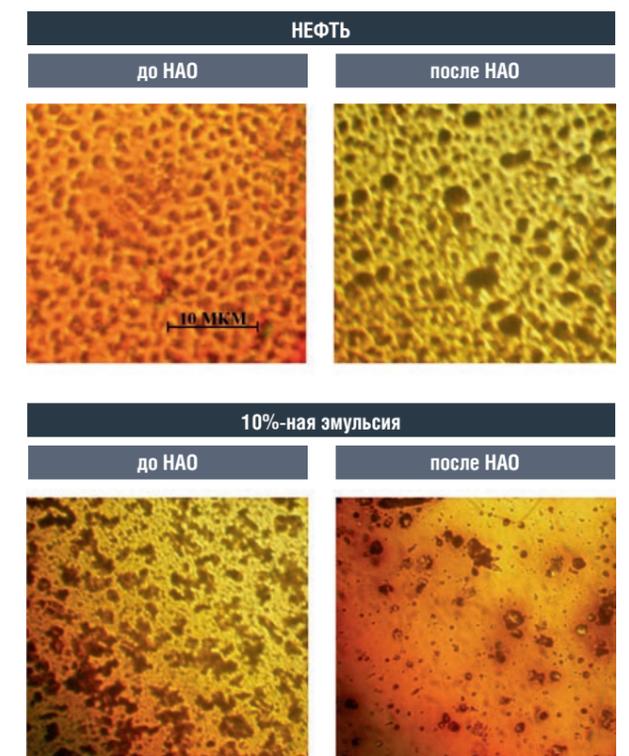
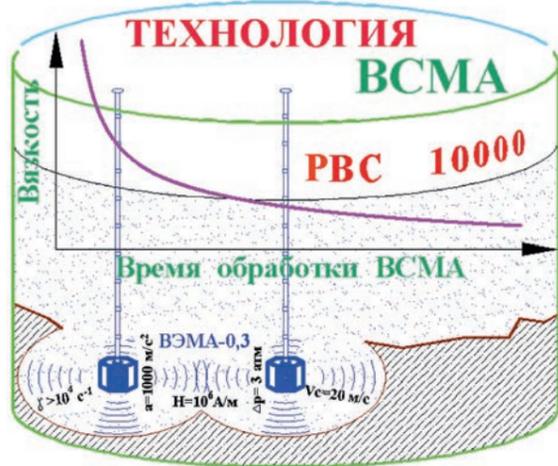


РИСУНОК 6. Схема УСТН для котельных, работающих на нефти или мазуте



Основным компонентом технологии ВСМА является воздействие низкочастотных акустических полей на нефтяные и нефтесодержащие системы с различной вязкостью и составом дисперсной фазы (нефтяной и водной фазы, солей и мехпримесей). ВСМА нашла применение для механизированной очистки нефтяных резервуаров и емкостей от донных отложений при их ремонте, предотвращения образования нефтешламов в находящемся в эксплуатации оборудовании (рисунок 6).

Нефтешламы являются чаще всего нетекучими или пастообразными. Для создания в лабораторных условиях возможности использования НАО их смешивали с легкой нефтью в различных соотношениях. В таблице 4 представлены данные по изменению вязкости смесей нефтешламов трех различных НПЗ со сборной товарной нефтью после 10 минут НАО и с добавлением присадки ДП. После комплексной обработки нефтешламов с нефтью

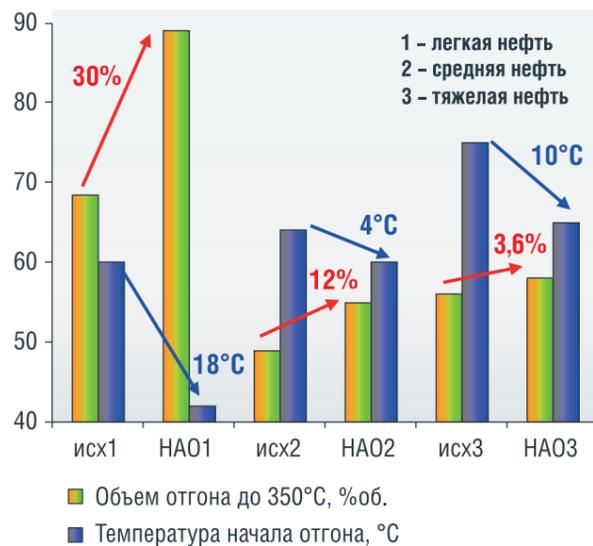
ТАБЛИЦА 4. Изменение вязкости  $\mu$  нефтешламов после 10 мин НАО и с добавлением ДП

Время после НАО, ч	Вязкость $\mu$ , мПа·с	
	После НАО	НАО + ДП
<b>Саратовский НПЗ – осадок : нефть (3:2) + 0,1 % мас. ДП</b>		
0	443	164
24	505	193
48	590	205
<b>Пермский НПЗ – осадок : нефть (3:2) + 0,1 % мас. ДП</b>		
0	578	77
24	601	80
48	660	90
<b>Омский НПЗ – осадок : нефть (2:3) + 0,1 % мас. ДП</b>		
0	250	116
24	264	135
48	286	143

в соотношении 3 к 2 и ввода 0,1 % мас. ДП вязкость осадка Саратовского НПЗ дополнительно снижается в 2,7 раза, а нефтешлама Пермского НПЗ – в 7,5 раза. Эффект обработки нефтешлама Омского НПЗ с меньшим содержанием мехпримесей и наибольшей долей органической части, в том числе нефтяного парафина (порядка 41 % мас.), был получен при соотношении осадок : нефть = 2 к 3.

Кроме того, были проведены исследования влияния НАО на температуру начала кипения  $T_{нк}$  и общего объема выхода светлых фракций  $V_{отгона}$  для различных типов нефти (рисунок 7). НАО легких нефтей увеличивает выход легких фракций до 30 % и снижает температуру начала отгона на 18 °С. Обработка средних и тяжелых нефтей приводит к росту выхода светлых нефтепродуктов на 4–12 % и понижает температуру начала отгона на 4–10 °С.

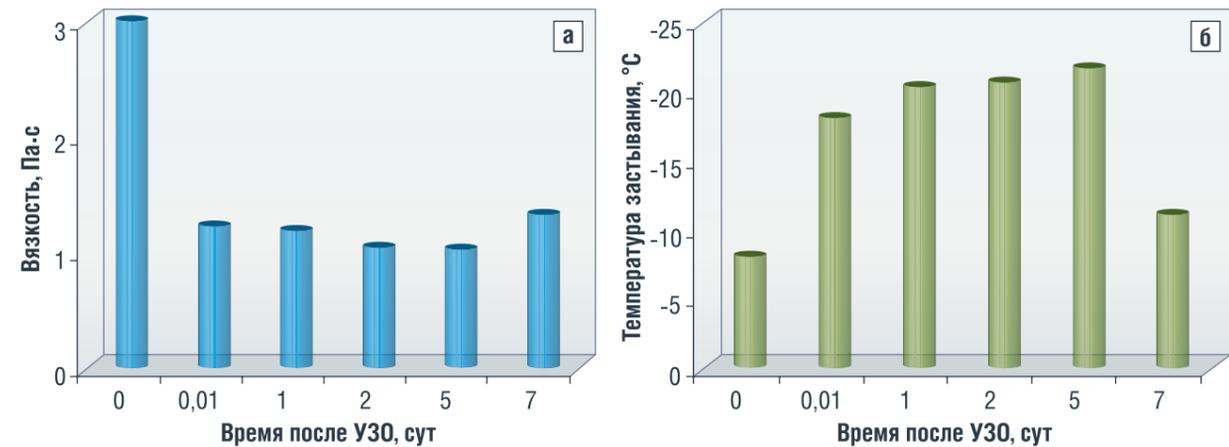
РИСУНОК 7. Изменение температуры начала кипения  $T_{нк}$  и общего объема выхода светлых фракций  $V_{отгона}$  после 5 минут НАО нефтей



Эффективность применения комплексного воздействия для разжижения или снижения вязкости нефтешламов зависит как от выбора оптимальных технологических параметров процесса, так и от физико-химических характеристик нефтешламов. Низкочастотное акустическое воздействие на нефти различного состава или смеси нефти с нефтешламом приводит не только к существенному снижению вязкости, но и к увеличению объема отгона светлых фракций при атмосферной перегонке, снижению количества кубового остатка после фракционирования и температуры начала отгона.

В настоящее время довольно широко исследуется возможность применения ультразвуковой обработки (УЗО) для нужд нефтяной отрасли: обработка скважин и пластов; повышение коэффициента нефтеотдачи; очистка емкостей, резервуаров, деталей нефтяного оборудования от различного вида загрязнений и отложений; разработан ряд приборов ультразвуковой обработки, применяемых при транспортировке нефти. Ультразвуковое воздействие направлено на изменение как физических, так и химических свойств

РИСУНОК 8. Изменение вязкости (а) и температуры застывания (б) парафинистой нефти после УЗО



нефтей, что позволяет проводить более глубокую ее переработку, увеличивать извлечение наиболее легких фракций. Кроме того, УЗО препятствует выпадению АСПО на поверхности технологического оборудования [6].

Ультразвуковое (УЗ) воздействие на нефть осуществляли на установке ULTRASONIC TS-4M мощностью 1 кВт на резонансной частоте 21,35 кГц при комнатной температуре в течение 5–20 минут. После 15 мин УЗО парафинистой нефти с соотношением САВ/парафин = 1/4 наблюдается снижение вязкости в 1,5–2 раза, температуры застывания на 10–15 °С при увеличении периода релаксации свойств до 7–10 суток (рис. 7) [5].

Показано, что высокочастотное акустическое воздействие приводит к увеличению выхода фракций, выкипающих в пределах нк-100 °С и до 240–350 °С (таблица 5). Наблюдаемое изменение фракционного состава связано с процессами термо- и химической деструкции нефтяных компонентов, выкипающих при 140–300 °С. При этом после УЗО наиболее существенный прирост происходит с фракцией дизельного топлива, ее количество увеличилось на 13,5 % об. При этом объем тяжелого остатка также снижается на 13 %.

Таким образом, в результате проведенных работ показано, что имеется принципиальная возможность использования современных малоэнергоемких технологий, реализующих на стадии подготовки

нефти и нефтепродуктов различные типы волновых воздействий. Если магнитная обработка позволяет существенно снизить количество парафиновых отложений, снизить коррозионную активность и солеобразование в пластовой воде, улучшить вязкостно-температурные свойства нефтесодержащих систем, то при акустическом воздействии (низкочастотном или ультразвуковом) появляется дополнительная возможность при минимальных энергетических затратах не только увеличить выход светлых фракций при проточной обработке нефти, но и утилизировать уже имеющиеся на предприятии нефтяные отходы с получением дополнительного объема жидких товарных нефтепродуктов.

Конкретное решение о целесообразности использования вышеизложенных технологий для нефтей с повышенным содержанием тяжелых компонентов должно приниматься по результатам технико-экономического анализа с учетом капитальных и эксплуатационных затрат. ●

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Минобрнауки РФ.

**Литература**

- Волкова Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина. – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
- Лоскутова Ю.В. Влияние магнитного поля и химических реагентов на структурно-механические характеристики высокопарафинистой нефти / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020, № 2. – С. 186–192.
- Лоскутова Ю.В. Физико-химическая обработка нефтяных осадков при утилизации нефтешламов / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, И.В. Прозорова // Химия твердого топлива. – 2021, № 4. – С. 66–72.
- Данекер В.А. Расчет и конструирование электромагнитных преобразователей для активации жидких систем: Учебно-методическое пособие. / В.А. Данекер. – Томск: ТПУ, 2018. – 102 с.
- Лоскутова Ю.В. Воздействие физических полей на высокосмолистую нефть / Ю.В. Лоскутова, А.В. Морозова, Г.И. Волкова // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2021. – Т. 14, № 2. – С. 226–233.
- Пивоварова Н.А. Использование волновых воздействий в переработке углеводородного сырья (обзор) / Н.А. Пивоварова // Нефтехимия. – 2019. – Т. 59. – № 6, вып. 2. – С. 727–738.

KEYWORDS: crude oil, oil sludge, wave action, magnetic treatment, low frequency acoustic treatment, oil sludge, ultrasonic treatment.

ТАБЛИЦА 5. Объем целевых фракций из образца нефти при УЗО

Целевые фракции	Объем фракций, % об.	
	До УЗО	После УЗО
Риформинг (85–160 °С)	28	28
Авиакеросин (120–240 °С)	27	25
Дизтопливо (180–340 °С)	35	48
Остаток свыше 340 °С	33	20

# Зимний отдых и Новогодние торжества в отеле премиум-класса

Московская область,  
г. Истра, д. Рождествено,  
Территория Строй Капитал,  
здание 3, п. 6



+7 (495) 994-40-00  
reservation@m-istra-l.ru  
www.m-istra-l.ru

РЕКЛАМА



## Погрузитесь себя в гармонию

Зимний отдых в Подмосковье имеет свою неповторимую прелесть. Чистейший морозный воздух, величественная красота природы, ледяная гладь воды и тишина, которая успокаивает, расслабляет и восстанавливает.

Прекрасным подарком будет отдых в M'Istra'l Hotel&SPA на берегу Истринского водохранилища. Огромная территория предполагает как активный отдых, так и неспешные прогулки. Для любителей адреналина — гонки на квадроциклах и снегоходах, для любителей тишины — зимняя рыбалка и беговая лыжная трасса.

После морозного дня вас ждет 25-метровый бассейн, вместительная термальная зона с саунами, русской парной, хаммамом и джакузи. Разнообразные процедуры и уходы СПА-специалистов расслабят тело, вернут легкость и радость жизни. Рестораны предлагают аутентичные блюда европейской и азиатской кухонь, в барах отличный выбор различных согревающих напитков, а утренние завтраки не оставят равнодушными даже самых искушенных гурманов.

Каждый мужчина высоко оценит выставку военно-морского флота, находящуюся на территории отеля, который проводит регулярные экскурсии для гостей, и сможет сфотографироваться с раритетными и современными экспонатами. Проверить свою меткость можно в тире со стрельбой из лука или пневматического оружия.

Вы можете не бояться хорошо отметить праздники, наша Велнес-клиника сможет подобрать для вас персональные оздоровительные программы или диет-меню.

Большую часть отеля занимает СПА-комплекс, созданный для того, чтобы наши милые дамы могли получить максимум удовольствия и заботы о своем теле. Массажи, обертывания, аппаратные процедуры, бальнеотерапия, парикмахерские услуги, маникюр, педикюр, талассотерпия, омолаживающие косметологические процедуры, составление индивидуальных программ по детоксикации и омоложению, лимфотропная терапия, ВЛОК, Лаеннек, карбокситерапия и многое-многое другое доступно для всех желающих.

Интерьер отеля в золотистых тонах благородного мрамора и красного дерева располагает к неспешному и приятному времяпровождению в ресторанах и лобби баре с любимыми напитками и шикарными десертами, мимо которых невозможно пройти мимо.

В отеле работает команда анимации, которая сможет занять ребенка разнообразными программами, развлечениями и активностями, чтобы родители смогли полностью насладиться отдыхом.

В честь праздников всех наших гостей ждет непревзойденная душевная атмосфера, живая музыка, специальные меню, конкурсы и подарки!

# КОРРЕЛЯЦИИ В СИСТЕМАХ НЕФТЬ–НЕФТЬ И НЕФТЬ–РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПОРОД: ВОЗМОЖНЫЕ ОШИБКИ

ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ НАИБОЛЕЕ ИНФОРМАТИВНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ КОРРЕЛЯЦИЯ В СИСТЕМАХ НЕФТЬ–НЕФТЬ И НЕФТЬ–РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО (РОВ) ПОРОД ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ (Н-АЛКАНОВ, ИЗОПРЕНАНОВ, СТЕРАНОВ, ТЕРПАНОВ И Т.Д.) НА МОЛЕКУЛЯРНОМ УРОВНЕ. ОДНАКО НЕФТЬ И РОВ ПОРОД МИГРАЦИОННОСПОСОБНЫЕ И В ПРОЦЕССЕ МИГРАЦИИ МЕНЯЮТ СВОЙ ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ СОСТАВ ЗА СЧЕТ МНОГИХ ПРИРОДНЫХ ПРОЦЕССОВ (СОРБЦИИ, РАСТВОРЕНИЯ В СЖАТЫХ ГАЗАХ, ВОДЕ И Т.Д.). ПОСКОЛЬКУ ВСЕ УВ-БИОМАРКЕРЫ С РАЗНЫМ ОТНОСИТЕЛЬНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ОБРАЗОВАЛИСЬ В РЕЗУЛЬТАТЕ ТЕРМОЛИЗА ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ (ВМ) ИСТОЧНИКОВ (КЕРОГЕНА, БАКТЕРИЙ, АСФАЛЬТЕНОВ, СПИРТОВ, КИСЛОТ И ПР.), КАЖДЫЙ ВМ ИСТОЧНИК ВНОСИТ СВОЙ ВКЛАД В ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАНИЕ УВ-БИОМАРКЕРА ТОГО ИЛИ ИНОГО СТРОЕНИЯ. ОКОНЧАТЕЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УВ-БИОМАРКЕРОВ В НЕФТИ И ОВ ПОРОД ЗАВИСИТ И ОТ ГРУППОВОГО СОСТАВА ВМ ИСТОЧНИКОВ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПРОВОДЯ КОРРЕЛЯЦИЮ, БАЗИРУЯСЬ ТОЛЬКО ПО ЗАКОНОМЕРНОСТЯМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УВ-БИОМАРКЕРОВ В НЕФТЯХ И РОВ-ПОРОДАХ ВОЗМОЖНО ПРИЙТИ К ОШИБОЧНЫМ ВЫВОДАМ. ПО СРАВНЕНИЮ С УВ-БИОМАРКЕРАМИ ВМ МЕНЯЮТ СВОЙ ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ СОСТАВ В МЕНЬШЕЙ СТЕПЕНИ. В ЭТОЙ СВЯЗИ НЕОБХОДИМО ИССЛЕДОВАТЬ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УВ-БИОМАРКЕРОВ В НЕФТИ И РОВ ПОРОД, НО ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ БОЛЕЕ КОРРЕКТНЫХ ВЫВОДОВ НЕОБХОДИМО ПРОВОДИТЬ КОРРЕЛЯЦИЮ И ПО ЗАКОНОМЕРНОСТЯМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УВ-БИОМАРКЕРОВ НА МОЛЕКУЛЯРНОМ УРОВНЕ, ПО УВ-БИОМАРКЕРАМ, ОБРАЗОВАВШИМСЯ ПРИ ТЕРМОЛИЗЕ ВМ ИСТОЧНИКОВ НЕФТИ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ НЕФТИ И РОВ ПОРОД

*DURING PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL FIELDS, TO DETERMINE OIL-MAYERIN FORMATIONS, THE MOST INFORMATIVE IS THE CORRELATION IN OIL-OIL AND OIL-DISPERSECUTED ORGANIC MATTER (DOM) SYSTEMS OF ROCKS BY THE DISTRIBUTION OF HYDROCARBONS (HC) – BIOMARKERS (N-ALKANES, ISOPRENANES, STERANES, TERPANES, ETC.) AT THE MOLECULAR LEVEL. HOWEVER, OIL AND ROCK DITCH ARE CAPABLE OF MIGRATION AND DURING THE PROCESS OF MIGRATION THEIR ORIGINAL COMPOSITION CHANGES DUE TO MANY NATURAL PROCESSES (SORPTION, DISSOLUTION IN COMPRESSED GASES, WATER, ETC.). SINCE ALL HC BIOMARKERS WITH DIFFERENT RELATIVE CONTENTS WERE FORMED AS A RESULT OF THERMOLYSIS OF HIGH MOLECULAR WAVE (HMW) SOURCES (KEROGEN, BACTERIA, ASPHALTENES, ALCOHOLS, ACIDS, ETC.), EACH HCW SOURCE MAKES ITS OWN CONTRIBUTION TO THE PREFERENTIAL FORMATION OF A HMW BIOMARKER OF A PARTICULAR STRUCTURE (THE WORK PROVIDES IN QUITE DETAIL SEVERAL EXAMPLES OF OUR OWN RESEARCH ON THERMOLYSIS OF HMW SOURCES). THE FINAL DISTRIBUTION OF HC BIOMARKERS IN OILS AND OM ROCKS DEPENDS ON THE GROUP COMPOSITION OF VM SOURCES. THUS, CARRYING OUT A CORRELATION BASED ONLY ON THE REGULARITIES OF DISTRIBUTION OF PC BIOMARKERS IN OILS AND OM ROCKS CAN LEAD TO ERRORS. AS FOR VM SOURCES, DUE TO THE ABOVE-MENTIONED PROCESSES, THEY CHANGE THEIR ORIGINAL COMPOSITION TO A MUCH LESS EXTENT (IN COMPARISON WITH HC BIOMARKERS). IN THIS CONNECTION, IN OUR VIEW, OF COURSE, IT IS NECESSARY TO STUDY THE REGULARITIES OF DISTRIBUTION OF HC BIOMARKERS IN OILS AND ROCK DITCHES; BUT TO OBTAIN MORE CORRECT CONCLUSIONS, IT IS NECESSARY TO CORRELATE BY THE REGULARITIES OF DISTRIBUTION OF HC BIOMARKERS AT THE MOLECULAR LEVEL, BY HC BIOMARKERS FORMED DURING THERMOLYSIS OF VM OIL SOURCES, ISOLATED FROM OILS AND ROCK DITCHES*

Ключевые слова: УВ-биомаркеры, стераны, терпаны, н-алканы, изопренаны, кероген, бактерии, асфальтены, термолиз.

**Гордадзе  
Гурам Николаевич**  
профессор, д.г.-м.н., к.х.н.

**Стоколос  
Ольга Анатольевна**  
доцент, к.х.н.

**Строева  
Александра Романовна**  
МГУ им. М.В. Ломоносова,  
доцент, к.х.н.

**Кошелев  
Владимир Николаевич**  
профессор, д.х.н.

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

УДК 579.22.579.66.547.912

Для нефтегазопромысловой геохимии очень важно выявление нефтематеринских толщ. Именно по относительному распределению УВ-биомаркеров возможно определить [6, 9–14]:

- тип исходного органического вещества (ОВ): морское, континентальное, прибрежно-морское, лагунное и т.д.;
- степень катагенеза (созревания): нефти, битумоида. Эволюцию ОВ в конкретных бассейнах осадконакопления;
- фациальную обстановку в диагенезе: карбонатные или терригенные породы, степень солёности вод в данном бассейне, окислительная или восстановительная обстановка и пр.;
- интенсивность микробиологической трансформации ОВ в диагенезе. Генерацию этим путем новых УВ;
- геологический возраст нефти, точнее, нефтематеринских толщ, которые генерировали данную нефть.

Для нефтегазопромысловой (резервуарной) геохимии возможно:

- провести мониторинг динамики продвижения водонефтяных и газоконденсатных контуров залежей;
- определить межпластовые и затрубные перетоки УВ-флюидов на месторождениях;
- сравнительно оценить условия разработки отдельных блоков продуктивных резервуаров на сложнорасположенных месторождениях;
- оценить в эксплуатационных скважинах вклад в общую добычу продукции отдельных объектов при их совместной разработке на многопластовых месторождениях.

На взгляд авторов, для получения вышеуказанных выводов исследовать только закономерности распределения УВ-биомаркеров в нефтях и РОВ пород является недостаточным. Более того, можно прийти к ошибочным выводам. Поскольку ОВ (битумоид) пород и нефть, в отличие от угля, миграционно-способные и в процессе миграции могут изменить свое первоначальное относительное содержание УВ-биомаркеров.

Уже на этапах первичной миграции ОВ материнских пород вплоть до формирования концентрированных скоплений (нефти) в залежах

происходит дифференциация УВ-состава подвижных, так называемой микронейфти (по Н.Б. Вассоевичу) за счет многих природных процессов – сорбции, диффузии растворения в сжатых газах, пластовых водах и др. [15, 16]. С другой стороны, возможны техногенные контаминации сингенетического РОВ пород УВ нефтяных добавок в буровой раствор и подвижных эпидитумоидов.

В том случае если нефть находится во вторичном или третичном залежании, в силу аналогичных процессов значительно больше отличается «сегодняшнее» относительное содержание УВ-биомаркеров от первоначального состава нефти.

Как показали, в том числе и наши, исследования, практически все УВ-биомаркеры нефти и ОВ пород образовались в результате крекинга высокомолекулярных (ВМ) источников – керогена (нерастворимое ОВ), прокариотов (бактерии и археи), эукариотов (грибы, растения и животные), асфальтенов (гео- биоолигомеров), смол, высокомолекулярных кислот и т.д. [17–22]. В результате мягкого термолиза вышеуказанных ВМ источников нефти и ОВ пород образуются одни и те же нефтяные УВ-биомаркеры (н-алканы, изопренаны, стераны, терпаны и т.д.), но во всех случаях относительное содержание УВ-биомаркеров разное, аналогично нефти и ОВ пород разного генотипа [1–4, 17–22].

Таким образом, в результате распада (термолиза) каждый ВМ источник вносит свой вклад в преимущественном образовании УВ-биомаркера того или иного строения. Например, из одних источников образуется низкая величина отношения диа/рег стеранов, а из других – высокая, из одних источников в результате термического распада величина отношения адиантан/гопан ниже единицы, а из других – выше и т.д. Очевидно, чем больше относительное содержание какого-нибудь высокомолекулярного источника в исходном ОВ, тем больше его влияние на окончательный состав УВ-биомаркеров в нефти и ОВ пород. Но мы не знаем, какое относительное содержание было ВМ источников в исходном ОВ.



РИСУНОК 1. Распределение n-алканов и изопренанов в продуктах термолитиза кислот, десорбированных с силикагеля бензолом (а) и спиртобензольной смесью (б) и в нефти (в) Анастасиевско-Троицкого месторождения (IV горизонт)



Следовательно, окончательное распределение UV-биомаркеров в нефти и ОВ пород на молекулярном уровне полностью зависит не только от вышеуказанных многих природных процессов, но и от относительного содержания ВМ источников нефти. А делаем выводы, базируясь на сегодняшний день распределения UV-биомаркеров, не зная, каким образом

сформировался окончательный состав UV-биомаркеров. Безусловно, немаловажную роль играет и степень созревания ОВ. Известно, что, например, n-алканы, в отличие от цикланов из керогена и асфальтенов, высвобождаются в более жестких условиях [23]. Таким образом, окончательное распределение UV-биомаркеров на молекулярном в нефтях и ОВ пород

существенно отличается от такового первоначального состава. Скорее всего, ВМ источники нефти и ОВ пород в силу вышеуказанных процессов гораздо в меньшей степени меняют свой первоначальный состав.

В этой связи, на наш взгляд, конечно, необходимо исследовать закономерности распределения UV-биомаркеров в нефти и ОВ породах; но для более корректной интерпретации данных, полученных на основании распределения UV-биомаркеров в нефти и ОВ пород, необходимо дополнительно проводить корреляцию в системах нефть – нефть и нефть – ОВ пород и по UV-биомаркерам, образовавшимся в результате мягкого термолитиза высокомолекулярных источников нефти, выделенных из нефти и ОВ пород.

Далее приводятся примеры по мягкому термолитизу ВМ источников нефти и ОВ пород с последующим изучением закономерности распределения UV-биомаркеров.

Следует подчеркнуть, что в наших условиях в результате термолитиза не происходит ни структурная, ни геометрическая изомерия.

**Пример №1 Особенности распределения UV-биомаркеров в продуктах термолитиза асфальтенов, смол и кислот слабопреобразованной нефти**

На рис. 1 нетрудно заметить, что относительное распределение n-алканов в продуктах термолитиза

РИСУНОК 2. Образование UV-биомаркеров в результате термолитиза кислот, смол и асфальтенов слабо преобразованной нефти. Геохимическая характеристика слабозрелой нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV горизонт) и продуктов термолитиза смол и асфальтенов этой нефти по алканам, стеранам и терпанам

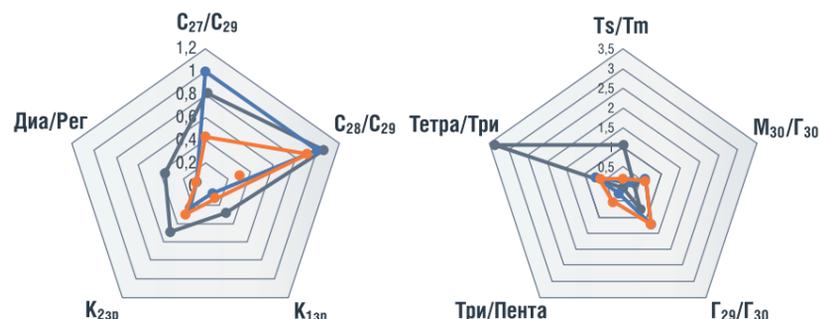
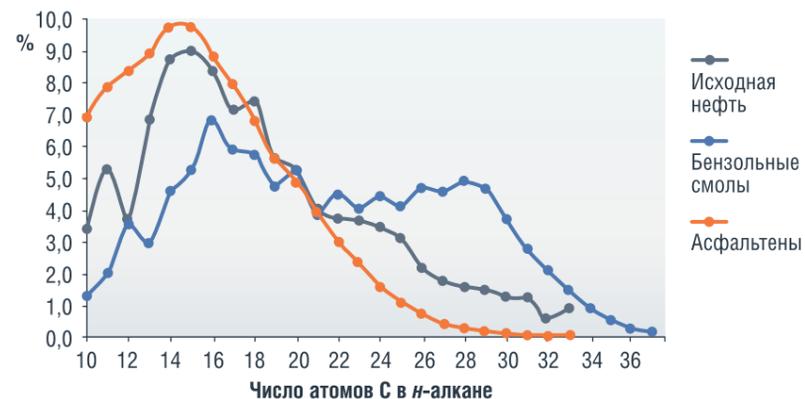
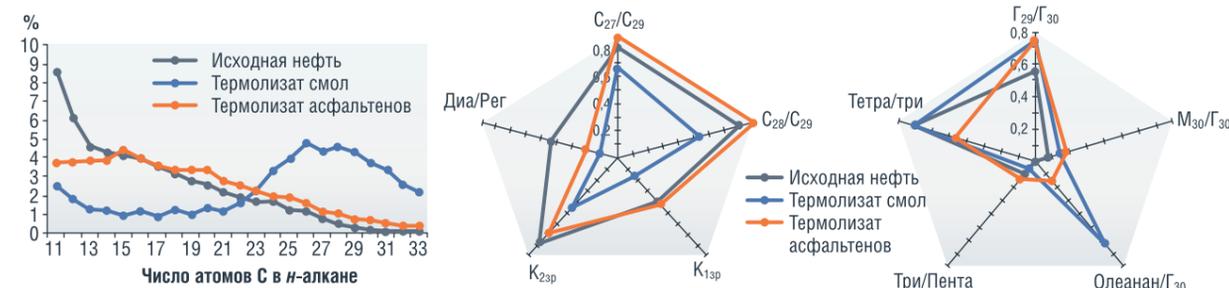
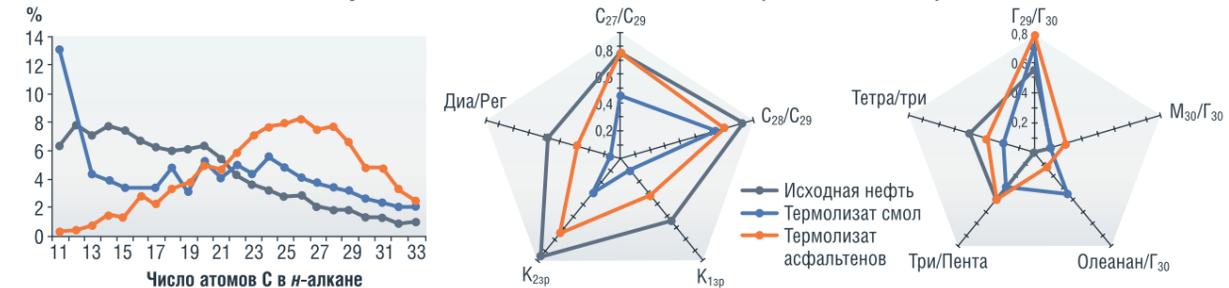


РИСУНОК 3. Образование UV-биомаркеров в результате термолитиза смол и асфальтенов сильно преобразованной нефти

**Месторождение Самотлорское, скв. 10282 (2098–2130 м), БВ8**



**Месторождение Салымское, скв. 184 (2925–2967 м), Юо**



смол и асфальтенов значительно отличаются между собой. Также значительно отличается от нефти относительное распределение стеранов. Например, величина отношения диа/рег стеранов около 0,5 свидетельствует о том, что нефть генерировалась в глинистых толщах, а в термолизатах смол и асфальтенов это отношение составляет всего лишь 0,15, что характерно для нефти, генерированной в карбонатных толщах [23, 24].

При термолитизе кислот, десорбированных бензолом, ни стераны, ни терпаны не образуются. Однако из кислот, десорбированных с силикагеля спирто-бензольной смесью, наряду с алканами образуются и алициклические UV-биомаркеры – стераны и терпаны. На рисунке 2 представлены масс-хроматограммы стеранов и терпанов нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения (IV горизонт) и термолизатов кислот, десорбированных спиртобензольной смесью, выделенных из этой нефти, соответственно.

Значения коэффициентов зрелости по стеранам  $C_{29} - K^{1z}$  и  $K^{2z}$ , отношение  $Ts/Tm$ , как и отношение  $M_{30}/G_{30}$ , в нефти и продуктах термолитиза кислот, десорбированных спирто-бензольной смесью, очень близки и свидетельствуют

о слабой степени зрелости органического вещества. Отношение между регулярными стеранами  $C_{27} : C_{28} : C_{29}$  также очень близко и свидетельствует о морском ОВ.

Величина отношения адиянтана к гопану ( $G_{29}/G_{30}$ ) в термолизате кислот значительно выше, чем в нефти (1,17 против 0,69). Обычно такая высокая величина отношения характерна для нефти, генерированной в карбонатных толщах. В то время как величина отношения диа- и регулярных стеранов (диа/рег – 0,36) характерна для нефти, генерированной в глинистых толщах.

**Пример № 2 Особенности распределения UV-биомаркеров в продуктах термолитиза асфальтенов и смол сильно преобразованной нефти**

В данном случае наблюдается разное относительное содержание UV-биомаркеров в термолизатах смол и асфальтенов (рис. 3). Отличается относительное распределение n-алканов состава  $C_{11} - C_{33}$ . Величины отношений диа/рег стеранов в нефти выше по сравнению с продуктами термолитиза смол и асфальтенов. Отличаются также и генетические показатели стеранов  $C_{27} - C_{29}$ .

А относительное содержание терпанов довольно близко в нефти с продуктами термолитиза смол и асфальтенов.

**Пример № 3 Особенности распределения UV-биомаркеров в продуктах термолитиза асфальтенов разного фракционного состава**

Видно, что относительное содержание n-алканов в термолизатах отличается и зависит от фракционного состава асфальтенов (рис. 4). Меньше отличаются они по распределению стеранов и терпанов. Справедливости ради надо отметить, что величина отношения пристана к фиантану одинакова [25].

**Пример № 4 Особенности распределения UV-биомаркеров в продуктах термолитиза асфальтенов асфальтита**

В данном случае (рис. 5) наблюдается отличие в распределении n-алканов, скорее всего, за счет частичной биодegradации нефти (залегает всего на глубине 400 м). Относительные распределения стеранов и терпанов в нефти и продуктах термолитиза асфальтенов асфальтита очень близкие [26].

РИСУНОК 4. Образование УВ-биомаркеров в результате термолитза асфальтенов разного фракционного состава

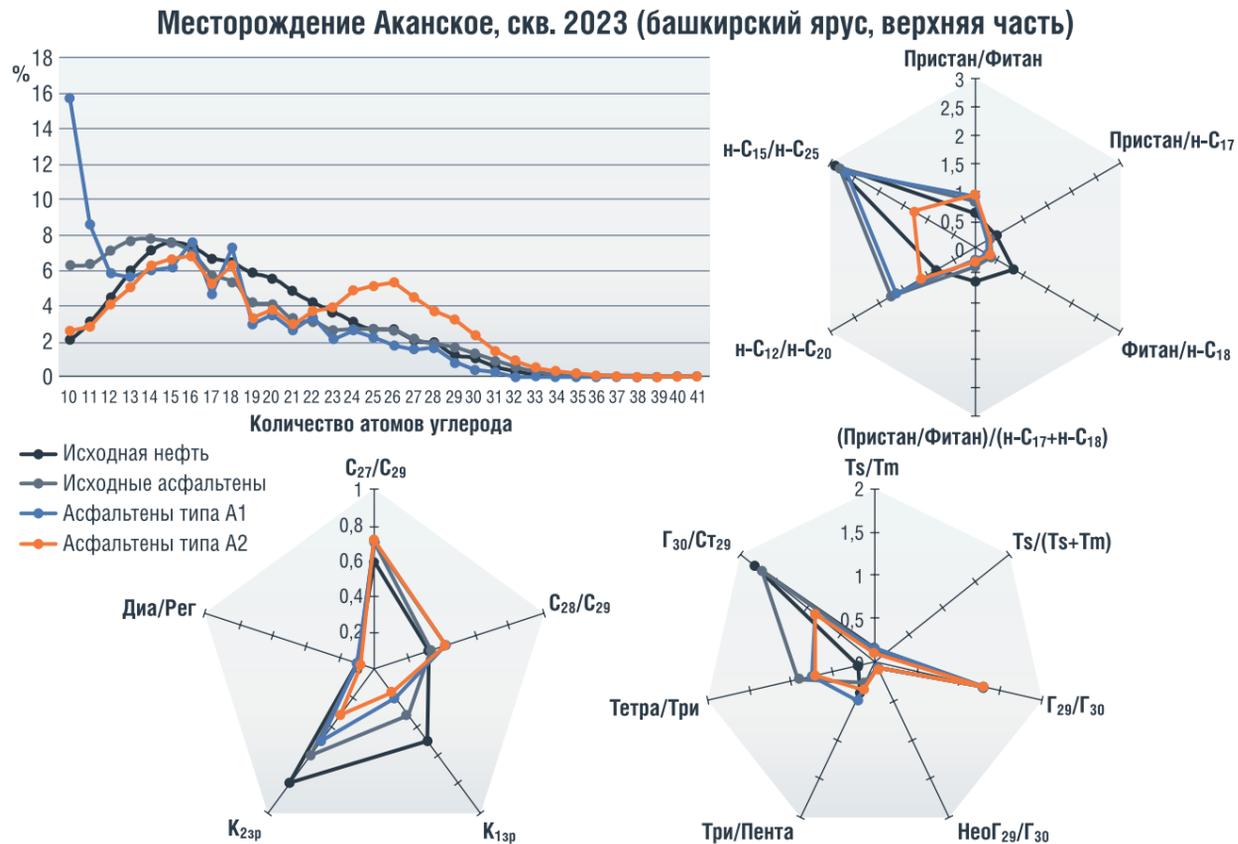


РИСУНОК 5. Образование УВ-биомаркеров в результате термолитза асфальтенов асфальтита

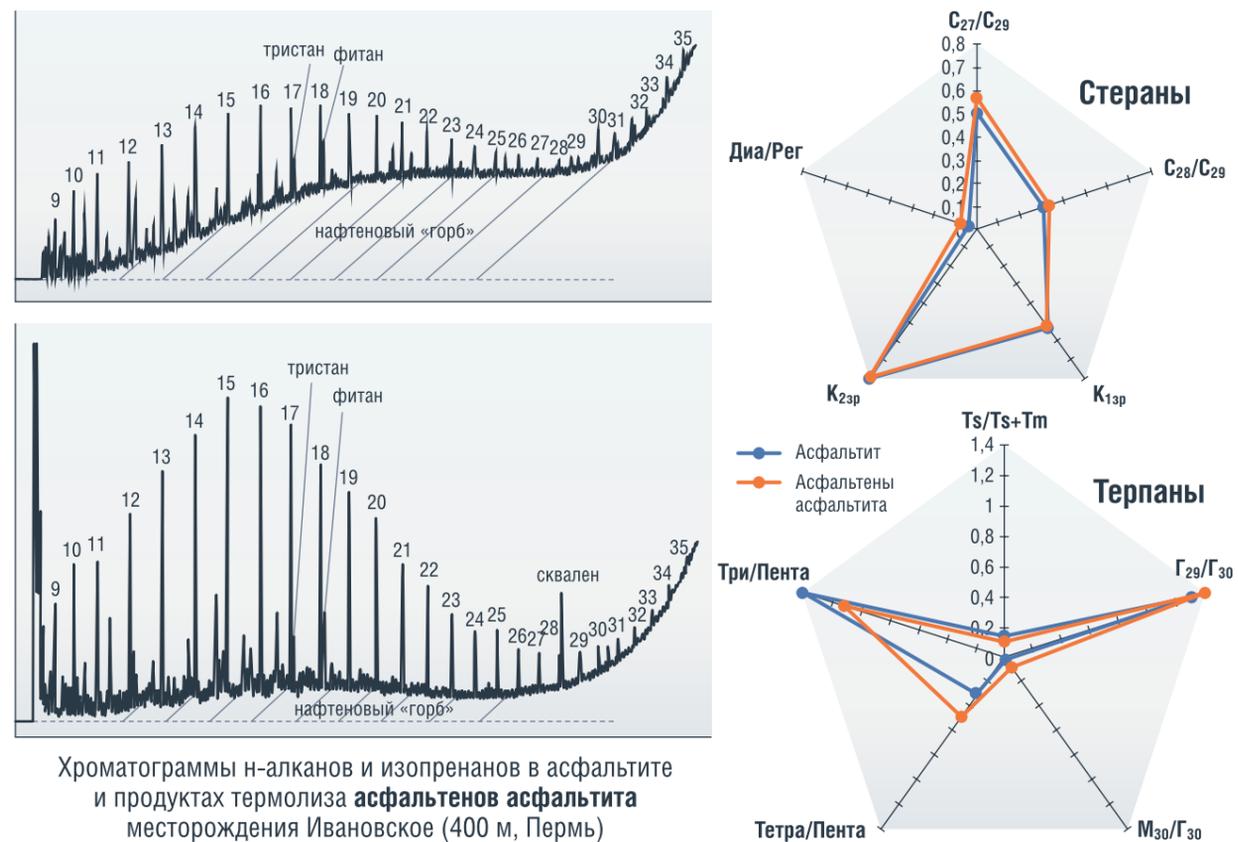
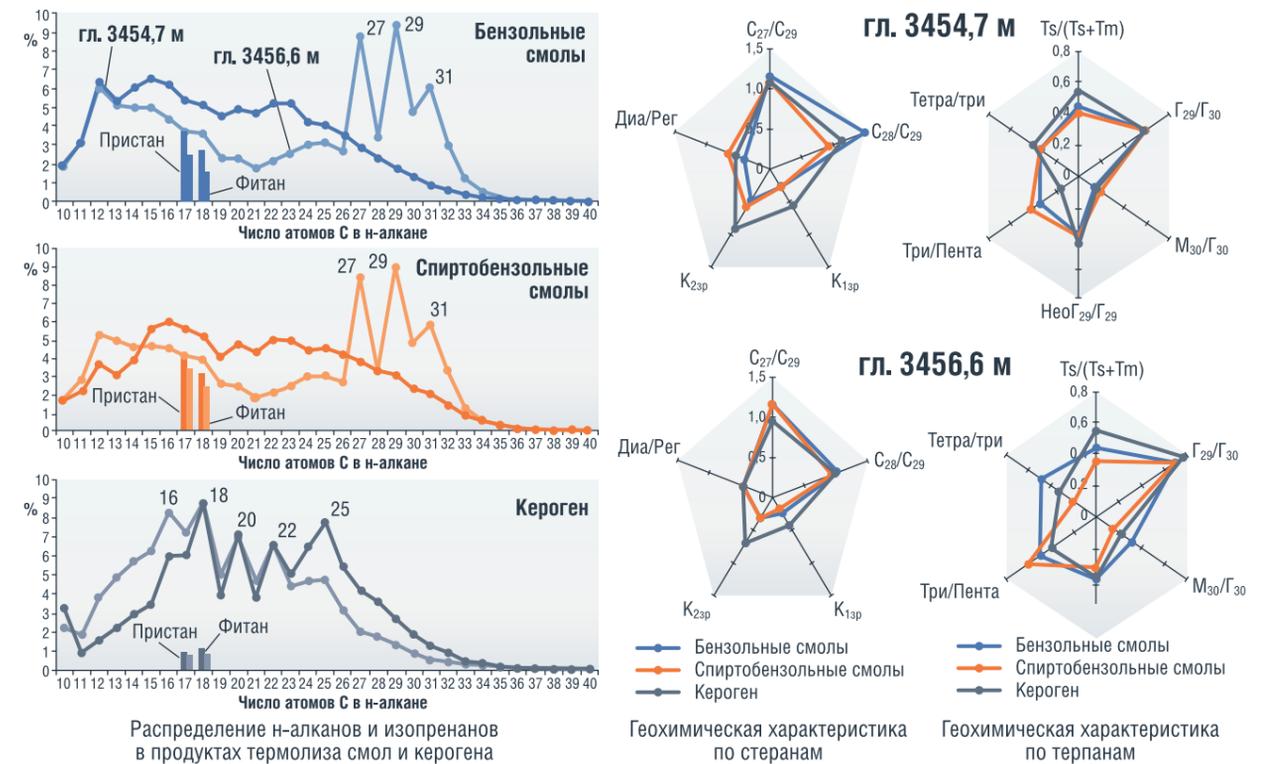


РИСУНОК 6. Образование УВ-биомаркеров в результате термолитза бензольных, спиртобензольных смол и керогена ОВ пород



**Пример №5**

**Особенности распределения УВ-биомаркеров в продуктах термолитза керогена, бензольных и спирто-бензольных смол ОВ пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова**

В результате термолитза бензольных, спирто-бензольных смол и керогена образуются те же УВ-биомаркеры (н-алканы, изопренаны, стераны и терпаны и т.д.), которые находятся в нефтях [27]. Относительное распределение н-алканов в термолитзатах значительно отличается друг от друга. Интересно отметить, что в продуктах термолитза смол ОВ пород, отобранных на глубине 3459 м, преобладают н-алканы с нечетным числом углерода в молекуле (С<sub>27</sub>, С<sub>29</sub>, и С<sub>31</sub>) над четными (С<sub>28</sub>, С<sub>30</sub> и С<sub>32</sub>), а на глубине 3454 м (выше на 5 м) в продуктах термолитза смол наблюдается мономодальное распределение н-алканов (С<sub>10</sub>–С<sub>40</sub>) преобладанием С<sub>15</sub> и С<sub>16</sub>. А в продуктах термолитза керогена обоих образцов пород преобладают н-алканы с четным атомом углерода в молекуле С<sub>16,18,20</sub> и С<sub>22</sub> над нечетными н-алканами

С<sub>15</sub>, С<sub>17</sub>, С<sub>19</sub> и С<sub>21</sub>. Наблюдается также повышенная относительная концентрация н-С<sub>25</sub>. Отличается также величина генетического показателя пристан/фитан: в термолитзатах смол выше единицы (1,3–1,5), а в термолитзатах керогена ниже единицы – 0,8 и 0,9. Надо отметить и то, что как в продуктах смол, так и керогена образуется непредельный изопренен сквален (2,6,15,19,23-гексаметилтетракоза 2,6,10,14,18,22-гексаен). Причем этот УВ при термолитзе спирто-бензольных смол, отобранных с глубины 3454,7 м, образуется значительно больше по сравнению с остальными термолитзатами (рис. 6). Отличаются также относительные распределения стеранов С<sub>27</sub>–С<sub>29</sub>. Степень зрелости бензольных и спирто-бензольных смол по стерановым показателям ниже по сравнению с керогеном – К<sub>1</sub> = 0,18–0,24 а К<sub>2</sub> = 0,29–0,37 против К<sub>1</sub> = 0,43–0,48 и К<sub>2</sub> = 0,68–0,75 в термолитзатах керогена (в равновесии К<sub>1</sub> = 0,55 а К<sub>2</sub> = 0,85). По терпановым коэффициентам также ниже степени зрелости смолы по сравнению с керогеном. Величина отношения Тс/Тм = 0,5–0,8 в термолитзатах смол, а керогена – 1,2–1,3 (рис. 6).

**Пример № 6**

**Особенности распределения УВ-биомаркеров в продуктах термолитза бактерий, выделенных из нефти**

На рис. 7 представлены звездные диаграммы по распределению УВ-биомаркеров в растворимой части и в продуктах термолитза нерастворимой части бактерий *геооцилус юрассикус*, выделенной из нефти месторождения Даган. Нетрудно заметить большое различие в распределении н-алканов. Вместе с тем величина отношения пристан/фитан во всех случаях ниже единицы и близки между собой. Также наблюдается довольно близкие соотношения стеранов и терпанов [28–30]. На рис. 8 представлены звездные диаграммы по распределению УВ-биомаркеров в растворимой части и в продуктах термолитза нерастворимой части бактерий *Халомонас титаникас*, выделенной из нефти м-ия Ромашкинское. Видно, что все геохимические показатели по алканам и цикланам значительно отличаются от таковых в нефти.

РИСУНОК 7. Образование УВ-биомаркеров в растворимой части (1) и в результате термолитза нерастворимой части (2) биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus*, выделенных из нефти месторождения Даган (3), по алканам, стеранам и терпанам

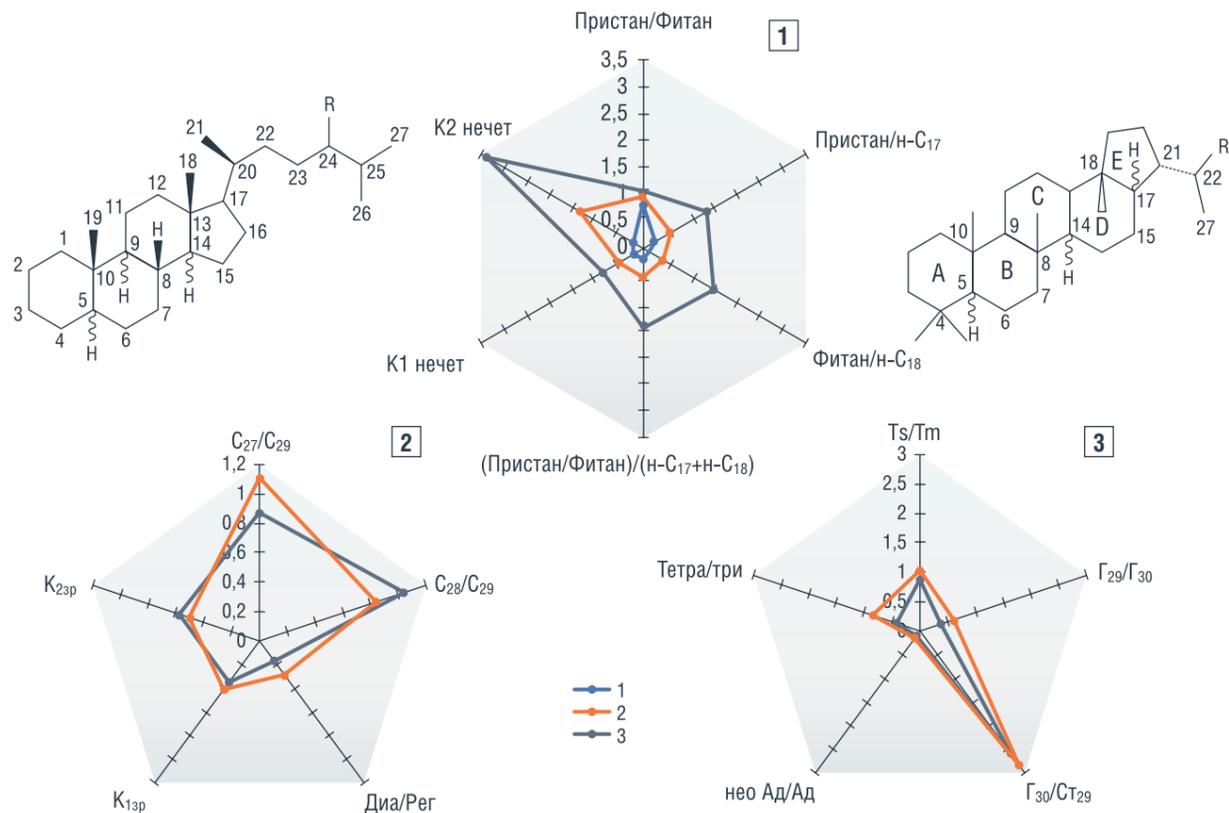
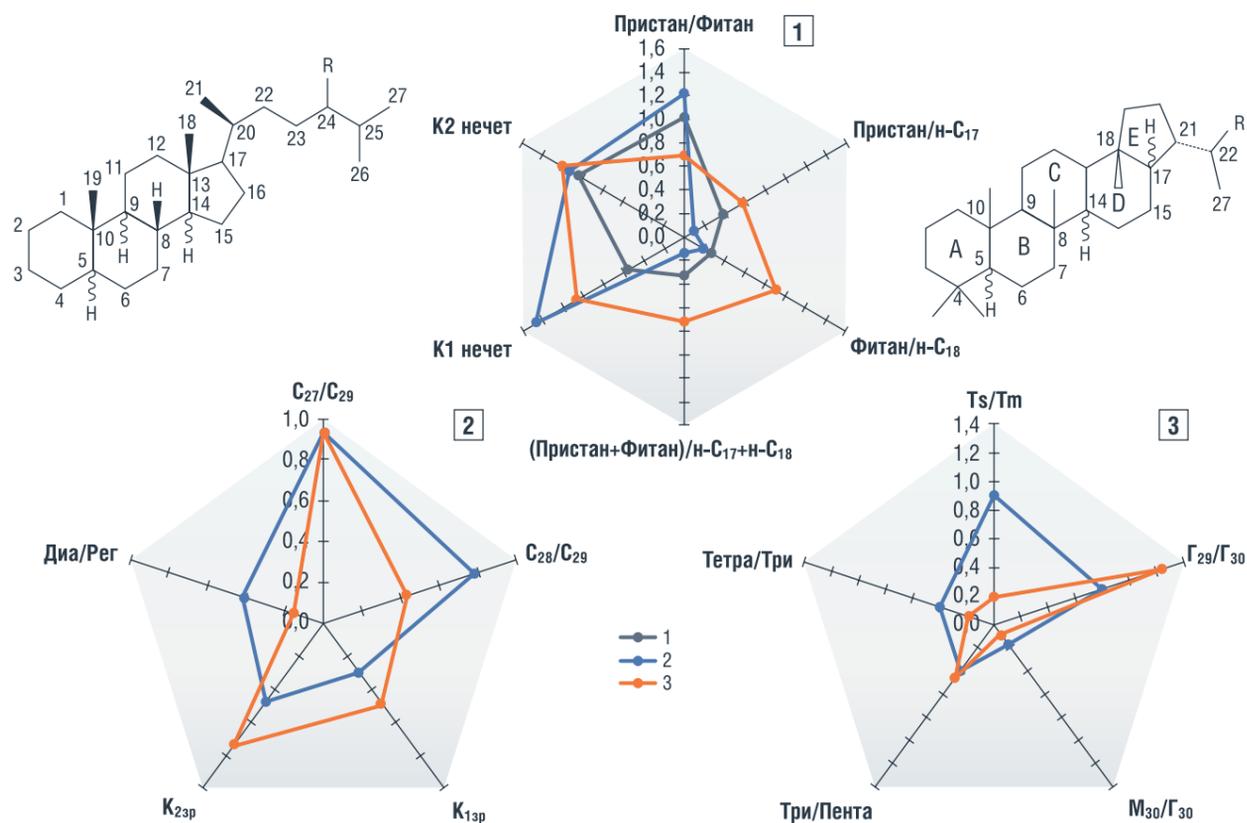


РИСУНОК 8. Образование УВ-биомаркеров из растворимой части (1), в результате термолитза (2) нерастворимой части биомассы бактерий *Halomonas titanicae*, выделенных из нефти месторождения Ромашкинское (3), по алканам, стеранам и терпанам



**Пример № 7**  
**Образование УВ-биомаркеров из биомассы бактерий самой молодой нефти кальдеры вулкана Узон**

На рис. 9 видно практически полное совпадение в распределении алканов и изопренанов (пристана и фитана) термолитзата прокариотных сообществ и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон [31–36].

На рисунке рис. 10 масс-хроматограммы стеранов термолитзатов прокариотных сообществ и нефтепроявлений вулкана Узон. За исключением того, что в продуктах термолитза нерастворимой части образуется неопределенный нерегулярный изопренан сквален, в остальном распределения регулярных стеранов очень близки и в обоих случаях говорят о слабой степени преобразования ОВ.

РИСУНОК 9. Образование n-алканов и изопренанов в результате термолитза нерастворимой части прокариотных сообществ и нефтепроявлений нефтяной площадки кальдеры вулкана Узон (Камчатка)



На рис. 10 представлена масс-хроматограмма стеранов и терпанов нерастворимой в продуктах термолитза

части прокариотных сообществ, отобранных из источника нефтяная площадка и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон.

РИСУНОК 10. Типичные масс-хроматограммы стеранов и терпанов (m/z 217) в продуктах термолитза нерастворимой части прокариотных сообществ, отобранных из источника нефтяная площадка и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон (где Ст – регулярные стераны C<sub>27</sub>–C<sub>29</sub>, диа – диастераны)

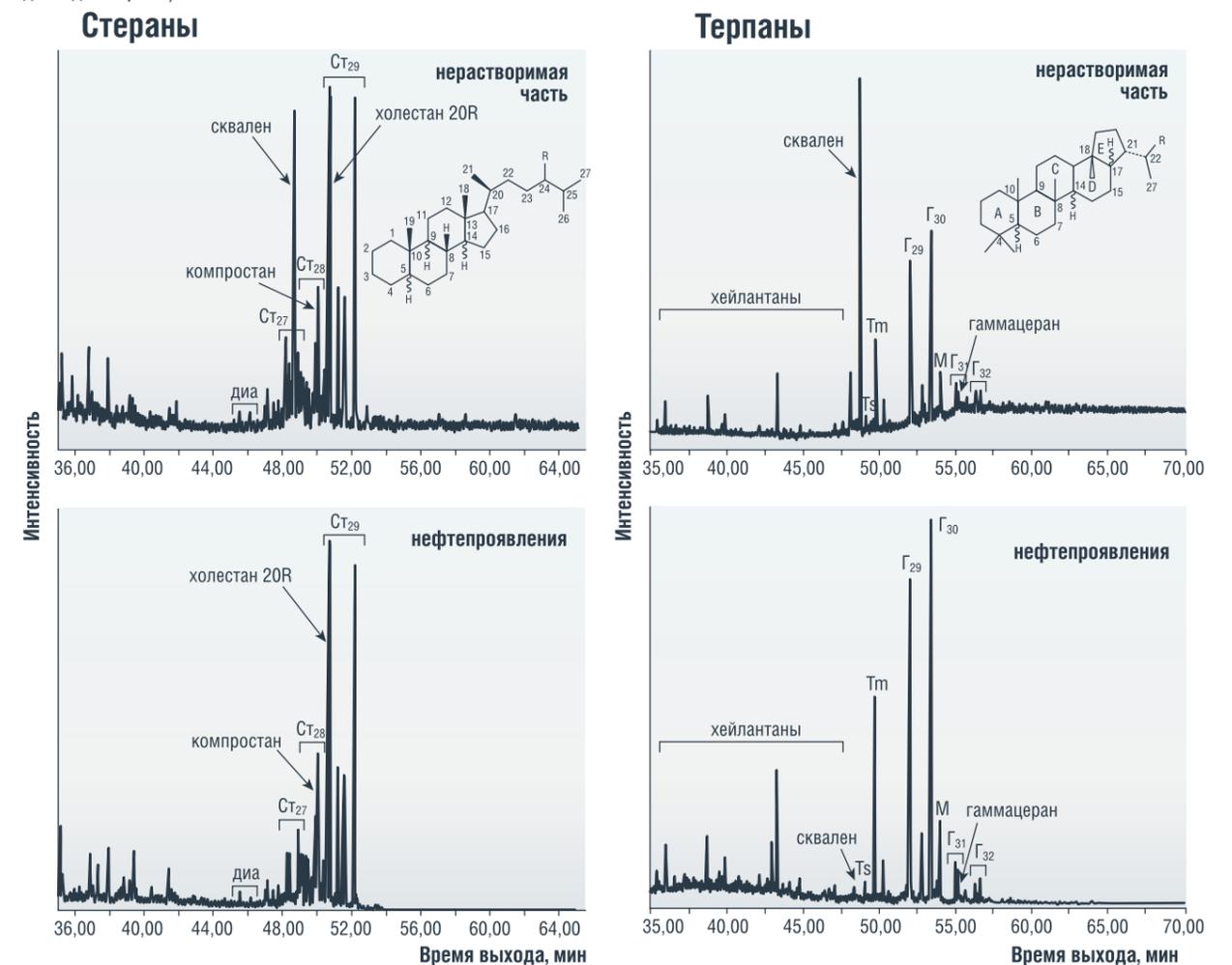
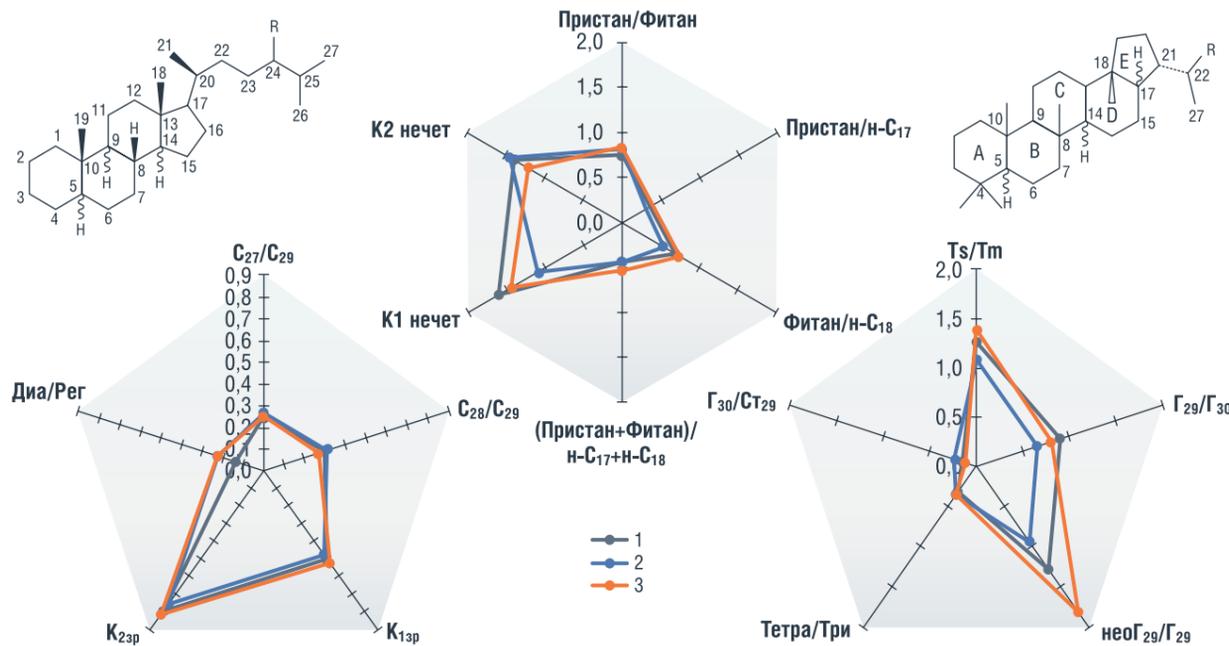


РИСУНОК 11. Распределение 12- и 13-метилалканов и n-алкилбензолов в растворимой части (1), продуктах термолитиза нерастворимой части реликтов циано-бактериальных матов (2) и нефти месторождения Ичединское (3)



РИСУНОК 12. Геохимическая характеристика растворимой части (1), продуктов термолитиза нерастворимой части реликтов циано-бактериальных матов (2) и нефти месторождения Ичединское (3) по алканам, стеранам и терпанам



**Пример № 8**  
**Образование УВ-биомаркеров из биомассы бактерий самой древней нефти**

В результате комплексного детального изучения литологии, петрофизики и на основании результатов литологии стратиграфических исследований карбонатных пород, детального изучения закономерности распределения УВ-биомаркеров

и других УВ как в растворимой части, так и в продуктах термолитиза керогена ОВ пород коллекторов и нефти показало их полное генетическое сходство с коллекторами нижнего кембрия осинского горизонта Восточной Сибири (рис. 11, рис. 12).

Таким образом, карбонатные породы-коллекторы осинского горизонта являются одновременно и нефтематеринскими толщами [37, 38].

**Закключение**

• Все УВ-биомаркеры нефти и ОВ пород (n-алканы, изопренаны, стераны, терпаны и т.д.) образовались в разных относительных содержаниях в результате термолитиза высокомолекулярных источников (керогена, асфальтенов, бактерий, смол, высокомолекулярных кислот и т.д.).

- Относительное содержание УВ-биомаркеров в нефтях и ОВ пород зависит от группового состава исходных высокомолекулярных источников и каждый высокомолекулярный источник вносит свой вклад в преимущественном образовании УВ-биомаркеров того или иного строения.
- Окончательное формирование УВ-биомаркеров сырой нефти на молекулярном уровне существенно отличается от такового первоначального состава и зависит не только от природных процессов (сорбции, диффузии, растворения в сжатых газах, пластовых водах и др.), но и от относительного содержания высокомолекулярных источников.
- Проводить корреляции в системах нефть–нефть и ОВ пород – нефть только по распределению УВ-биомаркеров в нефти и ОВ-пород недостаточно. Для получения более корректных геохимических выводов необходимо изучать закономерности распределения УВ-биомаркеров и в продуктах термолитиза высокомолекулярных источников (керогена, асфальтенов, смол и т.д.), выделенных из нефти и ОВ пород. ●

**Литература**

- Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. 559 с.
- Гордадзе Г.Н. Фундаментальные и прикладные аспекты органической геохимии. М. Нефть и газ. 2007. С. 1–51.
- Гордадзе Г.Н., Соломатина И.П. Термолитиз дебитуминизированных пород как метод исследования нефтематеринских толщ // Геология нефти и газа – 1994 – № 8. – С. 41–48.
- Гордадзе Г.Н. Термолитиз органического вещества в нефтегазоносной геохимии. М.: ИГиРГИ, 2002. 336 с.
- Grantham P.J. Variation in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time / P.J. Grantham, L.L. Wakefield // Organic Geochemistry. – 1988. – V. 12. – P. 61–73.
- Waples D.W. Biomarkers for geologist. A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology / D.W. Waples, T. Machihara // AAPG Methods in Exploration Series 9. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists. – 1991. – P. 91.
- Гордадзе Г.Н. К вопросу оценки степени зрелости органического вещества по углеводородам-биомаркерам. Технология нефти и газа. № 2. 2006. С. 67–69.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Юсупова А.А., Козлова Е.В., Постникова О.В. К вопросу о нефтематеринских толщах (некоторые современные аспекты осадочно-миграционной теории нефтегенеза) Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология, 2021, № 3. С. 59–67.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Прикладная органическая геохимия // Территория нефтегаз. – 2010. – № 3. – С. 96–102.

- Grantham P.J. The occurrence of unusual C27 and C29 sterane predominances in two types of Oman crude oil // Org. Geochem. 1986. V. 9. N 1. P. 1–10.
- Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. New Jersey. Prentice Hall. 1993. 363 p.
- Матвеева И.А., Гордадзе Г.Н. Прегнаны и хейлантаны как показатели геологического возраста нефти (на примере нефти Тимано-Печорской провинции) // Геохимия 2001. № 4, с. 455–460.
- Матвеева И.А., Иванов В.Ф., Гордадзе Г.Н. Стераны состава C21–C22 – дополнительный критерий определения нефтематеринских толщ // Нефтехимия – 1998. – Т. 38, № 2. – С. 90.
- Гордадзе Г.Н., Матвеева И.А., Иванов В.Ф. Закономерности изменения УВ состава нефти в зависимости от пластовой температуры их залегания // Геология нефти и газа – 2000. – № 6.
- Вассович Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М. Наука, 1986.
- Вассович Н.Б. О происхождении нефти (развитие органической теории от М.В. Ломоносова до наших дней) // Вассович Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 1986б. С. 109–12.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Пошибаев В.В., Гаянова А.А., Постников А.В., Постникова О.В. Исследование строения бензольных, спиртобензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова) // Нефтехимия. – 2019. – Т. 59. – № 6. – С. 618–631.
- Окунова Т.В., Гируц М.В., Эрдниева О.Г., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н. К вопросу образования углеводородов-биомаркеров нефти из возможных кислородсодержащих предшественников // Нефтехимия. – 2009. – Т. 49. – № 3. – С. 225–235.
- Юсупова А.А., Гируц М.В., Васильева А.В., Вылежжанина Д.С., Гордадзе Г.Н. «К вопросу образования диастеранов в нефти и органическом веществе пород» // Геохимия 2023, том 68, № 7. С. 1–8.
- Юсупова А.А., Гируц М.В., Гордадзе Г.Н. «Прокариоты как источник нефтяных углеводородов-биомаркеров» / Доклады Российской академии наук. Науки о Земле, 2021, том 497, № 1, с. 19–25.
- Юсупова А.А., Гируц М.В., Семенова Е.М., Гордадзе Г.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 3. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий Shewanella putrefaciens, и асфальтенов, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2020. Т. 60. № 6. С. 1–10.
- Gordadze G., Giruts M., Poshibaeva A., Postnikova O., Poshibaev V., Antipova O., Rudakovskaya S., Koshelov V., martinov V. Carbonat reservoir as source rock. Journal of Siberian federal university. Chemistry 4 (2018 11) 575–592.
- Гордадзе Г.Н., Васильева А.В., Вылежжанина Д.С., Гаджиев Г.А., Стоколос О.А. Сравнительная характеристика по распределению углеводородов в продуктах термолитиза асфальтенов, смол и кислот, выделенных из слабопреобразованной нефти м-ия Анастасиевско-Троицкое IV горизонт. // Нефтехимия. – 2023, том 63, № 4, с. 1–9.
- Васильева А.В., Гируц М.В., Стоколос О.А., Юсупова А.А., Вылежжанина Д.С., Гордадзе Г.Н. Углеводороды-биомаркеры в продуктах термолитиза кислот, выделенных из милонафта нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения (IV горизонт) // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 2 (307). – С. 46–58.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Юсупова Т.Н. Особенности распределения углеводородов-биомаркеров в продуктах термолитиза асфальтенов разного фракционного состава (на примере нефти, отобранных из карбонатных отложений месторождений Татарстана) // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 1. С. 25–34.
- Gordadze G., Kerimov V./ Giruts M., Poshibaeva A., Kshelov V. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. Fuel 216 (2018) 835–842.

- Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, А.Р. Пошибаева, В.В. Пошибаев, А.А. Гаянова, А.В. Постников, О.В. Постникова «Исследование строения бензольных, спирто-бензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова)», Нефтехимия, 2019, том 59, № 6, выпуск 1, с. 618–631.
- Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Гаянова А.А., Семенова Е.М., Кошелев В.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 2. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий Geobacillus jurassicus, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 6. С. 657–664.
- Юсупова А.А., Гируц М.В., Семенова Е.М., Гордадзе Г.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 3. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий Shewanella putrefaciens и асфальтенов, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2020. Т. 60. № 6. С. 755–764.
- Юсупова А.А., Гируц М.В., Вылежжанина Д.С., Семенова Е.М., Гордадзе Г.Н. // Нефтехимия. – 2022. – Т. 62. – № 2. – С. 241–247.
- Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Перевалова А.А., Кошелев В.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 1. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы архей Thermoplasma sp. // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 2. С. 135–139.
- Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Перевалова А.А., Бонч-Осмоловская Е.А., Козлова Е.В. К вопросу происхождения углеводородов кальдеры вулкана Узон. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. 2019. Сборник научных трудов (по материалам научно-практической конференции) 23–24 мая 2019 г. отв. ред. Ступакова А.В.; МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва: изд. во «Перо», 2019. С. 115–119.
- Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Гаянова А.А., Пошибаев В.В., Перевалова А.А., Гордадзе Г.Н. Закономерности распределения углеводородов-биомаркеров в грунтах разных участков Нефтяной площадки кальдеры вулкана Узон (Камчатка) // Мат. науч. конф. «Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев: Материалы научной Всероссийской конференции». 14–16 октября 2019 г. Сыктывкар. С. 86–87.
- Варфоломеев С.Д., Карпов Г.А., Синал Г.А., Ломакин С.М., Николаев Е.Н. Самая молодая нефть Земли // ДАН. 2011. Т. 438. № 3. С. 345–347.
- Галимов Э.М., Севастьянов В.С., Карпов Г.А., Камаева А.И., Кузнецова О.В., Коноплева И.В., Власова Л.Н. // Углеводороды из вулканического района. Нефтепроявления в кальдере вулкана Узон на Камчатке // Геохимия. 2015. № 12. С. 1059–106.
- К вопросу происхождения углеводородов кальдеры вулкана Узон. Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Перевалова А.А., Бонч-Осмоловская Е.А., Козлова Е.В. // Новые идеи в геологии нефти и газа 2019: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции), 23–24 мая 2019 г. / отв. ред. А.В. Ступакова; МГУ имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых – Москва: Издательство «Перо», 2019. С. 115–119.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Постникова О.В., Постников А.В., Пошибаев В.В., Антипова О.А., Китаева И.А., Рудakovskaya С.Ю., Кошелев В.Н., Мартынов В.Г. Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщ // Journal of Siberian Federal University. Chemistry 4, 2018. № 11. P. 575–592.
- Конторович А.Э., Каширцев В.А., Данилова В.П., Костырева Е.А., Ким Н.С., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Парфенова Т.М., Тимошина И.Д., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. Молекулы-биомаркеры в ископаемом органическом веществе и нефтяных докембрийских и фанерозойских породах Сибири // ВНИГРИ, СПб. 2009. 108 с.

KEYWORDS: HC biomarkers, steranes, terpanes, n-alkanes, isoprenanes, kerogen, bacteria, asphaltenes, thermolysis.

# ИЗУЧЕНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ В ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБАХ

В СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛЯХ ПРИМЕНЯЮТСЯ РАЗЛИЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ТРУБОПРОВОДОВ, СРЕДИ КОТОРЫХ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ПОЛИМЕРНЫМ ТРУБАМ. НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ АКТИВНО КОНКУРИРУЮТ СО СТАЛЬНЫМИ АНАЛОГАМИ БЛАГОДАРЯ ИХ ЛЕГКОСТИ, ВЫСОКОМУ УРОВНЮ КОРРОЗИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ. В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОПРОС РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ (ВИБРАЦИЙ) В ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ (ПВД, ПВХ, ПП), ПРИМЕНЯЕМЫХ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ИЗУЧЕНЫ ЗАВИСИМОСТИ ОСНОВНЫХ ВИБРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ (ВИБРОСКОРОСТЬ, ВИБРОУСКОРЕНИЕ, ВИБРОПЕРЕМЕЩЕНИЕ) ОТ СТЕПЕНИ ЗАПОЛНЕНИЯ И ВЕЩЕСТВА, НАХОДЯЩЕГОСЯ ВНУТРИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА. ПРОВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ВИБРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ИССЛЕДУЕМЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ СО СТАЛЬНЫМ АНАЛОГОМ

*IN MODERN OIL AND GAS INDUSTRIES, VARIOUS TYPES OF PIPELINES ARE USED, AMONG WHICH SPECIAL ATTENTION IS PAID TO POLYMER PIPES. NON-METALLIC MATERIALS ACTIVELY COMPETE WITH THEIR STEEL COUNTERPARTS DUE TO THEIR LIGHTNESS, HIGH LEVEL OF CORROSION RESISTANCE AND DURABILITY. IN THIS PAPER, THE ISSUE OF PROPAGATION OF FORCED VIBRATIONS IN POLYMER PIPELINES (LDPE, PVC, PP) USED IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS CONSIDERED. THE DEPENDENCES OF THE MAIN VIBRATION PARAMETERS (VIBRATION VELOCITY, VIBRATION ACCELERATION, VIBRATION DISPLACEMENT) HAVE BEEN STUDIED DEPENDS ON THE DEGREE OF FILLING AND THE SUBSTANCE INSIDE THE PIPELINE SECTION. THE VIBRATION PARAMETERS OF THE POLYMER PIPES UNDER STUDY ARE COMPARED WITH THE STEEL ANALOG*

Ключевые слова: полимерные трубопроводы, вынужденные колебания в полимерах, вибрации в неметаллах, неметаллические трубопроводы, виброустойчивость полимеров.

## Корниенко Дмитрий Андреевич

Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования «Сколковский институт науки и технологий», студент

## Александрина Полина Евгеньевна

«Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», студент

## Дубинов Юрий Сергеевич

доцент кафедры металловедения и неметаллических материалов, «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

На сегодняшний момент повышенный уровень вибраций является одной из основных причин отказа трубопроводов в нефтегазовой отрасли [1–4]. В условиях роста популярности применения полимерных трубопроводов, возникает закономерный вопрос о их вибрационной устойчивости. В нефтегазовой отрасли для изготовления полимерных труб или вставок используются следующие материалы [5–7]:

ПВХ (поливинилхлорид) используется в качестве материала труб для транспортировки нефти и газа в насосно-компрессорных станциях из-за их высокой коррозионной стойкости и низкой плотности.

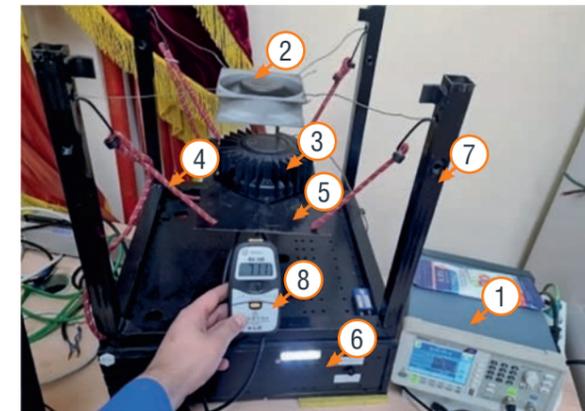
ПНД (полиэтилен низкого давления) используется в качестве материала труб для транспортировки нефти с высоким содержанием серы и других агрессивных веществ из-за их высокой химической стойкости.

ПП (полипропилен) используется в качестве материала обсадных колонн для бурения нефтяных и газовых скважин из-за высокой устойчивости к коррозии.

В данном исследовании авторами рассматривается распространение вибраций в диапазоне от 1–300 Гц в трубах из ПП, ПНД, ПВХ, Сталь 40 (DN25) с различным уровнем заполнения трубы (100%, 50%, 0%) и различным веществом-наполнителем (вода, глицерин).

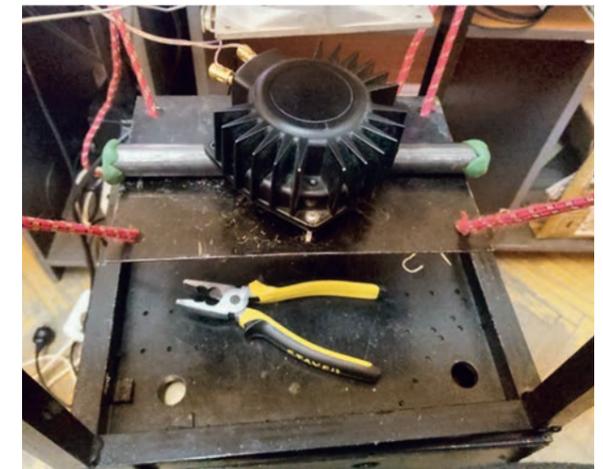
УДК 634.213.4

РИСУНОК 1. Стенд для проведения вибрационных испытаний [3]



1 – генератор частот, 2 – система охлаждения, 3 – вибрационный динамик, 4 – трос-демпфер, 5 – площадка крепления образца, 6 – усилитель сигнала, 7 – стальная рама, 8 – виброметр ВК-5М

РИСУНОК 2. Стальная труба, заполненная водой, в момент проведения испытаний



Для имитации воздействия вынужденных колебаний был изготовлен стенд (рис. 1).

Принцип работы установки заключается в следующем: генератор частот (1) передает заданную частоту на блок усиления сигнала (6), затем сигнал передается на низкочастотный вибрационный динамик (3), который создает

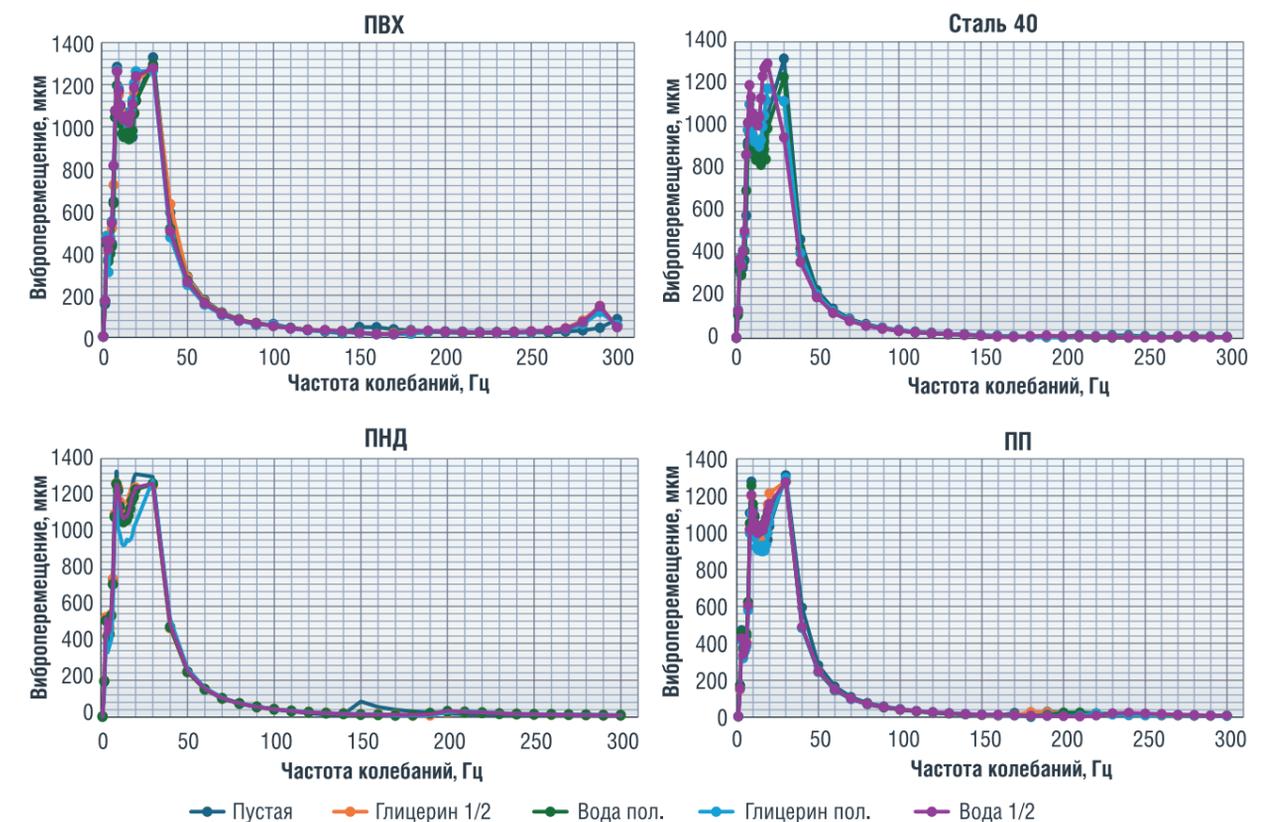
направленные вибрационные импульсы. Эти импульсы действуют на образец, который закреплен на площадке фиксации образца (5), с обратной стороны установлен датчик виброметра.

Для устранения нежелательных вибраций используются тросы-демпферы (4), которые поддерживают площадку

фиксации образца и закреплены на металлической раме (7). Кулер обеспечивает охлаждение системы (2). На рисунке 2 изображено положение трубы в момент проведения испытаний.

По итогам испытаний были получены графики зависимости виброускорения, виброскорости и виброперемещения для каждого материала (рис. 3).

РИСУНОК 3. Графики зависимости виброперемещения для труб из ПНД, ПВХ, ПП, Сталь 40 от типа степени и вещества заполнения



Виброперемещение является наиболее показательным параметром, характеризующим половинную амплитуду колебаний, которая напрямую влияет на знакопеременные нагрузки, действующие на материал. Полученные графики позволяют прийти к выводу, что максимальные знакопеременные нагрузки возникают в диапазоне частот от 0–50 Гц для всех типов материалов.

В рамках данного эксперимента система представляет собой закрепленную балку (рис. 4).

Для определения силы  $F$ , которую вибродинамика оказывает на образцы, воспользуемся способом Верещагина для выбранной системы расчета:

$$F = \frac{8\delta_a * JE * \delta_a}{l^3} (Н),$$

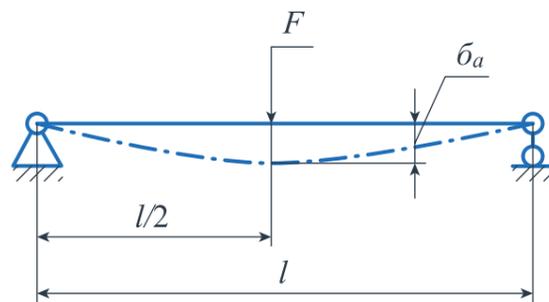
где  $\delta_a$  – длина прогиба балки,  $l$  – длина балки,  $E$  – модуль Юнга для исследуемого материала,  $J$  – центральный осевой момент инерции для кольцевого сечения.

Так как сила, с которой вибрационный динамик на определенной частоте действует на образцы, известна, используем формулу для нахождения нормального напряжения:

$$\sigma_H = -\frac{M * \delta_a}{J} (Па),$$

где  $M$  – момент на конце балки,  $\delta_a$  – длина прогиба балки,  $J$  – центральный осевой момент инерции для кольцевого сечения.

РИСУНОК 4. Расчетная схема для исследуемой системы



$l$  – длина участка трубы;  
 $F$  – сила, действующая на участок трубы;  
 $\delta_a$  – амплитуда колебаний, равная двум виброперемещениям

В рассматриваемой задаче  $\sigma_H = \sigma_{max} = \sigma_{min}$ . Воспользуемся формулой для нахождения среднего напряжения:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} (Па),$$

где  $\sigma_{max}$  – пиковое напряжение в верхней точке амплитуды,  $\sigma_{min}$  – пиковое напряжение в нижней точке амплитуды.

По формуле Марковца найдем приведенные напряжения:

$$\sigma_{пр} = \sigma_a + 0,33 * \sigma_m (Па)$$

где  $\sigma_{пр}$  – приведенное напряжение,  $\sigma_a$  – амплитудное напряжение,  $\sigma_m$  – среднее напряжение.

В результате вычислений были получены графики зависимости приведенных напряжений от частоты колебаний вибродинамика для исследуемых материалов. Так как тенденция изменения приведенных напряжений в зависимости от наполнителя является идентичной, наиболее показательной является

зависимость приведенных напряжений от частоты для пустых труб (без наполнителя) (рис. 5).

Анализируя полученные результаты расчета, авторы пришли к выводу, что приведенные напряжения в диапазоне частот 1–50 Гц в среднем:

- в трубе из ПНД в два раза ниже стального аналога,
- в трубе из ПП на 60 процентов ниже стального аналога,
- в трубе из ПВХ сопоставима со стальным аналогом.

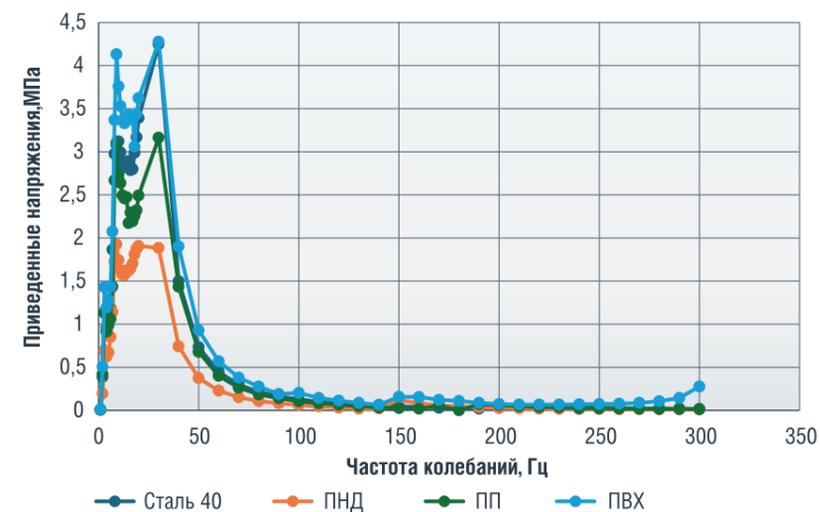
В результате исследования авторы пришли к заключению, что с точки зрения виброустойчивости наиболее эффективным решением является применение труб из ПНД и ПП. ●

**Литература**

1. *Vibration of pipelines under flexural dynamic loads / D. Pavlou // Pipeline Science and Technology. – 2018. – № 1. – P. 143–151.*
2. *Dynamic response of pipelines under impact and harmonic loading / D. Pavlou, J. Correia // Proceedings of the Institution of Civil Engineers – Maritime Engineering. – 2019. – № 172. – P. 1–24.*
3. *Распространение вибраций в неметаллических композитах в составе трубопроводного транспорта / Д.А. Корниенко, Ю.С. Дубинов, А.Н. Галанский // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 8 (140). – С. 106–110.*
4. *Куликов, В. Предотвращать, а не ликвидировать последствия // Мировая энергетика. – 2008. – № 2. – С. 20–21.*
5. *Transport Behavior of Pure and Mixed Gas through Thermoplastic-Lined Pipes Materials / D. Zhang, L. Houbu, D. Nan. [et al.] // Journal of Testing and Evaluation. – 2024. – № 52. – P. 2503–2514.*
6. *Experimental investigation of buried flexible HDPE pipe / R. Rajkumar // Gradjevinski materijali i konstrukcije. – 2024. – № 67. – P. 14.*
7. *Alternatives to Steel Pipes in the Oil and Gas Industry / A. Tolmachev, S. Tolmacheva // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – P. 1–7.*

**KEYWORDS:** *polymer pipelines, forced vibrations in polymers, vibrations in nonmetals, nonmetallic pipelines, vibration resistance of polymers.*

РИСУНОК 5. График зависимости приведенных напряжений от частоты колебания вибродинамического материала для пустых труб



**ПРОЩЕ И ВЫГОДНЕЕ. ЧЕХИЯ НЕ СМОГЛА ОТКАЗАТЬСЯ ОТ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**



Чехия позволила своим нефтеперерабатывающим заводам заработать более миллиарда евро за счет закупок российского топлива по сниженным ценам, несмотря на то что альтернативы доступны уже давно. Аналитики Центра исследований энергии и чистого воздуха заявили, что «Чехия потратила более семи млрд евро на российскую нефть и газ».



Наибольшую прибыль получила нефтяная компания Orlen Unipetrol. Благодаря соглашению Праги на то, чтобы концерн в 2023 году покупал российское топливо в среднем на 21% дешевле, чем альтернативную азербайджанскую нефть, компания получила огромные доходы, которые чешское государство, в свою очередь, облагает налогом.

Эта стратегия способствовала профициту прибыли в размере около 1,2 млрд евро. Такая ситуация возможна, поскольку Евросоюз освободил Чехию от запрета на импорт российской нефти. Это должно было дать странам Центральной Европы, не имеющим выхода к морю, дополнительное время для поиска новых поставщиков топлива. При этом Чехия может обеспечить поставки нерусской нефти, используя свободную пропускную способность трубопровода Transalpine.

Министерство промышленности Чехии подчеркнуло, что страна привержена прекращению зависимости от российского ископаемого топлива.



**У РОССИИ ЕСТЬ ПЛАН: СЫРЬЕВЫЕ БИРЖИ ПОМОГУТ СЛОМИТЬ ГОСПОДСТВО ДОЛЛАРА**

**BUSINESS INSIDER**

Россия предлагает альтернативные системы платежей и товарные центры. Такое предложение нацелено на укрепление независимости экономик стран БРИКС и на снижение зависимости от доллара. Однако проблема состоит в прочном господстве доллара и в ликвидности существующих международных торговых систем. В октябре российское министерство финансов изложило концепцию целей и устремлений России. Суть не только в создании альтернативных



платежных систем, в которых не будет места доллару, но и в продвижении идеи формирования центров взаимной торговли сырьевыми ресурсами. Еще один нестандартный метод борьбы с санкциями – бартерная торговля. Переговоры БРИКС во внутриблоковые торговые центры также предусматривает применение местных валют и отказ от использования доллара в торговых операциях. Страны БРИКС являются основными экспортерами продукции

сельского хозяйства, на долю России, например, приходится около четверти общемирового экспорта пшеницы, а цены на зерно устанавливаются в основном на Чикагской товарной бирже, в связи с этим весной Россия предложила создать зерновую биржу для членов БРИКС.

**«СОБЛЮДАЕМ САНКЦИИ». В ФРГ ПРИЗНАЛИ, ЧТО НЕМЕЦКИЕ СТАНКИ ПОПАДАЮТ В РОССИЮ**



Несмотря на санкции, немецкие промышленные товары продолжают поступать в Россию. В 2023 году было поставлено более 300 станков, которые могут быть использованы для производства деталей транспортных средств или боеприпасов – часто транзитом через Турцию. Значительная часть промышленности переведена на военные рельсы. Поскольку импорт товаров, которые могут быть использованы в военных целях, запрещен из-за санкций, Россия старается производить как можно больше товаров внутри страны. По данным исследования SWR, важную роль в этом производстве занимает продукция немецких машиностроительных компаний. К концу декабря 2023 года в Россию было осуществлено более 300 поставок с немецких предприятий. Большинство из них – крупные промышленные станки или так называемые станки с ЧПУ. Германия является лидером на рынке по производству этих станков, а в Россию она поставляет 30% своей продукции. В большинстве случаев станки были ввезены в Россию через Турцию. ●

# ПЕРСПЕКТИВЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЕДИНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА в рамках Евразийского экономического союза

В СТАТЬЕ ИССЛЕДОВАНЫ ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЕДИНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА (ЕАЭС) С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТЭК ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ. ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ НАДНАЦИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА РАССМАТРИВАЮТСЯ С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭКОНОМИКИ К ВЛИЯНИЮ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ, НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ В СВЯЗАННЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. РАЗРАБОТАНЫ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВНУТРЕННИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ В КОНТЕКСТЕ ТРАНСФОРМАЦИИ МИРОВОГО И НАЦИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ, УГЛУБЛЕНИЯ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ, ДОСТИЖЕНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ТОЧЕК ИНТЕГРАЦИОННЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ В ТЭК СО СТРАНАМИ ЕАЭС ВЫСТУПАЕТ ОДНИМ ИЗ ПРИОРИТЕТОВ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ, ПОЗВОЛЯЕТ ВЫДЕЛИТЬ НАПРАВЛЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАЦИОНАЛЬНОГО НГК, ЕГО ВКЛАДА В НАЦИОНАЛЬНУЮ ЭКОНОМИКУ

*IN ARTICLE ARE RESEARCHING THE ISSUES OF FORMATION SINGLE ENERGY MARKET OF THE EURASIAN ECONOMIC UNION (EAEU), TAKING INTO ACCOUNT THE PECULIARITIES OF THE FUNCTIONING OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE PARTICIPATING STATES. THE PROSPECTS FOR CREATING A SUPRANATIONAL ENERGY MARKET ARE CONSIDERED FROM THE STANDPOINT OF ENSURING THE SUSTAINABILITY OF THE DOMESTIC ECONOMY TO THE INFLUENCE OF EXTERNAL FACTORS, NATIONAL SECURITY, ENERGY SUSTAINABILITY, AND OBTAINING ADDITIONAL COMPETITIVE ADVANTAGES IN RELATED INDUSTRIES. ARE DEVELOPED THE THEORETICAL AND METHODOLOGICAL PROVISIONS FOR THE FUNCTIONING OF DOMESTIC OIL AND GAS PRODUCTIONS IN THE CONTEXT OF TRANSFORMATION OF WORLD AND NATIONAL ENERGY MARKETS, DEEPENING INTEGRATION PROCESSES, AND ACHIEVING ADVANCED TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT. THE IDENTIFICATION OF KEY POINTS OF INTEGRATION INTERACTIONS IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX WITH THE EAEU COUNTRIES IS ONE OF THE PRIORITIES OF THE STATE ENERGY POLICY, ALLOWS TO HIGHLIGHT AREAS FOR ENSURING SUSTAINABLE FUNCTIONING AND INCREASING THE EFFICIENCY OF THE NATIONAL OIL AND GAS COMPLEX, ITS CONTRIBUTION TO THE NATIONAL ECONOMY*

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, экономическая интеграция, Евразийский экономический союз, технологический суверенитет, национальная безопасность, энергетическая безопасность.

**Трофимов  
Сергей Евгеньевич**  
профессор Академии  
военных наук,  
к.э.н.

Одна из задач внешнеэкономической формы ГР НГК сводится к созданию условий и предоставлению стимулирующих мер для реализации российскими предприятиями зарубежных нефтегазовых проектов, проектировании маршрутов поставок, задействовании промышленных отраслей, включая производство труб и создание специализированного нефтегазового оборудования.

В контрактах не исключается применение частичного бартера, криптовалют и иных форм расчетов на прагматичных условиях. Бартерная форма расчетов может заключаться в переходе части активов

к торговым партнерам в обмен на реструктуризацию собственных обязательств либо в предоставлении экономических и административных преференций.

В рамках институциональной и правовой систем общепринятой практикой, содействующей прогнозируемому законодательному обеспечению в НГК, становится подписание соглашений о партнерстве между органами государственной власти и предприятиями. Их действие обычно распространяется на целый спектр социально-экономических направлений в районах функционирования проектов. Подобные документы

носят стратегический характер, обеспечивают точки совместных взаимодействий, охватывают вопросы экономического развития и различные риски.

Стратегические ориентиры развития НГК, заложенные в государственных программах, разработаны с учетом экономической динамики добывающих регионов, рынков сбыта российской продукции, перераспределения нефтегазовых доходов бюджета. Устойчивость взаимосвязей между субъектами экономической деятельности достигается при совместных долгосрочных проектах, справедливом распределении прибыли, отсутствии долговых обязательств либо своевременном и полном их погашении. Государственная нефтегазовая политика предусматривает создание новых точек роста, их ускоренную реализацию, осуществление контроля реализуемых мероприятий. Актуальность приобретают прозрачность и предсказуемость регулирующих действий, эффективность управленческих кадров, подотчетность в холдинговых взаимоотношениях между материнской компанией и дочерними предприятиями.

Координация нефтегазовой политики предусматривает единое стратегическое видение государства и предприятий в отношении реализуемых проектов. На экономически устойчивое развитие НГК оказывают влияние комплексное задействование институциональной платформы, целостное законодательное обеспечение при отсутствии правовых пробелов, развитие военно-промышленной отрасли, ответственность субъектов экономической деятельности, отсутствие простоев в работе предприятий и внутренней конкуренции за потребителя между нефтяной и газовой отраслью, их органичное дополнение, что содействует реализации государственных задач [1, 2].

Часть государств, занимающих антироссийские позиции, продолжают

осуществлять импорт отечественных энергоносителей, являясь при этом участниками прозападных институтов, противодействовать в экономических и политических вопросах. Они руководствуются сторонними рекомендациями, собственной исторической ролью, национальным менталитетом, внутренними межэлитными противоречиями. Политические заявления зарубежных стран и корпораций выступают определенной чертой, выражающей собственную позицию по вопросам национальной безопасности, развития энергетики, роли государства как института, его суверенитета, укрепления торговых отношений, закупки вооружения для нужд экономики. В этой связи в качестве ответной регулирующей меры по обеспечению экономической стабильности следует выделить решение президента РФ в марте 2022 г. о переводе оплаты за рубли экспортных поставок на природный газ<sup>1</sup>.

## Предпосылки формирования единого энергетического рынка ЕАЭС

Финансово-экономическая ситуация потребителей российских углеводородов, осуществляемая ими регулирующая и управленческая практика, созданный промышленно-производственный комплекс и нефтегазовые объекты содействуют развитию экспортноориентированной инфраструктуры, принятию законодательных мер, корректировке форм и инструментов ГР НГК. В структуре ВВП отдельных

государств значимую роль играет экспорт товаров из России, их последующая реализация на сторонних рынках благодаря географическим и транспортным возможностям. Детальный анализ условий энергетических контрактов с транзитерами позволяет снизить экспортные риски, сократить количество посредников при осуществлении сделок, избежать деструктивных и враждебных действий.

В долгосрочной перспективе экономические преимущества обычно преобладают над политическими противоречиями; это характерно для активной административной деятельности зарубежных компаний в условиях проводимой по отношению к России санкционной политики, возможности ее смягчения с целью возобновления участия в совместных проектах. Множество организаций, располагающих профессиональным кадровым составом, обслуживают деятельность НГК на всех этапах производственных процессов, в т.ч. в рамках экспортных направлений [10]. При этом должно отсутствовать административное притеснение предприятий по необоснованным причинам; наступление ответственности происходит исключительно в рамках действующих правовых норм и судебной практики.

<sup>1</sup> О специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа [Электронный ресурс]: указ Президента РФ от 31 марта 2022 г. № 172 (в ред. от 30 дек. 2022 г.) // СПС «КонсультантПлюс».

Проведению экономических преобразований в различных регионах содействуют ряд факторов: их более высокая скорость по сравнению со среднемировыми темпами, создание благоприятных внутренних условий, ответственность и профессионализм исполнителей, результативность и своевременность принимаемых мер. Стандартизация НПА позволяет разрешить отдельные противоречия в работе международных институтов с участием России [11].

В частности, Евразийская экономическая интеграция предполагает сходную регулируемую политику в энергетике, методы достижения целевых ориентиров, отсутствие разрозненности при решении стратегических и краткосрочных вопросов, органичное сочетание НПА по различным направлениям внешнеэкономической деятельности, включая государственные программы и документы развития НГК. Интеграционные процессы нацелены в т.ч. на формирование единого энергетического рынка, преодоление экономических границ и торговых барьеров: Армения, Беларусь, Казахстан, Киргизия и государства-наблюдатели – Молдавия, Узбекистан и Куба – чрезвычайно заинтересованы в укреплении собственной энергетической безопасности. Интеграционное взаимодействие и сотрудничество государств-участников и нефтегазовых компаний нацелено на фактическое создание единого наднационального нефтегазового рынка, строительство новых транспортных путей и развязок маршрутов трубопроводов. Вмешательство государства во внутренние процессы на нефтегазовом рынке осуществляется в виде контроля со стороны органов власти; преобладающими являются естественные экономические тенденции [12, 14].

Комплексное освоение залежей полезных ископаемых, включая разработку нетрадиционных углеводородов, выступает значимым фактором социально-экономического развития регионов. Сфера деятельности крупных производственных объектов может распространяться на несколько регионов, обеспечение их доступной энергией. Ее излишки могут продаваться в другие субъекты Федерации или в отдельных приграничных

районах – экспортироваться по более высоким ценам. Создание принципиально новых механизмов экономического развития призвано обеспечить приток дополнительных капиталовложений в НГК. Нефтегазовые предприятия формируют внутренние институты и совместные организации по реализации крупномасштабных проектов, в т.ч. с участием зарубежных компаний, с целью снижения рисков и использования накопленного опыта. Это предполагает дополнительные инвестиционные и административные возможности, расширение внешнеторговых связей.

Некоторые участники мирового нефтегазового рынка осознанно используют неконкурентные методы, осуществляют противозаконные и диверсионные действия для снижения степени российского влияния на принимаемые международные решения, стремятся ограничить доступ к новым рынкам сбыта углеводородов, не допустить увеличения поставок на существующие. Государственная нефтегазовая политика учитывает потенциал существенного расширения полномочий и сфер влияния некоторых международных институтов, объективные экономические, ресурсные, географические и природно-климатические факторы. Устойчивое развитие НГК осуществляется при различной рыночной конъюнктуре на базе эффективной институциональной платформы. В свою очередь, интеграционные возможности направлены на укрепление совместной нефтегазовой инфраструктуры, призваны обеспечить кумулятивный экономический эффект. Энергетические системы ряда государств, в частности Украины, были заточены исключительно под взаимодействие с Россией. Соответственно, из полного снабжения отечественной углеводородной продукцией, изучения и анализа иностранного нефтегазового законодательства и использования правовых пробелов следует извлекать максимальные экономические и административные возможности.

Проводимая зарубежными странами энергетическая политика неспособна моментально трансформироваться в результате одностороннего изменения политического курса: невозможно в кратчайшие

сроки переориентировать производственные мощности и нефтегазотранспортную сеть на другое направление, осуществить в государственном масштабе энергетический переход к новым производителям углеводородов. В отдельных случаях потребители имеют возможность переключиться на новые источники импорта, однако даже ускорение принятия государственных решений не способно резко изменить сложившуюся в данном направлении экономическую действительность [13].

Экспортное ценообразование должно исходить из объективных реалий, быть основано исключительно на рыночных принципах хозяйствования с учетом внешнеполитической конъюнктуры, разделения по отраслям производства, доли предприятий в общей структуре, степени их вовлечения в различные сегменты НГК, экономического и технологического состояния, осуществляемых форм и инструментов ГР. Следует обозначить параметры и критерии оценки эффективности деятельности, например – ответственность естественных монополий за искусственное завышение тарифов для внутреннего потребителя. Предприятия могут одновременно заниматься как реализацией продукции на национальном рынке, так и ее экспортом.

Вынесение на общественное обсуждение государственных вопросов, связанных с ростом военно-промышленных и инфраструктурных расходов, в т.ч. строительства дорог и ответвлений трубопроводов к регионам сбыта углеводородов, направлено на поддержание энергетической безопасности, позволяет скорректировать меры ГР в отношении экспортных предприятий, сделать их деятельность более прозрачной и подотчетной. Разработанные рекомендации связывают практическое применение и конкретные рычаги воздействия на субъекты экономической деятельности. В частности, это характерно для взаимоотношений государства, нефтегазового бизнеса, а также органов власти зарубежных стран в рамках международных проектов по транспортировке углеводородов, разработке наиболее подходящих условий контрактов. Т.е. происходит соотнесение планов и направлений стратегического

развития с используемыми методами и возможностями их осуществления, вытекающими из них объективными экономическими следствиями, в рамках соответствующей инфраструктуры, институциональной и правовой платформ.

Меры государственной поддержки направлены на повышение эффективности нефтегазовых проектов в условиях изменяющейся конъюнктуры, предполагают снятие административных ограничений [3]. Следует учитывать объективные возможности, различия в финансовых и административных ресурсах субъектов нефтегазовой деятельности, способные обеспечить расхождение научно-методологических предположений в отношении фактической ситуации в НГК и перспектив ее развития. Так, политическая ситуация может влиять на структуру ТЭБ, энергетического производства, экспорта и импорта углеводородов, экономическое положение нефтегазовых компаний, воздействовать на условия вступления в различные институты и организации, следствия принятых решений. Большинство государств в вопросах развития внутренней энергетической системы опираются на собственный опыт, инвестиционные возможности и иные виды ресурсов, созданную инфраструктуру, технологические наработки, исходят из потенциала международной институциональной платформы.

Задействование ресурсного и географического потенциала позволяет воздействовать на глобальные энергетические процессы, осуществлять дополнительный контроль над внешней рыночной конъюнктурой. Расширение инфраструктурных возможностей на новом этапе развития национального НГК осуществляется благодаря выделению точек роста, государственному содействию в реализации проектов, диверсификации сбыта производимой продукции, участию в ключевых процессах и мероприятиях мирового энергетического рынка, своевременным ответным мерам на политику зарубежных стран и международных институтов. Отечественные компании стремятся стать собственниками и совладельцами перспективных проектов и предприятий. Наиболее эффективные из них результативно используют баланс сдержек

и противовесов, извлекают конкурентные преимущества из противоречий субъектов энергетического рынка, санкционной политики, например в отношении импортозамещения нефтегазового оборудования и улучшения социально-экономической динамики регионов [18].

Комплексное развитие транспортной инфраструктуры в прибрежных районах позволяет обеспечить дополнительные преимущества от географического расположения государства. Действия зарубежных стран направлены на соединение и развитие нефтегазотранспортных систем с целью реализации энергетических проектов, укрепления экономических связей, наращивания объемов поставок и транзита. В сегменте транспортировки осуществляется строительство связующих транспортных узлов и перевалочных пунктов, ответвлений маршрутов трубопроводов, их совмещение с объектами системы хранения. Задействование всех видов транспортного сообщения обусловлено необходимостью сокращения издержек, транзитных рисков, сокращением потерь энергоносителей. Например, развитие железнодорожного сообщения способствует увеличению объемов поставок конечной продукции до потребителей в кратчайшие сроки. Это сочетается с расширением доступа российских предприятий к зарубежной нефтегазовой инфраструктуре.

Устойчивость НГК характеризуется стратегическим взаимодействием производителей и потребителей углеводородов, планомерным увеличением экспортных цен сообразно рыночной конъюнктуре. Все государства заинтересованы в выработке оптимальной структуры собственного ТЭБ, надежном и бесперебойном энергообеспечении, устранении различных рисков, диверсификации не только источников поставок, но и видов получаемой энергии, импортируемой в т.ч. из России [8]. Структура органов ГР зарубежных стран нацелена на развитие и повышение устойчивости национальных экономик; регулирующее воздействие осуществляется как в рамках отдельных ведомств, так и их подразделений.

Проведение скоординированной и целостной нефтегазовой

политики на различных уровнях возможно благодаря соединению стратегических и краткосрочных аспектов экономически устойчивого развития, анализу связанных процессов, прозрачности и предсказуемости регулирующих мер, административно-правовом сопровождении и консультировании нефтегазовых компаний на всех этапах производственного цикла. Корректировка государственных решений и внесение изменений в нормативно-правовую базу осуществляются в установленном порядке, подразумевают изменение их положений с полным обоснованием. Анализ зарубежного опыта, международных НПА, в т.ч. регламентов и стандартов, вытекающих из них положений, затрагивающих государственные интересы России, связан с изучением следствий, устранением противоречий между отдельными нормами, осуществлением контрольной функции, законодательным обеспечением формирования благоприятных экономических условий. Выделение ключевых целевых показателей позволяет задействовать потенциал единого энергетического рынка ЕАЭС.

Россия полностью обеспечивает потребительский спрос на нефтегазовые ресурсы в некоторых сопредельных государствах, играет значимую роль в проведении их экономической политики, бюджетном и налоговом регулировании. Внедрение опережающих технологий в полный производственный цикл на месторождениях связано с необходимостью повышения продуктивности пластов, увеличения объемов реализации продукции, законодательного обеспечения промышленного развития. Нахождение подобных предприятий в различных регионах, учет их позиций и предложений относительно потенциала развития реализуемых проектов позволяет не допустить энергодефицита, обеспечить внутренний спрос на углеводороды [4, 6].

### Ключевые направления интеграционных взаимодействий в ТЭК с государствами ЕАЭС

Строительство объектов нефтегазовой инфраструктуры в регионах напрямую влияет на увеличение глубокой

переработки, содействует повышению эффективности различных сегментов НГК. На современном этапе некоторые из них являются морально и технически устаревшими, нуждаются в модернизации, требующей привлечения значительных капиталовложений. Структура собственников и конечных бенефициаров операторов проектов и их дочерних структур оказывает определенное воздействие на расширение трубопроводной системы и производственных мощностей в опорных пунктах на пути следования маршрутов. Увеличение поставок возможно в результате присоединения новых нефтегазотранспортных магистралей к существующей разветвленной сети трубопроводов; в режиме реального времени осуществляется мониторинг их технического состояния. Межрегиональное энергетическое сообщение связывает месторождения, предприятия по очистке и переработке углеводородного сырья, сервисные организации, внутренних и внешних потребителей, направлено на укрепление промышленного и инфраструктурного потенциала.

Увеличение экспорта нефтегазовой продукции напрямую связано с состоянием инфраструктуры и спецификой ГР НГК. Показатели энергетической безопасности, финансово-экономические и административные возможности российских предприятий и их дочерних структур на зарубежных рынках находят отражение в совместном освоении месторождений, реализации крупных проектов. Осуществление глубокой переработки углеводородов непосредственно в транспортных узлах характеризуется сокращением общих издержек. Прокладка ответвлений действующих экспортных трубопроводов повышает устойчивость, обеспечивает разнонаправленность внешних поставок за счет новых регионов и рынков сбыта, снижение стоимости транспортировки по территориям государств, проходящих по пути следования маршрутов поставок. Несмотря на сложившуюся конъюнктуру, часть потребителей российских углеводородов предпринимают активные действия по увеличению нефтегазового импорта из России за счет расширения пропускной возможности транспортных узлов, конкурируют между собой за право

прохождения трубопроводов и транзита через свою территорию.

Строительство, модернизация и введение нефтегазовых объектов в промышленную эксплуатацию в кратчайшие сроки предполагают уменьшение финансово-инвестиционных затрат в силу колоссальной капиталоемкости энергетических проектов. Наличие экспортных портов, терминалов и перевалочных пунктов в различных регионах обусловлено необходимостью диверсификации внешних поставок, укреплением национальной и энергетической безопасности государства, выступает необходимым элементом бесперебойного функционирования транспортной системы и инфраструктуры. В свою очередь, пункты отгрузки углеводородов зачастую располагаются в морских портах с целью обеспечения загрузки танкерного флота, нефте- и газозовов. Крупномасштабные нефтегазотранспортные развязки позволяют расширить направления маршрутов и объемы экспорта, сократить количество излишних звеньев и финансовые издержки в цепочке поставок продукции от производителя к потребителю.

**При осуществлении государственной энергетической политики следует сконцентрироваться на основных направлениях, анализировать взаимодействия с ключевыми потребителями, их экономическую и политическую ситуацию в разрезе регионов и рынков сбыта, энергетических производств, связанных отраслей и сегментов экономики, пресекать действия конкурентов по поставкам энергоносителей на значимые внешнеэкономические рынки**

Законодательное обеспечение опережающего развития нефтегазотранспортной инфраструктуры направлено на соединение объектов связанных сегментов НГК в различных регионах, включает расширение поставок углеводородов и СПГ из шельфовых акваторий, сокращение воздействия на производственные мощности, в особенности в период пиковой загрузки. Реализация нефтегазовых проектов может потребовать дополнительного бюджетного финансирования, государственной поддержки в виде создания специальных условий, получения налоговых льгот и различных преференций. Не следует переоценивать большую

эффективность частного сектора по сравнению с государственными компаниями. Целесообразно выделить объективные критерии результативности, ужесточить меры ответственности за распространение недостоверной информации в отношении основных показателей функционирования НГК. Это характерно для объемов запасов, экономического развития регионов, структуры собственников предприятий, размеров выплат и дивидендов, иных направлений, искажающих восприятие объективной действительности для инвесторов, предприятий и населения. На наиболее инвестиционно привлекательные активы одновременно могут претендовать несколько корпораций, задействующих повсеместно собственные административные ресурсы и финансовые резервы. Особое внимание уделяется проектам и лицензионным участкам, выставленным на продажу по цене ниже рыночной, что является признаком нормального экономического поведения.

Стимулирование глубокой переработки легких и тяжелых фракций углеводородов

содействует комплексному развитию системы отгрузки, формированию перевалочных баз в различных регионах. Ключевые производственные и инфраструктурные объекты НГК являются многофункциональными, распространяют воздействие на несколько регионов, диверсифицируют деятельность, способны органично совмещать производство, хранение различных видов продукции, осуществлять их дальнейшую отгрузку по экономически обоснованным направлениям поставок, одновременный прием от внутренних экономических субъектов и импортеров, которые могут конкурировать между собой.

При осуществлении государственной энергетической политики следует сконцентрироваться на нескольких основных направлениях, анализировать взаимодействия с ключевыми потребителями российских углеводородов, их экономическую и политическую ситуацию в разрезе регионов и рынков сбыта, энергетических производств, связанных отраслей и сегментов экономики, жестко пресекать действия конкурентов по поставкам энергоносителей на значимые внешнеэкономические рынки. Это также относится к взаимодействию органов власти и нефтегазового бизнеса в странах-экспортерах российских углеводородов, их влиянию на принимаемые энергетическими предприятиями управленческие решения и структуру акционерного капитала. Практическая реализация экономического потенциала зарубежных участников российского энергетического рынка способствует устойчивому развитию национального НГК и сегментов экономики, связанных с увеличением энергопотребления, расширением и соединением производственной инфраструктуры, систем транспортировки и хранения.

Расширение нефтегазовой инфраструктуры учитывает ее встраивание в существующую транспортную систему для введения в промышленную эксплуатацию проектов, максимизации экономического эффекта. Это возможно при внедрении передовых технологий, контроле уровня износа, модернизации производственных объектов. Они могут использоваться одновременно или с определенным временным лагом по различным направлениям для достижения единых целей. Подобная диверсификация возможностей оптимальной загрузки, ее повышению в относительно дефицитные периоды, когда расходуются накопленные излишки запасов; данными вопросами занимаются экономико-технические службы предприятий. Благодаря развитой энерготранспортной сети система хранения способна нивелировать циклические колебания и пиковые моменты в структуре потребления углеводородов, связанные с сезонными и климатическими изменениями. Это также содействует обеспечению энергетической безопасности государства.

Для преодоления внутренних противоречий в вопросах взаимодействий между органами государственной власти и нефтегазовыми предприятиями могут использоваться эффективные правоприменительные и судебные практики. Обеспечение загрузки некоторых производственных мощностей и объектов инфраструктуры возможно при непосредственном зарубежном участии. Инвесторы заинтересованы в реализации крупных нефтегазовых проектов, обеспечении энергетических потребностей, задействовании производственных резервов, оптимальной загрузке систем транспортировки и хранения.

Устойчивое развитие российского НГК содействует совершенствованию инфраструктуры и социальной сферы в приграничных странах. Создание условий, при которых нефтегазовые объекты органично встраиваются в существующую инфраструктуру, сопутствует эффективному функционированию отрасли. Маршруты трубопроводов зачастую пролегают в сложных природно-климатических условиях, отвечают максимальным требованиям экологической и технологической безопасности. С целью снижения экологических рисков, недопущения излишнего воздействия на окружающую среду при их проектировании могут осуществляться изменения. Рост инвестиционной привлекательности объектов нефтегазовой инфраструктуры в сегментах транспортировки и хранения позволяет иностранным компаниям частично использовать их для экспорта собственных углеводородов. Это способствует освоению месторождений, реализации зарубежных проектов, объединению некоторых из них в нефтегазовую центр или кластер через призму формирования цепочки добычи, перерабатывающих мощностей, транспортировки и направлений сбыта в рамках различных регионов потребления [5, 9].

Рассмотрение вопросов трансформации мировых энергетических рынков необходимо для повышения эффективности российского НГК, снижения издержек его функционирования. Так, структура регионального потребительского спроса учитывает возможный кратковременный дефицит отдельных видов энергоресурсов. Обычно он приводит

к необходимости их дополнительного производства или к заключению контрактов на увеличение поставок, что предполагает прагматичное отношение к запасам МСБ. Крупнейшие нефтегазовые корпорации осуществляют полный производственный цикл, планомерно изменяют структуру собственников и управления, внедряют новейшие технологические и цифровые решения. Часть созданных институтов, консультативных и совещательных органов со временем прекращают деятельность, реструктуризируются или входят в состав других организаций. В современных геополитических условиях зарубежные энергетические компании постепенно вышли из состава совместных проектов и предприятий. В рамках их осуществления между участниками нефтегазового рынка формируются новые механизмы взаимодействий, расширяется спектр обязательств по экономическому развитию регионов присутствия, финансируются объекты и мероприятия социальной и культурной сферы [17].

### Обеспечение устойчивого функционирования внутреннего нефтегазового рынка

Ускоренные темпы развития НГК возможны при стабильной финансово-экономической ситуации. Надежность и достоверность прогнозирования макроэкономических и региональных показателей, анализ последствий административных решений зарубежных партнеров, их влияния на действующие контракты и объемы экспорта благоприятно отражаются на результатах проводимой государственной политики, структуре потребительского и энергетического спроса. Подключение российских предприятий к реализации зарубежных проектов в НГК и связанных секторах экономики в ряде относительно небольших государств, на которые одновременно претендуют национальные компании и глобальные энергетические корпорации, способствует развитию промышленности, производств глубокой переработки углеводородов и нефтегазохимии. Разработка нефтегазовых районов с относительно небольшой ресурсной базой, средних и мелких месторождений осуществляется

с учетом анализа соотношения добываемого сырья к уровню разведанных и извлекаемых запасов, проведения внешнего аудита экономических условий освоения залежей, а также перераспределения нефтегазовых доходов, при котором значительная доля отводится инвестиционному развитию самого НГК. Значительная часть месторождений находится в сложных условиях добычи, а их разработка сопряжена с разрешением правовых вопросов, в т.ч. международного характера. Создание на государственном уровне условий для их скорейшего разрешения может быть связано с реструктуризацией подведомственных подразделений, перераспределением полномочий и сфер влияния, изменением уровня ответственности в отношении принятия регулирующих решений. Профильные ведомства могут сменить функциональное наполнение, механизмы и инструментарий достижения поставленных задач, перейти в ведение другого министерства и круга лиц, стать подотчетными им [11].

Прогнозирование изменений в структуре спроса и предложения регионов и крупных субъектов экономической деятельности на углеводороды как на первичное сырье, так и на конечную продукцию затрагивает вопросы развития ключевых транспортных потоков и развязки, повышения безопасности поставок на маршрутах нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов. Объемы поставок по внешнеторговым контрактам должны соответствовать потребительскому спросу с учетом дальнейшего развития местных экономик при детализированном анализе внутренней ситуации. Экспорт энергии в отдельные страны и ее распределение до конечных потребителей может быть ограничен не только для нефтегазовой продукции, но и других ее видов, обеспечивающих различные регионы, сегменты экономики, предприятия и население. Экспортные цены определяются не только исходя из динамики нефтяных котировок, но и условий стратегических контрактов, ретроспективы всего спектра взаимодействий с потребителями, включая другие отрасли экономики и социальной сферы. Жесткие кардинальные преобразования, требующие принятия отдельных государственных решений, могут

быть продиктованы не только аналитическими данными, но и интуитивным пониманием происходящих процессов и причин их возникновения.

Потребители углеводородов имеют сходные экономические цели, ориентированы на собственное развитие, рост капитализации внутренних производств. На государственном уровне наибольшее внимание уделяется крупнейшим нефтегазовым проектам, напрямую влияющим на ключевые цели и задачи проводимой энергетической политики, задающим вектор всему национальному НГК, а также улучшению транспортной доступности до отдаленных районов. Регулирующие функции государства и управленческие – предприятий с государственным участием отделены и разграничены между собой. Реализация нефтегазовых проектов должна быть соотнесена с объективными возможностями предприятий, их способность осуществлять самостоятельное финансирование не только за счет предоставления налоговых и иных льгот. В свою очередь, бюджетное финансирование и выделение средств ФНБ происходит при соблюдении ряда необходимых условий, в первую очередь соответствии государственным приоритетам, получении долгосрочного социально-экономического эффекта.

### Долгосрочные взаимодействия органов государственной власти и компаний-операторов месторождений подразумевают стабильность условий освоения и устойчивость налоговой политики

Для ускорения процесса введения предприятий на проектную мощность целесообразно задействовать инструменты и возможности международных институтов, применять цифровые технологические решения с учетом влияния санкционной политики на НГК и связанные отрасли производства, комплексного освоения новых рынков сбыта. Долгосрочные взаимодействия органов государственной власти и компаний-операторов месторождений подразумевают стабильность условий освоения и устойчивость налоговой политики.

Государству не следует излишне вмешиваться во внутренние вопросы принятия решений, наоборот, создавать экономические и административные предпосылки для развития предприятий, исполнять организующую функцию по формированию нефтегазовых центров и кластеров в регионах благодаря расположению месторождений и производств, специальных районов с преференциальными налоговыми режимами и особыми экономическими условиями ведения деятельности.

Прогнозы ценообразования на первичные углеводороды и конечную продукцию на внутреннем рынке закладываются в нормативно-правовую базу. В своей совокупности она представляет основу функционирования национального НГК, регламентирует все аспекты воздействия, позволяет разработать государственные меры по достижению намеченных целевых ориентиров. Множество международных спорных вопросов в НГК связаны с разграничением территорий, границ лицензионных участков и шельфовых акваторий, юридическими правоотношениями в части особенностей и расхождений норм международного права, национального и зарубежных законодательств, условий проведения ГРП и буровых работ, прав собственности на открытые месторождения. Индивидуальные

для каждого проекта регулирующие решения затрагивают множество различных аспектов и взаимосвязей между субъектами экономической деятельности, включая социальную сферу, объемы инвестиций, обеспечение безопасности на производствах и маршрутах следования трубопроводов как составной части энергетической безопасности. Это позволяет комплексно подходить к расширению взаимодействий государства и нефтегазового бизнеса, учитывать тенденции развития и изменение позиций участников экономических отношений. Часть конкурирующих

проектов независимы друг от друга, однако их действие направлено на достижение общеэкономических целей, а надежность реализации содействует повышению устойчивости национального НГК [1, 6].

Недопустимость задержек в принятии и последующем исполнении государственных решений, процедурных вопросах, законодательном обеспечении деятельности НГК является одной из задач ГР. Она предполагает уточнение нормативно-правовой базы с целью применения наилучших экономических и юридических практик, доведения временных лагов до ведущих показателей. Комплексное развитие нефтегазовых технологий с прямым иностранным участием содействует ускорению реализации проектов, освоению значимых месторождений, сокращению сроков их введения в промышленную эксплуатацию, включая проведение подготовительных работ. На особом контроле правительства РФ стоит вопрос энергообеспечения Калининградской области как государственного эксклава с фактическим особым конституционно-правовым статусом.

НГК охватывает производственные и инфраструктурные возможности всех субъектов Федерации, взаимосвязанные между собой в разрезе отдельных предприятий и районов. Так, перерабатывающие производства зачастую располагаются в непосредственной близости от месторождений, что позволяет заниматься расширением рынков сбыта продукции, обеспечить углеводородами прилегающие регионы и территории, уравновесить их баланс спроса и предложения, нивелировать возможный энергетический дефицит. Объекты нефтегазотранспортной инфраструктуры принимают различные виды продукции с последующей поставкой по направлениям, обеспечивающим загрузку предприятий и внесение вклада в развитие национального НГК. Осуществляемый мониторинг основан на соотношении к прошедшим периодам, производится как в отношении общего объема экспортной загрузки через конкретный порт или терминал, так и видов продукции.

Создание предприятий, объединяющих в себе производства в различных сегментах,

смена операторов основных энергетических проектов, собственников месторождений и объектов инфраструктуры планомерно трансформируют структуру всего национального НГК. В современных условиях взаимодействия между субъектами экономической деятельности осуществляются на принципиально новых институциональной и законодательно-нормативной платформах, исключая деструктивное воздействие различных факторов,

Долгосрочное присутствие российских предприятий на зарубежных рынках, являющихся фактически единственными импортерами, поддерживается в т.ч. за счет взаимодействий с местными органами власти, энергетическими производствами и основными потребителями

недружественных политических решений зарубежных стран, препятствующих устойчивому развитию российской экономики и реализации нефтегазовых проектов. Экономическая плоскость подобных взаимодействий не должна быть обусловлена политическими факторами, что имеет множество подтверждений в новейшей российской истории: в частности, после политического кризиса 2014 г. и специальной военной операции по денацификации и демилитаризации Украины 2022 г. зарубежные корпорации вышли из состава участников и учредителей большинства совместных предприятий.

Принимаемые меры ГР НГК учитывают интересы населения и предприятий, направлены на максимизацию экономических результатов. В частности, в случае продажи пакета акций компаний с государственным участием, изменения структуры собственников и органов управления, они обладают всеобщим охватом воздействия, являются прозрачными и предсказуемыми, могут затрагивать вопросы преодоления конфликтов интересов, последствий создания схем по уходу от налогообложения, деятельности и целей предприятий, проходящих вразрез с государственной нефтегазовой политикой. Так, экспортеры углеводородов при наличии долговых обязательств, достаточных финансово-инвестиционных

ресурсов и административных возможностей способны стать собственниками своих потребителей. В отдельных случаях может осуществляться искусственное банкротство или создание кризисной ситуации с задачей последующего рейдерского захвата предприятия; в 1990-е гг. в России подобные ситуации были характерны преимущественно для нефтяной и угольной отраслей промышленности. Строительство объектов систем транспортировки и хранения в различных регионах, мониторинг

их состояния, своевременное технологическое обновление или репрофилирование позволяют повысить устойчивость функционирования НГК, расширить возможности, задействовать неизрасходованные резервы, значительно увеличить объемы производимой продукции и пропускные мощности трубопроводов. Изучение структуры потребительского спроса импортеров российской продукции и сервисных услуг с целью расширения взаимодействий с крупнейшими зарубежными потребителями, повышения эффективности и оптимизации расходов в НГК предусматривает прагматичный подход к распределению энергии в регионах, влияет на отпускные цены, в т.ч. в отношении трансфертного ценообразования внутри холдинговых структур между материнской компанией и дочерними предприятиями, позволяющего уменьшить налоговые выплаты.

Относительно небольшие компании, функционирующие на региональных рынках, должны иметь возможность сбыта углеводородов и производимой продукции благодаря созданию благоприятных правовых, экономических и управленческих условий функционирования, в случае необходимости предполагающих формирование новых подразделений или их реорганизацию. Долгосрочное

присутствие российских предприятий на зарубежных рынках, являющихся фактически единственными импортерами, поддерживается в т.ч. за счет взаимодействий с местными органами власти, энергетическими производителями и основными потребителями. Разрешение подобных вопросов осуществляется при непосредственном участии и согласии на осуществление деятельности крупнейших поставщиков, в частности для квотирования объемов или удельного веса экспорта, имеющих в их распоряжении административно-управленческих, технологических, финансовых ресурсов, которые рассматривают собственные действия с позиции инвестиций в дальнейшее развитие производств. Отдельные страны экспортируют энергоносители, полученные из альтернативных источников; не следует недооценивать влияние их развития и потребления на зарубежные рынки в результате применения как внутренних технологий, так и внешних поставок [18].

Получение обратной связи нефтегазовыми предприятиями по возникающим вопросам от органов государственной власти в режиме реального времени содействует ускорению реализации нефтегазовых проектов, улучшению их финансово-экономических и технологических показателей, снижению экологических и иных рисков. Это обеспечивает конкурентные преимущества в вопросах принятия управленческих решений по сравнению с другими странами. Отдельные предприятия, образовавшиеся после реформирования государственных ведомств, на современном этапе нуждаются в значительном повышении эффективности функционирования, отражении структурных изменений во внутренних документах развития, принятии управленческих решений в соответствии с проводимой энергетической политикой, вынесении конструктивных предложений по совершенствованию ГР НГК на уровень принятия решений. Изучение структуры активов, экономического и технологического состояния предприятий-партнеров, ключевых поставщиков и потребителей в задействованных в их деятельности сегментах производства позволяет

переориентировать часть объектов нефтегазовой промышленности России в качестве не только ключевых, но и единственных экспортеров для конкретных рынков сбыта, фактически абсолютных монополистов производимой продукции для значительных по масштабу территорий; подтверждающие примеры существуют как в национальном НГК, так и в прочих секторах экономики.

За счет излишков производимой энергии осуществляется обеспечение отдельных регионов и районов; их поставки производятся преимущественно на экспорт ввиду значительного ценового разрыва между внутренним и зарубежными рынками. Это обеспечивает изменения в структуре национального и региональных ТЭБ, анализ которых по периодам времени позволяет выработать государственную позицию в вопросах оптимизации спроса и предложения на энергоресурсы. При наличии соответствующей инфраструктуры экспорт продукции обычно осуществляется в наиболее рентабельные и экономически перспективные регионы, располагающие необходимым финансовым и инвестиционным потенциалом для комплексного развития в связанных сегментах. Они в значительной мере зависят от надежности поставок углеводородов, нуждаются в их диверсификации, в отдельных периоды – в изменении объемов, развитии и расширении производственной деятельности. Обеспечение экологической безопасности может существенно сдвинуть сроки реализации проектов, способствовать технологическому усовершенствованию предприятий, улучшению их производственных показателей. Реализация крупномасштабных нефтегазовых проектов позволяет внести изменения в государственную научно-техническую политику, переориентировать ее на импортозамещение в НГК и связанных отраслях, способствует увеличению внутреннего энергопотребления в отдельных регионах [15].

### Выводы и рекомендации

Структура национального ТЭБ должна отражать цели и задачи российской экономики,

соответствовать им. Часть нефтяных месторождений обладают сверхтяжелыми и битуминозными запасами, что обуславливает естественное удорожание процессов добычи и переработки углеводородного сырья. Комплексный подход к освоению наиболее значимых залежей, перспективных нефтегазоносных участков и регионов предусматривает первоочередное становление базовой платформы, на которой выстроен фундамент национального НГК, распространение накопленного опыта на другие отрасли экономики и производства. Сырье на НПЗ одновременно может поставляться с нескольких месторождений или районов.

Предприятия сегмента переработки могут обмениваться передовыми технологиями, эффективными управленческими практиками и экологическими решениями в отношении разработки сложных, низкокачественных и нетрадиционных запасов. В результате производимая продукция в большей степени соответствует мировым экологическим стандартам качества. На данном уровне осуществляется внедрение принципиально новых технологических процессов, кардинальным образом меняющих структуру производственных цепочек. Это содействует росту объемов добычи и производства, освоению запасов, ранее не являвшихся рентабельными, расширению возможностей реализации крупномасштабных проектов и строительства новых предприятий, в т.ч. с зарубежным участием [7].

В структуре органов ГР НГК могут создаваться непрофильные подразделения, функциональное наполнение которых в совокупности с накопленным опытом их руководителей, в т.ч. из прочих отраслей и производств экономики, способны кардинальным образом преобразовать существующие, разработать принципиально новые, эффективные регулирующие решения. Акценты в стратегических и программно-целевых документах развития НГК смещаются в сторону экологизации и повышения устойчивости производств, энергосбережения, безопасности и стабильности маршрутов поставок углеводородов в результате принятия регулирующих и управленческих решений.

Например, в рамках единого энергетического рынка ЕАЭС предусматриваются меры по приведению в соответствие нормативно-правовой базы, стандартов и регламентов в ТЭК, направленные на его органичное функционирование. Проработкой данных вопросов занимаются наднациональные совещательные органы, комитеты и комиссии [3, 14].

Альтернативные варианты поставок углеводородов на внешние рынки сбыта задействуют возможности внутренней инфраструктуры, систем транспортировки и хранения, перевалочных пунктов и портов отгрузки, благодаря которым осуществляется участие в разработке зарубежных месторождений и реализации проектов. В ряде государств Европы нефтегазопроводы объединены в целостную разветвленную сеть от поставщика до конечных потребителей. Это позволяет задействовать технологический и инвестиционный потенциал их развития для решения внутренних экономических задач.

Экономическое стимулирование и повышение эффективности функционирования нефтегазовых предприятий связано в т.ч. с государственным контролем их деятельности, направлено на устойчивое развитие НГК, содействию практической реализации перспективных точек роста, расширение внешнеторговых взаимодействий с зарубежными странами, снижение цен на конечную продукцию для потребителей. Создание районов с особыми экономическими режимами предполагает становление в них нефтегазовой инфраструктуры, терминалов, способных принимать различные виды углеводородного сырья и продукции, производить отгрузку как крупными объемами, так и относительно небольшими партиями. Проведение мониторинга безопасности на маршрутах трубопроводов, проходящих по территории сопредельных государств, осуществляемое российскими специалистами, позволяет оптимизировать загрузку внутренних производственных мощностей, ориентированных на экспорт.

Неравномерное развитие и функционирование нефтегазовой инфраструктуры, когда одни объекты загружены практически полностью, а другие – в значительно меньшей

степени, обычно обусловлено необходимостью реализации конкретных проектов. Анализ взаимодействий собственников нефтегазовых компаний с органами власти, причин и следствий проводимых экономических и административных преобразований в отношении как проектов, так и проводимой государственной политики и глобальных трансформаций производится с учетом того, что в различных странах данные преобразования могут осуществляться в короткие сроки или быть отложены на неопределенный период.

В настоящее время в ряде государств протекают аналогичные происходившим ранее в России процессы разгосударствления и приватизации нефтегазовой промышленности, преобразования предприятий в акционерную форму, проведения их IPO и выхода на фондовые рынки, позволяющие привлекать значительные средства в собственное развитие. Так, стратегически значимыми проектами и месторождениями могут владеть предприятия из нескольких стран, зачастую конкурирующие между собой за право собственности. При этом относительно небольшие пакеты акций и активов могут распределяться между широким кругом лиц, а инвесторы отдельных проектов – являться их ключевыми поставщиками или потребителями; подобные явления получили значительное распространение, характерны для множества государств. Инвестиции предполагают масштабное расширение производственных возможностей и инфраструктуры, характеризуются именно долгосрочностью капиталовложений, а не спекулятивной составляющей.

Таким образом, государство продолжает осуществлять контроль за наиболее значимыми производствами в отраслях, деятельность которых напрямую влияет на функционирование национального НГК. Это затрагивает вопросы не только технологического состояния, но и непосредственно всей производственной цепочки, обеспечения долгосрочных стабильных поставок на рынки сбыта, расширения экономического потенциала. Формирование оптимальной структуры ТЭБ каждого макрорегиона и субъекта Федерации с учетом проводимой

аналитики внутреннего потребления и экспорта позволяет выделить новые точки роста, обеспечить прорывные темпы хозяйственного и технологического развития, что способствует существенно повышению эффективности функционирования НГК, его вклада в национальную экономику [16]. ●

### Литература

- Бушуев В.В. Евразийская энергетическая цивилизация. К вопросу об «энергии будущего» / В.В. Бушуев [и др.]. – М.: Энергия, 2017. – 208 с.
- Гарипов В.З. Государственный подход – фундамент нефтяной отрасли / В.З. Гарипов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 1. – С. 10–16.
- Глазьев С.Ю. О стратегических направлениях развития ЕАЭС / С.Ю. Глазьев // Евразийская интеграция: экономика, право, политика. – 2020. – № 1. – С. 11–30.
- Глазьев С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобальной кризиса / С.Ю. Глазьев. – М.: Экономика, 2010. – 255 с.
- Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике / В.Е. Дементьев // AlterEconomics. – 2022. – Т. 19. – № 1. – С. 116–130.
- Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С.З. Жизнин. – М.: Ист Брук, 2005. – 638 с.
- Конторович А.Э. Стране нужна мощная программа реиндустриализации на новом технологическом уровне / А.Э. Конторович // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 4–11.
- Мартынов В.Г. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики / В.Г. Мартынов [и др.]. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
- Миловидов К.Н. Инновационные технологии в зарубежной нефтегазовой отрасли / К.Н. Миловидов // Neftegaz.ru. – 2021. – № 8. – С. 42–52.
- Перспективы экспорта энергоресурсов из России: социокультурные, экологические и технологические аспекты / под общ. ред. В.В. Клименко. – М.: Энергия, 2017. – 160 с.
- Ресурсные регионы России в «новой реальности» / под ред. В.В. Кулешова. – Новосибирск: ИЗОПП СО РАН, 2017. – 308 с.
- Сопилко Н.Ю. Энергетическое сотрудничество в контексте экономической интеграции государств ЕАЭС: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.14 / Н.Ю. Сопилко. – М., 2020. – 301 с.
- Телегина Е.А. Перспективы энергетического сотрудничества ЕАЭС со странами Северо-Восточной Азии / Е.А. Телегина, Г.О. Халова // Мировая экономика и международные отношения. – 2017. – Т. 61. – № 4. – С. 50–59.
- Ткачук С.П. Повышение эффективности экономической интеграции государств-участников ЕАЭС: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.14 / С.П. Ткачук. – М., 2020. – 185 с.
- Трофимов С.Е. Государственное регулирование нефтегазового комплекса на современном этапе экономических вызовов и технологических трансформаций / С.Е. Трофимов // Российский экономический журнал. – 2024. – № 4. – С. 61–86.
- Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
- Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИНИЭ РАН, АЦ при Правительстве РФ. – 2015. – 400 с.
- Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы / отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 186 с.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, economic integration, Eurasian Economic Union, technological sovereignty, national security, energy sustainability.

# Evolve ahead of cyber threats



Участники KICS



Посетитель выставки Химия-2024



Стенд компании Koyda Nova на выставке Химия-2024



Панельная дискуссия в рамках KICS



Участник выставки Химия-2024



Участницы выставки Химия-2024



Участник выставки Химия-2024



Участник выставки Химия-2024



Е. Гончаров



Участник выставки Химия-2024



К. Нападовская



Посетитель выставки Химия-2024



Е. Касперский



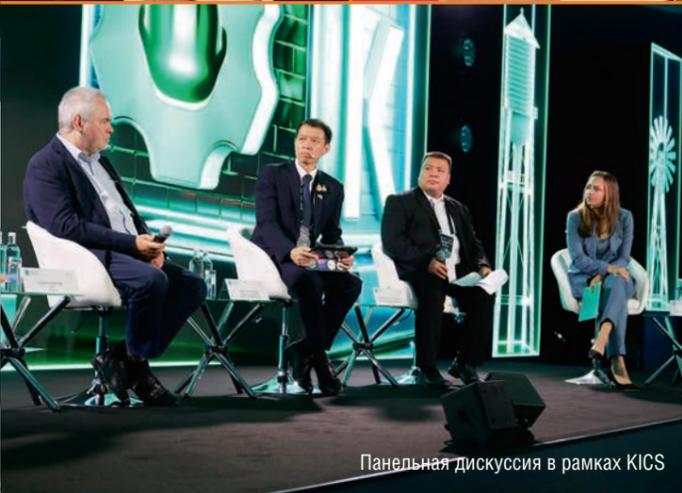
А. Тарасевич



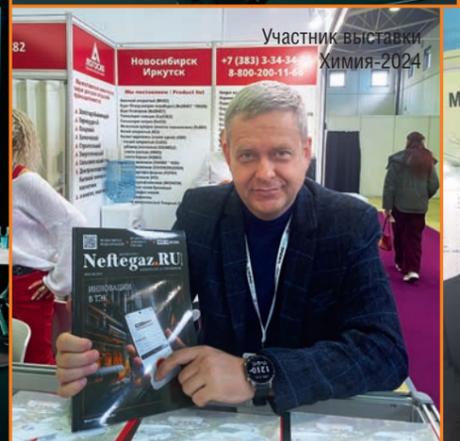
А. Иванов



Стенд компании Белнефтехим на выставке Химия-2024



Панельная дискуссия в рамках KICS



Участник выставки Химия-2024



Участники выставки Химия-2024 Mchem Energy Development (Qingdao) Co., LTD



Стенд компании Химпэк на выставке Химия-2024



Участники выставки Химия-2024



Участники выставки Химия-2024



Стенд компании Газпром нефть промышленные инновации на выставке Химия-2024



Стенд компании Ланхит на выставке Химия-2024



Стенд компании Холлидей Пигментс на выставке Химия-2024

# ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- Оборудование для переработки нефти и газа
- **Прочее технологическое оборудование**



## Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

## Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	до 10000
Давление, атм	до 30
Точка росы, °С	-70
Температура окружающей среды во время работы, °С	-50 ... +40
во время хранения, °С	-60 ... +50
Время выхода на рабочий режим	не более 10 мин.

## Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. ●

# БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- Оборудование для добычи нефти и газа
- Буровое оборудование и инструмент
- **Буровые установки и их узлы**

## Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.
- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
  - контрольная сборка;
  - шефмонтаж и пусконаладочные работы;
  - техническая диагностика машин и механизмов;
  - гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
  - обеспечение запасными частями. ●

## МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	160 тс	200 тс	200 тс
Глубина бурения	2500 м	3200 м	3200 м
Привод	дизельный	дизельный	дизель-электрический
Высота основания	6.5 м	6.5 м	7.8 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	28 мм
Буровая лебедка	600 кВт	600 кВт	670 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются



с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

# ШАРОШЕЧНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ ДОЛОТА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1.1.12 Породоразрушающий инструмент

#### 1.1.1.12.1 Долота

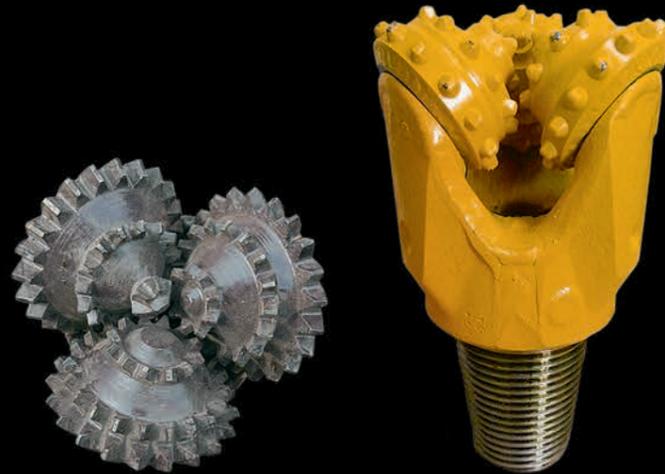
Шарошечное твердосплавное долото – дробящий, дробяще-скользящий инструмент, предназначенный для разрушения пород. Главный рабочий орган – шарошка, представляющая собой элемент в форме конуса, изготовленного из стали. Вооружение шарошки – зубья разной длины или штыри, произведенные из карбида вольфрама. Этот твердый сплав используется для разрушения всевозможных горных пород, начиная от мягкой, заканчивая достаточно прочной.

Долото шарошечное – система, вращение шарошек вокруг своей оси возможно благодаря вращению корпуса. В результате работы механизма, производится разрушение горных пород на забое посредством зубцов, вступающих с ними в контакт. Шарошки имеют особую конструкцию – наличие большого количества зубцов, размещенных особым образом. Они расположены таким образом, что горная порода разрушается по всему периметру забоя.

Шарошечные твердосплавные долота также имеют несколько важных систем: смазка и промывка. Оборудование может изготавливаться с боковой или центральной системой промывки. В первом варианте жидкость из отверстий направлена под шарошку. При наличии на отверстиях специальных накладок, система именуется гидромониторной.

### Сфера использования шарошечных твердосплавных долот

Для бурения газовых/нефтяных скважин применяются твердосплавные долота, оснащенные шарошками конической формы.



Инструмент широко используется для бурения геологоразведочных, газовых, нефтяных скважин. Также применяется в горнодобывающем производстве, строительстве. Долота имеют ряд преимуществ, к которым относятся:

- Достаточная площадь контакта с забоем;
- Большая длина рабочих кромок, что повышает эффективность при работе с инструментом;
- Низкий уровень износа зубьев;
- Небольшой крутящий момент, благодаря чему опасность заклинивания долота минимальна. ●

# БУРОВАЯ УСТАНОВКА

## 2. Сервис, услуги и технологии в НГК

### 2.1 Добыча нефти и газа

#### 2.1.1 Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на строительные материалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991 г. и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108 – 146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на строительные материалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
<b>УСИЛИЕ ПОДАЧИ, КГС</b>	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
<b>УСЛОВНАЯ ГЛУБИНА БУРЕНИЯ, М:</b>	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
<b>ДИАМЕТР БУРЕНИЯ, МАКС., ММ:</b>	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С промывкой	215,9
С продувкой	250
Ударно-канатное	168

# МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

#### 1.5.2.9. Датчики прочие

##### Назначение:

Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

##### Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

##### Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80.



#### Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:

Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при $K_u=64$ , $T=2$ мс	< 0,08 мкВ
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, $K_u$	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0.5 и 0.25 мс
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит
Интерфейс передачи данных	специальный
Максимальная длина кабеля	100 м
Напряжение питания	30 ... 100 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт
Диаметр скважины	< 150 мм
Время прижима зонда	< 60 с
Усилие прижима	кг
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °С
Габаритные размеры	57x630 мм
Масса	5,5 кг

#### Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:

Максимальное количество каналов регистрации	24
Максимальное количество подключаемых зондов	8
Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT
Операционная система	LINUX
Емкость энергонезависимого 3V типа NAND Flash для данных	4048 Мбайт
Емкость энергонезависимого 3V типа SD Card для данных	≤ 32 Гбайт
Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800x600
Интерфейс USB 2.0	1
Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProll, BomBox
Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	SGD-SP
Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC, SGD-SHR
Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	12 В
Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8,5 Ач
Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	8 часов
Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90...264 В
Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12
Номинальное выходное напряжение для питания зондов	100 В
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 ... 15 В
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP64
Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30...+70 °С
Габаритные размеры	270x246x124 мм
Масса	7 кг

# АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура

#### 1.5.2.8. Геофизическая аппаратура



Аппаратурно-программный комплекс для выполнения электроразведочных работ методом сопротивлений, естественного поля, вызванной поляризации, диагностики трубопроводов, исследований электрохимзащиты и т.п. Это аппаратно-программный комплекс, позволяющий проводить электроразведку несколькими методами.

##### Особенности:

- Связь между генератором и измерителем по радиоканалу (запуск на начало и окончание генерации, установка настроек генератора – частоты и тока)
- Малый вес комплекта – около 1,1 кг
- Длительный срок автономной работы (до 5–7 дней)
- Пыле-влаго-ударозащищенность по классу IP-65
- Подогрев экрана (для работы при низких температурах)
- Пересчет dU в Rk
- Сохранение результатов в памяти прибора, с возможностью дальнейшей перекачки на ПК через USB-интерфейс в формате ПО «ЗОНД»
- Учет методики полевых работ – смотки – размотки, нумерации пикетов, размеров приемной и токовой линий, и др.
- Построение графиков зондирования на экране измерителя, как в ходе измерений, так и для архивных данных.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Генератор:	
Выходное напряжение	до 200 В
Диапазон выходного тока	0.5 – 100 мА
Диапазон частот	0 – 2500 Гц
Запуск на генерацию ручной или по радиоканалу от измерителя	
Погрешность стабилизации	1%
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50 °С
Габариты	160 * 80 * 55 мм
Масса	0.6 кг
Измеритель:	
Диапазон частот	0 – 2500 Гц
Диапазон измерений	-5 – +5 В
Разрядность	АЦП 24 бит
Объем памяти	2 Мб
Интерфейс связи с ПК	USB
Синхронизация с генератором	Радиоканал 433 МГц
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50 °С
Габариты	180 * 130 * 35 мм
Масса	0.55 кг



**С. Радков**

Загрузите нас работой – мы не будем просить денег



**Рана Ихсан Афзаль Хан**

Страна имеет право покупать российскую нефть по выгодным ценам



**Л. да Силва**

Развитые страны исторически ответственны за то, что все страдают сейчас



**М. Додик**

Мы хотим продлить существующий договор с Газпромом, и думаю, что это не будет проблемой



**М. Бабаев**

Мы проводили переговоры (по поставкам газа в Россию) и относительно коммерческой части не нашли общего понимания



**А. Вулин**

Наш рынок настолько мал для России, что это почти статистическая погрешность



**А. Козлов**

Пришло время, когда страна должна помочь этой компании (о Росгеологии – ред.)



**К. Симсон**

ЕС готов жить без этого российского газа, поступающего по украинскому транзитному маршруту



**П. Бобылев**

Предлагаем рассмотреть возможность маркировки торфа как возобновляемого ресурса



**Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок**



**Переключающий клапан серии НТКН-В**  
Размеры: 1"-18"  
Диапазон давления: 150-1500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+538° C



**Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В**  
Размеры: 1" D2"-20" BB24"  
Диапазон давления: 150-2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+816° C



**Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ**  
Размеры: 1/2"-48"  
Диапазон давления: 150-2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+650° C



**Клапан сброса давления при гидродаре серии НТСЖ (сертифицирован Saudi Aramco)**  
Размеры: 2"-16"  
Диапазон давления: 150-900 фунтов  
Диапазон температур: -40° C-+320° C



**Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД**  
Размеры: 1" x 2"-10" x 14"  
Диапазон давления: 150-2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+538° C



**Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)**  
Размеры: 1"-78"  
Диапазон давления: 150-900 фунтов  
Диапазон температур: -196° C-+538° C



**ВАРТЕЕС LTD**  
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2  
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn  
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555  
Факс: +86-10 87094561  
Почтовый индекс: 100176

# VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



#### БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



#### ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



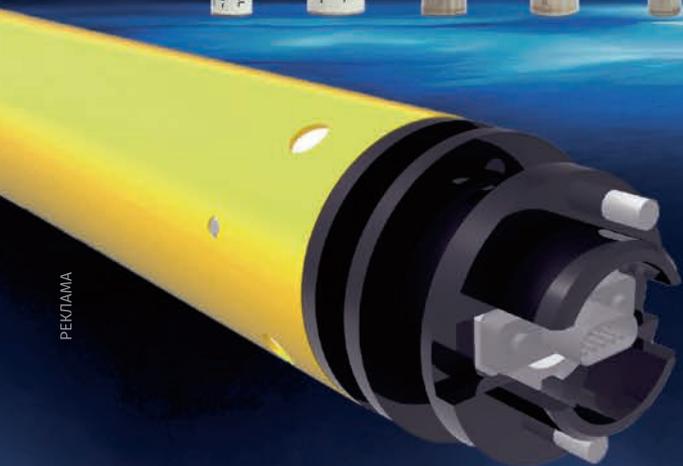
#### ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001/14001/RoHS/UL/Trans. Certi



#### МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD/LWD/PIG



## VITZROCELL

**230**  
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

**50** СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

**3**  
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

**с 1987**  
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

**15**  
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»  
г. Санкт-Петербург  
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы  
Tel: +7 812 380-74-38  
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес  
Санкт-Петербург  
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры  
Tel: +7 921 956 3725  
E-mail: i\_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия  
г. Томск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: +7 3822 555-777  
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»  
Нижевартовск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: 8(3466)313133  
E-mail: mwd\_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

**VITZRO**  
**CELL**