



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

**Оборудование
и технологии
для обустройства
нефтегазовых
месторождений**

Освоение шельфа

**Топлива
в нефтегазодобыче**

**Экологическая
безопасность**

Информация

**Конференции,
форумы, выставки**

№2. 2024



Адреса и телефоны офисов ООО «Газпром морские проекты»:

660075, **г. Красноярск**, ул. Маерчака, д. 10

т./ф.: +7 (391) 256-80-30 / +7 (391) 256-80-32 office@gazprom-seaprojects.ru

107045, **г. Москва**, Малый Головин пер., д. 3, стр. 1

т./ф.: +7 (495) 966-25-50 / +7 (495) 966-25-51 office@gazprom-seaprojects.ru

443086, **г. Самара**, ул. Складенко, д. 26

т./ф.: +7 (846) 379-26-84 / +7 (846) 379-26-85 office-smr@gazprom-seaprojects.ru

625048, **г. Тюмень**, ул. Максима Горького, д. 76, оф. 416-422

т./ф.: +7 (34552) 679-200 office-tmn@gazprom-seaprojects.ru

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

- Зенин С.Г.** – председатель, генеральный директор,
ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;
- Вагарин В.А.** – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром проектирование», г. Санкт-Петербург;
- Рустамов И.Ф.** – канд. техн. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром нефть шельф», г. Санкт-Петербург;
- Сорокин А.А.** – генеральный директор, ООО «Газпром
газобезопасность», г. Москва.

Редакционная коллегия

- Оганов Г.С.** – главный редактор, д-р техн. наук, профессор, заместитель
генерального директора, ООО «Газпром морские проекты»,
г. Москва;
- Волкова В.А.** – заместитель главного редактора,
ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;
- Бастриков С.Н.** – д-р техн. наук, профессор, Тюменский
индустриальный университет, г. Тюмень;
- Вовк В.С.** – д-р геол.-минер. наук, советник генерального директора,
ООО «Газпром нефть шельф», г. Москва;
- Дзюбло А.Д.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва;
- Добролюбов С.А.** – д-р геогр. наук, профессор, академик РАН,
зав. кафедрой, декан, Московский государственный
университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва;
- Ермолаев А.И.** – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, г. Москва;
- Зубченко А.В.** – д-р биол. наук, профессор, ведущий научный
сотрудник, ФГУП «Полярный научно-исследовательский
институт морского рыбного хозяйства и океанографии
им. Н.М. Книповича», г. Мурманск;
- Мирзоев Д.А.** – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник,
КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российский государственный
университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
г. Москва;
- Прищепа О.М.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, зав. кафедрой,
Санкт-Петербургский горный университет,
г. Санкт-Петербург;
- Холодилов В.А.** – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский
государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва.

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Газпром морские
проекты»

Издается с 2017 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИЯ:

Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Я.В. Ткачева

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

107045, г. Москва,
Малый Головин пер., д. 3, стр. 1.
Тел.: (495) 966-25-50.
E-mail: office@gazprom-seaprojects.ru

Авторы опубликованных
материалов несут ответственность
за достоверность приведенных
сведений, точность данных
цитируемой литературы.

Перепечатка и иное коммер-
ческое использование материалов
допускается только с разрешения
редакции.

В номере использованы фотографии
из архива ООО «Газпром морские
проекты», а также фотографии,
предоставленные авторами статей.

Подписано в печать 10.06.2024.
Формат 60×90^{1/8}
Офсетная печать.
Усл. печ. л. 9,75.
Уч.-изд. л. 8,5.
Тираж 350 экз.

Отпечатано в типографии:
ООО «Промобюро»
141009, Московская обл.,
г. Мытищи,
Олимпийский пр., д. 3

© «Проектирование и разработка
нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 3 *Шутов В.А.*
Сравнительный анализ типов электрических генераторов ветроэнергетических установок для электроснабжения станций катодной защиты
- 8 *Толмачев Ал.А., Толмачев Ар.А.*
Анализ эффективности компенсационных мероприятий, обеспечивающих расчетную продольную устойчивость промысловых нефтегазопроводов

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 15 *Зацепина П.П., Монинец С.Ю., Колбек С.С.*
Ледовый полигон для разработки новых и совершенствования существующих технологий ЛРН в условиях, максимально приближенных к реальным

ТОПЛИВА В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

- 22 *Спиркин В.Г., Тонконогов Б.П.*
Особенности применения альтернативных топлив для оборудования нефтегазодобычи

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 32 *Блиновская Я.Ю.*
Риск-ориентированный подход в обеспечении экологической безопасности при планировании мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морской акватории
- 38 *Безродный Ю.Г.*
Корпоративная система экологической безопасности освоения месторождений углеводородного сырья в заповедной зоне Северного Каспия

ИНФОРМАЦИЯ

- 48 *Петровский А.С., Бушуева А.А.*
Проведение экспертиз проектной документации и общественных обсуждений за I квартал 2024 г.

КОНФЕРЕНЦИИ, ФОРУМЫ, ВЫСТАВКИ

- 52 Мусинские чтения. 2024. Актуальные задачи энергетического права и современной правовой науки
- 54 На выставке-форуме «Россия» на ВДНХ презентовали книгу «Энергия высоких широт»
- 57 Участие специалистов ООО «Газпром морские проекты» в экологических проектах
- 58 Молодые специалисты ООО «Газпром морские проекты» выступили с докладами на XII Молодежной международной научно-практической конференции
- 60 Итоги Международной выставки «Нефтегаз-2024»

УДК 621.311.24

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТИПОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГЕНЕРАТОРОВ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

В.А. Шутов, инженер 1 категории

ООО «Газпром морские проекты», г. Самара, Россия

E-mail: v.shutov@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: ветрогенератор, асинхронные генераторы, синхронные генераторы, асинхронизированные синхронные генераторы, редукторный привод

Аннотация. В статье представлен сравнительный анализ основных типов генераторов для ветроустановок. Сформулированы специфические требования к генераторам малой мощности, используемым в ветроустановках, и уделено особое внимание преимуществам и недостаткам различных генераторов, для выбора оптимального типа для конкретной ветроустановки. Проведен анализ типов приводов для ветроустановок.

При разработке проектов в районах Крайнего Севера, характеризующихся отсутствием развитой инфраструктуры, постоянно возникает вопрос энергоснабжения маломощных потребителей, в частности станций катодной защиты (СКЗ), расположенных на трассах трубопроводов. Необходимость обеспечения экономической эффективности проекта заставляет искать технические решения, менее затратные, чем строительство традиционных линий электропередачи. Одним из таких решений яв-

ляется использование ветроэнергетических установок в качестве источника питания для СКЗ, при этом, как правило, районы размещения проектов характеризуются благоприятными для этого ветровы-

ми условиями. Так, например, средняя скорость ветра в месте размещения ветроэнергетической установки в районе Мало-Ямальского месторождения, по данным метеостанции, на высоте 10 м составляет 5,5 м/с.

Выбор подходящего генератора для Крайнего Севера имеет ключевое значение для экстремальных климатических и специфических условий эксплуатации в данном регионе.

Актуальность проведения сравнительного анализа типов электрических генераторов

Отсутствие четких требований к генераторам ветроэнергетических установок (ВЭУ), заложенных в нормативной документации, может приводить к выбору неоптимальных вариантов как с точки зрения стоимости, так и необходимых параметров. Это в свою очередь требует проведения анализа имеющихся на рынке генераторов. Анализ дает возможность определить, какие генераторы могут соответствовать требованиям Крайнего Севера. Среди них должны быть учтены различные факторы: климатические особенности данного

региона, требования к надежности работы, эффективность использования ресурсов и др. Выбор подходящего генератора для Крайнего Севера имеет ключевое значение для экстремальных климатических и специфических условий эксплуатации в данном регионе. Значительные затраты на создание и использование генераторов ВЭУ требуют тщательного подбора модели для обеспечения не только эффективности работы, но и долговечности оборудования.

В итоге, основываясь на проведенном анализе и с учетом требований Крайнего Севера, можно выбрать наиболее подходящий генератор, что позволит оптимизировать затраты и обеспечить надежное и безопасное функционирование ВЭУ в условиях экстремальных погодных условий [1].

Сравнительный анализ генераторов для ветроэнергетических установок

На сегодняшний день существует множество конструкций ветроэнергетических установок. Они обычно классифицируются по размещению оси вращения ветроколеса, частоте его вращения, типу привода (прямой или через редуктор), наличию или отсутствию системы ориентации. Большое число различных конструкций ВЭУ позволяет наиболее эффективно использовать ветровую энергию в каждом отдельном случае. Ветроэнергетические установки должны работать в широком диапазоне изменения частоты вращения [2].

В ветроустановках широко используются генераторы различных типов: генераторы

Преимущества и недостатки генераторов различных типов

№	Генератор	Преимущества	Недостатки
1.	Генератор постоянного тока	Высокий КПД в широком диапазоне скоростей (особенно при возбуждении от постоянных магнитов)	Низкая надежность коллекторно-щеточного узла, необходимость периодической замены щеток. Использование в ВЭУ малой мощности
2.	Генератор асинхронного типа (короткозамкнутый ротор)	Простота и удобство обслуживания; дешевизна генератора; незначительные колебания мощности на выходе даже при перемене силы ветра; использование конструкции ветроколеса в качестве внешнего ротора, что уменьшает габариты установки	Необходимость использования редуктора из-за низкой частоты вращения турбины, что приводит к дополнительным затратам на обслуживание, ремонт и уменьшает общую надежность системы, повышает шумность ветряной установки; отсутствие возможности точной настройки работы, что требуется при сильных порывах; необходимость в автономном источнике энергии для создания реактивной мощности; ограничение использования для прямого подключения в сеть из-за колебания выходного напряжения; низкие динамические свойства

Продолжение

3.	Асинхронный генератор с фазным ротором (машина двойного питания)	Возможность работы установки при переменной скорости ветра со стабильным по частоте выходным напряжением; возможность каскадного соединения; простое обслуживание и высокая надежность установки	Более сложная конструкция обмотки ротора по сравнению с асинхронизированным синхронным генератором; наличие скользящего контакта для питания обмотки ротора
4.	Генератор синхронного типа (возбуждение электромагнитного типа)	Высокий КПД; регулируемый $\cos \varphi$	Значительная стоимость генератора; необходимость устройства поддержания постоянной скорости вращения; значительные габариты и стоимость тихоходных (безредукторных) генераторов; повышение стоимости и усложнение конструкции ВЭУ при использовании редуктора (мультипликатора); экономическая целесообразность применения только в ВЭУ большой мощности
5.	Синхронные генераторы (возбуждение магнитоэлектрического типа)	Отсутствие потерь на возбуждение, высокий КПД; простота конструкции и нетребовательность в эксплуатации; долгий срок эксплуатации	Дороговизна компонентов и всего генератора, в первую очередь из-за высокой цены магнитов; отсутствие возможности менять магнитный поток; высокая стоимость полномасштабного частотного преобразователя; применение в основном в машинах малой и средней мощности
6.	Асинхронизированный синхронный генератор	Сходство с генератором третьего типа, но более высокая надежность комплекса; более простая по конструкции обмотка ротора и система ее питания; высокий КПД во всем диапазоне изменения частоты вращения ветроколеса	Необходимость в частотном преобразователе для питания обмотки возбуждения; необходимость наращивания мощности и повышения напряжения в возбуждающей обмотке при нарушении синхронности; возможность присутствия субгармоники и дополнительных потерь из-за питания обмотки возбуждения от преобразователя частоты в выходном напряжении

постоянного тока (ГПТ), асинхронные, синхронные и асинхронизированные синхронные генераторы. Каждый из них обладает своими преимуществами и недостатками (таблица).

Генераторы постоянного тока – традиционный тип ге-

нераторов – обладают следующей особенностью: магнитное поле формируется статором, а якорь находится на роторе. В статоре предусмотрены несколько пар полюсов для создания основного магнитного потока с помощью тока в об-

мотке возбуждения или действия постоянных магнитов. Однако у ГПТ есть недостаток – малонадежный коллекторно-щеточный узел, который требует постоянного обслуживания и регулярной замены щеток. Из-за этого генераторы

Большое число различных конструкций ВЭУ позволяет наиболее эффективно использовать ветровую энергию в каждом отдельном случае. Ветроэнергетические установки должны работать в широком диапазоне изменения частоты вращения.

подобного типа не так часто применяются в ВЭУ. Они могут быть полезны при небольших мощностях энергопотребления.

Асинхронные генераторы, применяемые в ветрогенераторах, могут быть разделены на два типа – машины с короткозамкнутым ротором и генераторы двойного питания с фазным ротором [3].

В первом случае для создания магнитного потока возбуждения ток обмотки статора должен содержать реактивную составляющую. Реактивный ток в асинхронных генераторах получают от батареи конденсаторов или от тиристорного источника реактивной мощности. Из-за этой особенности мощность, затрачиваемая на возбуждение, составляет до 30 % от номинальной. Выходное напряжение асинхронных генераторов сильно зависит от нагрузки и частоты вращения вала, поэтому они требуют привода постоянной скорости. Такая система дорогостояща и не слишком надежна в эксплуатации.

Машины двойного питания имеют ротор, который подключается к источнику переменного тока. У этих генераторов широкий диапазон скольжения, до 30 %. Это позволяет менять частоту вращения ротора в определенном диапазоне без изменения частоты выходного напряжения. КПД преобразования таких генераторов остается высоким, так как исполь-

зуется мощность скольжения и почти отсутствуют колебания мощности. Однако могут возникать проблемы с самовозбуждением и охлаждением ротора при больших скольжениях, когда возрастают потери в обмотке возбуждения. В целом асинхронные генераторы достаточно устойчиво работают при колебаниях напряжения и часто применяются в ветроустановках средней и большой мощности [4].

Синхронные генераторы переменного тока широко применяются из-за своей высокой эффективности. Они могут компенсировать изменения выходного напряжения при изменении скорости ветра с помощью регулирования по цепи возбуждения. Однако они являются более дорогими и требуют более тщательного обслуживания по сравнению с асинхронными генераторами. Синхронные генераторы особенно эффективны для мощных ветроустановок морского базирования, где применение стабилизаторов частоты вращения ротора оправдано [5].

Генераторы с постоянными магнитами часто используются в небольших и средних ветровых генераторах благодаря их низкой массе и высокой удельной мощности. Они не требуют коллектора, контактных колец и щеток, что повышает их КПД. Однако из-за отсутствия возможности регулирования потока возбуждения силовая часть выходного преобразова-

теля становится сложнее. Такие генераторы обеспечивают нестабилизированное переменное напряжение, которое затем преобразуется в переменное напряжение с фиксированной частотой в комплексах ветроустановок.

Асинхронизированные синхронные генераторы – разновидность машин двойного питания. Они отличаются от обычных асинхронных машин двойного питания тем, что на роторе устанавливаются не трехфазные обмотки, а две обмотки возбуждения, смещенные друг относительно друга на 90°. Одна из этих обмоток представляет собой двухфазную обмотку, которая в синхронном режиме питается постоянным током, а в асинхронном – переменным током с частотой скольжения [6].

Источником тока для питания обмотки ротора служит частотный преобразователь, который может работать как обычный возбудитель, выдавая постоянное напряжение. Мощность преобразователя, питающего ротор, минимальна при синхронном режиме работы и растет с увеличением скольжения.

Основным преимуществом асинхронизированного генератора является возможность подачи стабильного по частоте напряжения во внешнюю сеть при изменении скорости вращения ветроколеса в довольно широком диапазоне. По данным [7], скольжение может достигать 30 % без потери стабильности.

Выводы

Анализ различных ветроустановок позволяет сделать следующие выводы. При использовании редукторных приводов наиболее оптималь-

ным вариантом будет применение асинхронных генераторов с короткозамкнутым ротором при небольшой и средней мощности до 15 кВт. Для установок с мощностью до 200 кВт рекомендуется использовать синхронные генераторы с электромагнитным возбуждением. Если речь идет о ветроустановках прямого привода, наиболее рациональным решением будет применение синхронных генераторов с постоянными магнитами, которые могут иметь номинальную мощность в несколько мегаватт. Более экономичным вариантом являются асинхронизированные синхронные генераторы в тех случаях, когда устройство для стабилизации скорости вращения не требуется, так как они могут обеспе-

чивать стабильное по частоте напряжение даже при изменяющейся скорости вращения вала. Полученные результаты анализа помогут определить генератор подходящего типа для завода-изготовителя и создать несерийную ВЭУ с оптимальными выходными параметрами.

В заданных условиях в качестве источника питания СКЗ предпочтительней будет использовать генератор на постоянных магнитах мощностью 200 кВт, так как он отвечает всем требованиям. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Константинов В.Н., Абдрахманов Р.С. Выбор ВЭУ и оценка их производительности // Изв. вузов. Проблемы энергетики. – 2015. – №11-12. – С. 48–52.

2. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат, 2017. – 388 с.

3. Григораш О.В., Степура Ю.П., Сулейманов Р.А. Возобновляемые источники электроэнергии. – Краснодар: КубГАУ, 2020. – 272 с.

4. Квитко А.В. // Тр. КубГАУ. – 2018. – № 33. – С. 192–195.

5. Горев А.А. Основные уравнения неустойчившегося режима синхронной машины // Труды Ленинградского индустриального института. – 1936. – № 5.

6. Клочков С.Е., Завьялов В.М. Особенности применения асинхронизированного синхронного генератора. – URL: https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/32017/1/eskie_2015_41.pdf (дата обращения 27.03.2024).

7. Мамикоянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные генераторы: состояние, проблемы, перспективы // Электричество. – 1994. – № 3. – С.1–9.



8–11 октября

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024**

ПМГФ – ключевая площадка для эффективного взаимодействия лидеров мировой газовой индустрии.

Мероприятие собирает ведущих представителей отраслевого сообщества для решения важных задач ТЭК, демонстрации передовых решений в Российской газовой промышленности и глобальной энергетике.

В рамках Форума запланирована насыщенная деловая программа, на площадке мероприятия развернется масштабная экспозиция технологий, оборудования и услуг для отрасли.

УДК 622.692.45/475

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЕНСАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ РАСЧЕТНУЮ ПРОДОЛЬНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Ал.А. Толмачев, главный инженер проектов

ОП «Центр проектирования обустройства месторождений», ООО «Газпром морские проекты», г. Красноярск, Россия;

Ар.А. Толмачев, аспирант

ФГБУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия

E-mail: chuga92@gmail.com

Ключевые слова: компенсационные мероприятия, нагрузки, напряженно-деформированное состояние, прочность, трубопроводы, упругий изгиб, устойчивость

Аннотация. В статье приведен сравнительный анализ мероприятий, которые применяются для компенсации продольных напряжений в стальных нефтегазопроводах, дана оценка их эффективности на основании расчета напряжений. Выявлены достоинства и недостатки существующих методов обеспечения расчетной продольной устойчивости стальных нефтегазопроводов, определены наиболее эффективные методы повышения надежности и безопасности участков с высокими значениями продольных напряжений.

Действующая нормативно-техническая документация (НТД) Российской Федерации по проектированию стальных нефтегазопроводов предусматривает выполнение расчетов на прочность и устойчивость [1–5]. Расчет на прочность основывается на методологии предельных состояний. Несмотря на то, что данная методология расчета достаточно широко используется [6], ее подвергают критике за применяемые критерии прочности [7–8], расчетные модели [9–11].

Оценка эффективности компенсационных мероприятий

В соответствии с требованиями НТД устойчивое состояние трубопроводов определяется в продольном и кольцевом направлениях по предельно допустимому уровню соответствующих напряжений. Продольные напряжения, возникающие в стенке трубопровода, определяются по конструктив-

ной схеме и в общем случае зависят от следующих нагрузок:

- упругого изгиба;
- внутреннего давления;
- температурного перепада.

Предельный уровень, возникающий при продольных напряжениях, определяется по совокупности коэффициентов надежности и пределу текучести трубной стали. Расчет толщины стенки трубы по критериям прочности выполняется для его проверки на соответствие критериям устойчивости. Если расчет не соответствует

критериям устойчивости, то возможны следующие варианты действий:

- увеличение толщины стенки трубы;
- применение трубной стали более высокого класса прочности;
- оптимизация технологического процесса сварки и трубоукладки;
- изменение конструктивной схемы локального участка трубопровода;
- изменение конструктивной схемы всей трассы трубопровода.

В рамках данного исследования авторами выполнены расчеты с использованием методологии предельных состояний для оценки эффективности компенсационных мероприятий, направленных на увеличение толщины стенки трубы, и применения трубной стали более высокого класса прочности. В качестве примера для расчетов использованы стальные промышленные газопроводы.

В соответствии с [5] для промышленных нефтегазопроводов критерий проверки на устойчивость определяется по следующим формулам:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_1 (\gamma_c / (0,9 \gamma_n)) R_{\text{yn}}; \quad (1)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha E \Delta t \pm ((E d_e) / 2 \rho); \quad (2)$$

$$\psi_1 = ((1 - 0,75 (\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} / ((\gamma_c / 0,9 \gamma_n) R_{\text{yn}}))^2)^{0,5} - 0,5 (\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} / ((\gamma_c / 0,9 \gamma_n) R_{\text{yn}}))), \quad (3)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа; ψ_1 – коэффициент, учитывающий двусное напряженное состояние металла трубы; γ_c – коэффициент условий работы трубопровода; γ_n – коэффициент надежности

по назначению трубопровода; R_{yn} – минимальное значение предела текучести материала трубопровода, МПа; $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ – максимальные суммарные кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа; μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона); E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа; Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С; d_e – наружный диаметр трубы, мм; ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм.

Для упрощения анализа авторами введены следующие обозначения:

$$A = \gamma_c / (0,9 \gamma_n); \quad (4)$$

$$B = \alpha E \Delta t; \quad (5)$$

$$C = (E d_e) / 2 \rho. \quad (6)$$

Таким образом, формулы (1)–(3) принимают следующий вид:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_1 A R_{\text{yn}}; \quad (7)$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - B \pm C; \quad (8)$$

$$\psi_1 = ((1 - 0,75 (\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} / (A R_{\text{yn}}))^2)^{0,5} - 0,5 (\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} / (A R_{\text{yn}}))). \quad (9)$$

Критерий проверки на устойчивость запишется в следующем виде:

$$A R_{\text{yn}} [\psi_1 (- \mu (\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} / (A R_{\text{yn}}))] \geq | - B \pm C|. \quad (10)$$

Критерий проверки на устойчивость, записанный в виде формулы (10), позволяет провести анализ и дать оценку расчетным сценариям при различных вариантах внешних факторов и характеристик трубопровода. Левое значение неравенства в формуле (10) представляет собой расчетный критерий устойчивости трубопровода в продольном

направлении и зависит от его конструктивных характеристик. При этом толщина стенки трубы напрямую к данной зависимости не относится, но оказывает существенное влияние при определении следующего выражения:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} / (A R_{\text{yn}}). \quad (11)$$

Выражение (11) отражает уровень фактических кольцевых напряжений в стенке трубы в долях от допустимого по нормативу уровня напряжений и представляет собой безразмерный коэффициент с диапазоном от 0 до 1. В случае если значение выражения (11) равно 1, то в стенке трубы будут действовать напряжения, соответствующие нормативному критерию устойчивости. В [12] при рассмотрении методики расчета толщины стенки отмечено, что значения, близкие к 1, могут быть получены только для сталей с классом прочности К34–К48 (в связи с низким соотношением предела текучести к пределу прочности расчет толщины стенки в данном случае выполняется по пределу текучести). Что касается сталей с классом прочности К50 и выше, то значения зависят от сочетания категории участка трубопровода, значений применяемых коэффициентов надежности и класса прочности стали.

Исходя из аналитики [12], диапазон, в котором находится расчетный критерий устойчивости трубопровода в продольном направлении, записан следующими выражениями:

$$- 0,3 A R_{\text{yn}} \psi_1; \quad (12)$$

$$- 0,15 A R_{\text{yn}} \psi_1. \quad (13)$$

Правое значение неравенства в формуле (10) представляет собой модуль суммарных напряжений, возникающих

в стенке трубы от температурного перепада, нагрузки и упругого изгиба. Так как напряжения от упругого изгиба возникают при растяжении и при сжатии, то для оценки максимальных суммарных напряжений перед правым значением неравенства в формуле (10) используется знак «±». Значение коэффициента, учитывающего двусное напряженное

состояние металла трубы, в формуле (10) зависит от того, какое значение принимают суммарные напряжения, действующие в стенке трубы. Если значение коэффициента равно 1, то формула (10) приобретает следующий вид:

$$0,7A R_{yn} \geq | - B \pm C |. \quad (14)$$

На рис. 1 и в табл. 1 представлены напряжения, возник-

ающие в самом напряженном сечении участка трубопровода под воздействием нагрузки от упругого изгиба и температурного перепада.

В табл. 2 приведены результаты расчета левой части выражения (14), которая представляет собой расчетный критерий устойчивости трубопровода в продольном направлении, при этом величина

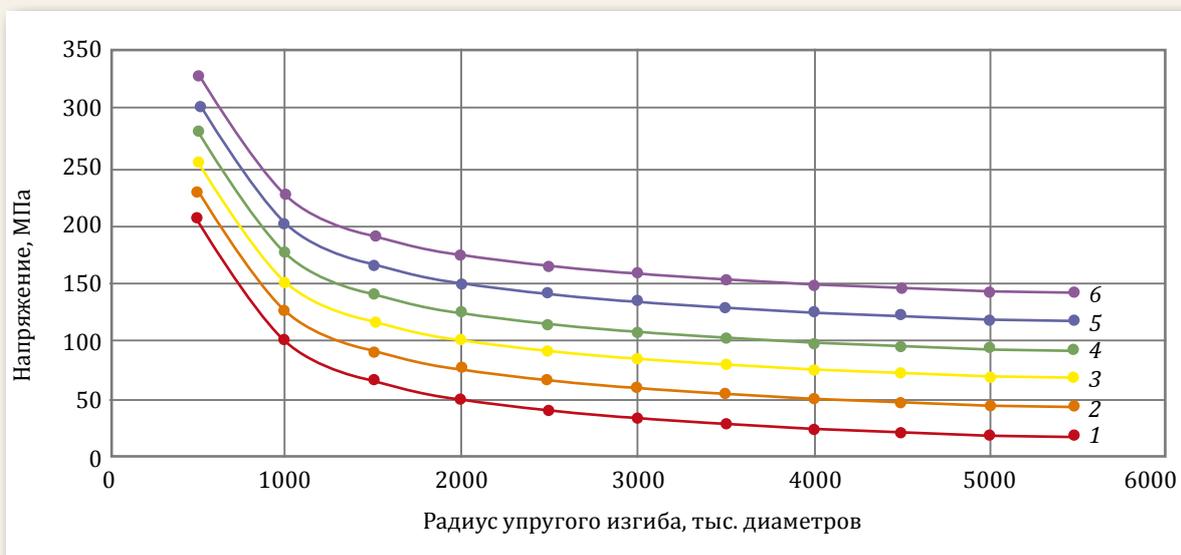


Рис. 1. График зависимости напряжений от упругого изгиба и температурного перепада: 1 – 0 °C; 2 – 10 °C; 3 – 20 °C; 4 – 30 °C; 5 – 40 °C; 6 – 50 °C

Таблица 1

Значение напряжений (МПа) от упругого изгиба участка трубопровода и температурного перепада

Температурный перепад, °C	Радиус упругого изгиба участка, тыс. диаметров								
	100	500	1000	1500	2000	2500	3000	5000	5500
0	1030,1	205,0	103,1	69,6	52,0	40,6	33,3	21,6	10,4
10	1055,0	231,0	128,0	94,1	76,1	66,0	60,0	45,4	36,0
20	1079,3	255,3	152,5	118,0	101,0	91,0	84,0	70,0	60,0
30	1104,2	280,2	177,2	142,8	125,7	115,4	108,5	95,0	84,5
40	1128,9	304,9	202,0	167,5	150,4	140,1	133,2	119,5	109,2
50	1153,6	330,0	226,6	192,3	175,1	164,8	158,0	144,2	134,0

Таблица 2

Значения расчетного критерия устойчивости в продольном направлении (МПа)

Класс прочности стали	Предел текучести материала, МПа	Категории с интегральными коэффициентами запаса					
		1-я		2-я		3-я	
		0,58	0,67	0,72	0,83	0,87	1
К34	205	83,3	96,1	103,4	119,2	125,0	143,5
К38	235	95,4	110,3	118,5	136,5	143,2	164,5
К42	245	99,5	115,0	123,5	142,4	149,1	171,5
К48	265	107,6	124,3	133,6	154,1	161,5	185,5
К50	345	140,1	162,0	174,0	200,4	210,2	241,5
К54	380	154,3	178,2	191,5	221,0	231,4	266,1
К56	410	166,5	192,3	206,6	238,2	250,0	287,1
К60	460	187,0	216,0	231,8	267,3	280,1	322,1

A в выражении (14) отражает интегральный коэффициент запаса, который для участков 1-й категории лежит в диапазоне 0,58–0,67, для участков 2-й категории – в диапазоне

0,72–0,83, а для 3-й категории – в диапазоне 0,87–1,0.

После увеличения в 2 раза толщины стенки трубы расчетный критерий устойчивости трубопровода в продольном

направлении выражен следующим образом:

$$0,85A R_{yn} \geq | -B \pm C|. \quad (15)$$

В табл. 3 приведены численные значения расчетного

Таблица 3

Значения расчетного критерия устойчивости в продольном направлении (МПа)

Класс прочности стали	Предел текучести материала, МПа	Категории с интегральными коэффициентами запаса					
		1-я		2-я		3-я	
		0,58	0,67	0,72	0,83	0,87	1
К34	205	101,2	118,5	125,5	129,0	151,6	153,3
К38	235	116,0	136,0	144,0	148,0	174,0	175,8
К42	245	120,8	141,6	150,0	154,1	181,2	188,3
К48	265	130,6	153,2	162,2	166,7	196,0	198,2
К50	345	170,1	199,4	211,1	217,0	255,1	258,1
К54	380	187,3	219,6	232,6	239,1	281,1	284,2
К56	410	202,1	237,0	251,0	258,0	303,2	306,7
К60	460	226,7	265,9	281,5	289,3	340,2	344,2

Таблица 4

Расчетные сценарии

Ψ_1	$\sigma_{\text{кц}}^H / (A R_{\text{yn}})$	Неравенство	Сценарий
0,74	0,3	$0,5 A R_{\text{yn}} \geq - B \pm C $	Проверка продольной устойчивости при повышении толщины стенки на 100 %
0,65	0,5	$0,5 A R_{\text{yn}} \geq - B \pm C $	Проверка продольной устойчивости при повышении толщины стенки на 60 %
0,32	0,8	$0,6 A R_{\text{yn}} \geq - B \pm C $	Проверка продольной устойчивости по номинальной толщине стенки

критерия устойчивости трубопровода в продольном направлении при увеличенной толщине стенки трубы.

Так как расчетная модель со сжимающими напряжениями, когда на участок трубопровода одновременно действуют изгибающая нагрузка, вызванная упругим изгибом при повороте в плане/профиле, и сжимаю-

щая нагрузка, вызванная перепадом температур, имеет более широкое применение при проектировании и строительстве трубопроводов в России [12], то авторами проведено математическое моделирование потенциальных вариантов расчета с использованием формулы (10).

Для анализа вариативности нагрузок, которые могут воз-

никать в стенке трубы, рассмотрено три сценария (табл. 4).

Параметр Ψ_1 является функцией отношения кольцевого напряжения от рабочего давления к выражению $A R_{\text{yn}}$. Значение выражения $\sigma_{\text{кц}}^H / (A R_{\text{yn}})$ при этом находится в диапазоне от 1 до 0,5. С увеличением номинальной толщины стенки трубы в процессе расчета это значение

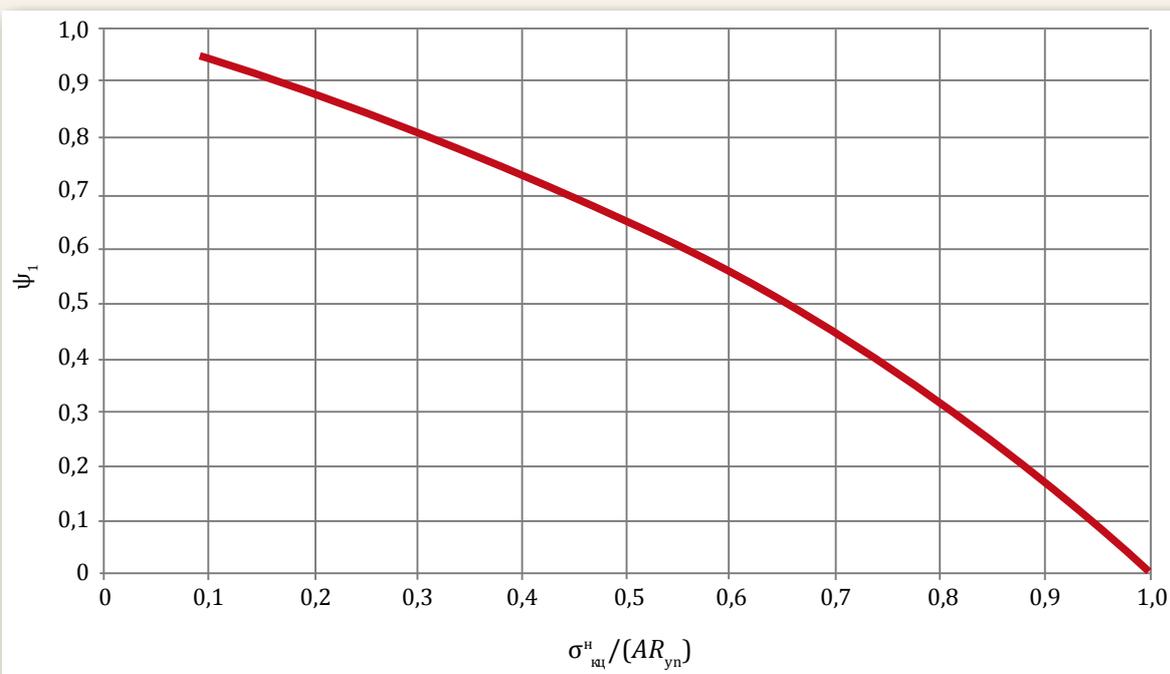


Рис. 2. График зависимости параметра Ψ_1 от $\sigma_{\text{кц}}^H / (A R_{\text{yn}})$

может уменьшаться. На рис. 2 показан график зависимости параметра ψ_1 от $\sigma_{\text{уд}} / (AR_{\text{уп}})$.

При высоком уровне кольцевых и сжимающих напряжений в стенке трубы продольная устойчивость трубопровода возможна только для прямолинейных участков при температурном перепаде, не превышающем 10 °С.

При увеличении толщины стенки на 60 % происходит рост критерия устойчивости в про-

дольном направлении. При увеличении толщины стенки на 100 % также наблюдается рост критерия устойчивости в продольном направлении (табл. 5).

При расчетах авторами выявлено, что увеличение толщины стенки без изменения перепада температур и радиусов упругого изгиба трубопровода меняет область допустимых значений критерия устойчивости на незначительные величины.

Что касается напряжений при растяжении, то при увеличении толщины стенки относительно расчетной в 2 раза наблюдается незначительное увеличение зоны допускаемых значений критерия устойчивости. В основном это происходит за счет участков 2-й категории.

При сжимающих напряжениях повышение толщины стенки на 60 % относительно расчетной приводит к тому,

Таблица 5

Значения расчетного критерия устойчивости в продольном направлении (МПа) при увеличении стенки на 60 и 100 %

Класс прочности стали	Предел текучести материала, МПа	Категории с интегральными коэффициентами запаса					
		1-я		2-я		3-я	
		0,58	0,67	0,72	0,83	0,87	1
Увеличение толщины стенки на 60 %							
К34	205	59,5	69,7	74,0	85,1	89,2	102,5
К38	235	68,2	80,0	84,6	97,5	102,2	117,5
К42	245	71,2	83,3	88,2	101,7	106,6	122,5
К48	265	77,0	90,1	95,4	110,0	115,3	132,5
К50	345	100,1	117,3	124,2	143,2	150,1	172,5
К52	355	103,0	120,7	127,8	147,4	154,4	177,5
К56	410	119,0	139,4	147,6	170,2	178,4	205,0
К60	460	133,4	156,4	165,6	191,0	200,1	230,0
Увеличение толщины стенки на 100 %							
К34	205	77,3	91,0	96,0	110,6	116,1	133,3
К38	235	88,6	104,0	110,0	126,8	133,1	152,8
К42	245	92,4	108,3	114,7	132,2	138,5	159,3
К48	265	100,0	117,1	124,0	143,0	150,0	172,3
К50	345	130,2	152,5	161,5	186,1	195,1	22,4
К52	355	133,8	157,0	166,1	191,5	200,8	231,0
К56	410	154,6	181,2	192,0	221,2	232,0	266,5
К60	460	173,4	203,3	215,3	248,3	260,1	299,1

что только для классов прочности K56 и K60 выполняется условие устойчивости для участков 3-й категории. Прочие сочетания классов прочности и категорий участков не приводят к выполнению условия устойчивости.

При увеличении толщины стенки на 100 % относительно расчетной наблюдается соблюдение условия устойчивости для классов прочности с K52 по K60 для участков 3-й категории, а также для участков 2-й категории с классом прочности K60. Прочие сочетания классов прочности и категорий участков не приводят к выполнению условия устойчивости.

Увеличение толщины стенки трубы немного понижает значение продольных напряжений за счет уменьшения компонента от внутреннего давления. Однако напряжения от перепада температуры и упругого изгиба не понижаются, и при эксплуатации трубопроводов будет сохраняться повышенный риск потери устойчивости (особенно при возникновении внеплановых дополнительных нагрузок, которые не были учтены при разработке проектной документации).

Вариант с увеличением класса прочности при растягивающих напряжениях применим для участков 3-й категории (увеличение класса прочности выше K50) и участков 2-й категории (увеличение класса прочности выше K56). Однако данный вариант нельзя использовать для участков 1-й категории.

При сжимающих напряжениях увеличение класса прочности с сохранением расчетной толщины стенки трубы не приводит к выполнению условий устойчивости при любых вариантах. Однако при увеличении толщины стенки на 60 % условие устойчивости выполняется, но только для участ-

ков 3-й категории и классом прочности не менее K60. При увеличении толщины стенки на 100 % повышение класса прочности приводит к выполнению условий устойчивости для участков 3-й категории (класс прочности должен быть не K52) и участков 2-й категории (класс прочности должен быть не K56). Однако данный вариант нельзя использовать для участков 1-й категории.

Выводы

Сравнительный анализ эффективности компенсационных мероприятий, обеспечивающих расчетную продольную устойчивость промысловых трубопроводов, показал, что наиболее эффективным способом повышения надежности и безопасности участков с высокими значениями продольных напряжений является комбинация методов уменьшения расчетного температурного перепада и повышения радиуса упругого изгиба.

Стоит отметить, что проверка на устойчивость по критерию продольных напряжений не должна являться основанием к увеличению номинальной толщины стенки трубы – данные расчеты лишь показывают, что для случаев, когда не выполняется условие устойчивости в продольном направлении при сжимающих напряжениях, возможно в качестве альтернативы рассмотреть кратное увеличение толщины стенки. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – М.: Стандартинформ, 2015. – 94 с.
2. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная ре-

дакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями № 1, 2, 3). – М.: Стандартинформ, 2015. – 95 с.

3. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86 (с Изменением № 1). – М.: Минрегион России, 2012. – 28 с.

4. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями № 1, 2, 3). – М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС", 2013. – 97 с.

5. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением № 1). – М.: Стандартинформ, 2017. – 208 с.

6. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Ретроспективный анализ методологии прочностных расчетов магистральных трубопроводов // Газовая промышленность. – 2019. – № 7(787). – С. 78–86.

7. Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. Коэффициенты надежности в расчетах толщин стенки промысловых трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 6(64). – С. 49–55.

8. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Исследование влияния коэффициентов надежности на расчетные толщины стенок магистральных трубопроводов нефти и газа // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 1. – С. 5–13.

9. Варшицкий В.М., Козырев О.А. Влияние положительного температурного перепада на предельное состояние разрушения подземного трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 1. – С. 30–31.

10. Лимарь О.В. Об ошибках в действующих нормах расчета промысловых трубопроводов на прочность // Наука и техника в газовой промышленности. – 2022. – № 1(89). – С. 99–109.

11. Неганов Д.А., Варшицкий В.М., Козырев О.А. Анализ несущей способности трубопровода при действии эксплуатационных нагрузок // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 95–98.

12. Васильев Г.Г., Леонович И.А., Пирожков В.Г. Сравнение методов обеспечения расчетной продольной устойчивости газонефтепроводов // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 2(34). – С. 66–75.

УДК 502.22
504.5

ЛЕДОВЫЙ ПОЛИГОН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ЛРН В УСЛОВИЯХ МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕННЫХ К РЕАЛЬНЫМ

П.П. Зацепина, старший преподаватель,

С.Ю. Монинец, зав.кафедрой, канд. техн. наук,

С.С. Колбек, аспирант

Морской государственный университет имени адм. Г. И. Невельского, г. Владивосток, Россия

E-mail: z.polina.vl@mail.ru

Ключевые слова: натурные испытания, ледовый полигон, разливы нефти, нефтесборные системы, ликвидация разливов нефти, сорбент, нефтеемкость, экологическая безопасность, токсичность, биотестирование, незамерзающая прорубь, ледообразование

Аннотация. Для изучения взаимодействия нефти и льда, а также испытания существующих и перспективных технологий ликвидации разлива нефти (ЛРН) в ледовых условиях имеется опыт формирования ледового полигона на территории Морского государственного университета имени адмирала Г.И. Невельского, на котором можно формировать и контролировать естественные процессы образования ледовых условий, размещать нефть без угрозы загрязнения морской акватории и испытывать технологии ЛРН в условиях, максимально приближенных к реальным. Также существует возможность в процессе испытаний устанавливать фактические параметры эффективности конкретных способов реагирования и оценивать показатели, характеризующие экологическую безопасность.

Оценена эффективность применения скиммеров при ЛРН в условиях низких температур воздуха. Приведены результаты испытаний сыпучих сорбентов при ликвидации разливов и оценка токсического воздействия сорбентов, пропитанных нефтепродуктами, на двустворчатых моллюсков и рачков *Artemia salina* L.

Проблема ликвидаций углеводородных загрязнений актуальна во все времена. Перспективы увеличения грузопотока по Северному морскому пути, разведка и добыча полезного сырья на шельфе обуславливают пропорциональный рост рисков, связанных с возникновением аварийных разливов на море.

Существует множество решений в области ликвидации

аварийных разливов нефти, начиная от механического сбора и заканчивая сжиганием на месте. Но перспективы развития Северного морского пути диктуют необходимость учета достаточно жестких климатических условий. Помимо суровых метеорологических параметров, данные районы характеризуются труднодоступностью в определенных координатах или в конкрет-

ных временных промежутках по сезонности. Следует отметить, что выбор адекватных мер реагирования стоит достаточно остро и является первоочередной задачей для проведения эффективных ликвидационных мероприятий, так как не всегда физически возможно доставить технику и оборудование для реагирования на ЧС. Более того, сами вещества и материалы, вы-

бренные для удаления разлива, не всегда эффективны при определенных условиях: низких температурах, ветре, волнении, влажности, так как изменения этих параметров также влияют на изменение характеристик самих углеводородов, меняя их физико-химические показатели, такие как вязкость, плотность и пр.

Для выбора оптимального метода, материалов и систем реагирования необходимо проводить натурные эксперименты для уточнения эффективности выбранного подхода к ликвидации для конкретных условий окружающей среды.

Перспективы развития Северного морского пути диктуют необходимость учета достаточно жестких климатических условий. Помимо суровых метеорологических параметров, данные районы характеризуются труднодоступностью в определенных координатах или в конкретных временных промежутках по сезонности.

Для решения этих задач на территории Морского государственного университета имени адмирала Г.И. Невельского организован полигон на морской акватории в условиях реального климатического воздействия – Ледовый полигон. Полигон для экспериментальных исследований в гавани бухты Федорова Амурского залива в Японском море (г. Владивосток) представляет собой небольшой огражденный участок с морской водой, плавающим пирсом и деревянным настилом. Испытательные бассейны изолированы от моря. В них может проводиться физическое моделирование разлива нефти без угрозы загрязнения окружающей среды. Натуральный морской лед в

испытательных бассейнах присутствует в период с декабря по март включительно. Состояние ледового покрова в бассейнах контролируется.

Основные характеристики полигона:

- температура воды (зависит от времени проведения исследований);
- соленость воды – 34 ‰;
- скорость ветра от 0 до 25 м/с;
- толщина морского льда от 0 до 1 м (сформирована в естественных условиях);
- максимальная площадь полигона – 5000 м².

Формат гавани для маломерных судов позволяет использовать любую необходимую технику для работы. Это могут быть сооружения, которые можно формировать под конкретные заданные условия на морской акватории с периодом функционирования с ноября по апрель, на территории полигона есть возможность тестировать и проводить исследования по оценке эффективности применения различных технологий ликвидации. Условия ледообразования возможно задать в зависимости от целей исследования и формировать конкретные характеристики разлива.

В рамках отработки схем реагирования и оценки эффективности очистных мероприятий также можно отбирать

пробы для оценки гидрохимических показателей и токсичности вод, находящихся в изолированном пространстве. Предусмотрена возможность закрывать испытываемое пространство акватории от осадков. Территория полигона может иметь разнообразную форму и площадь в зависимости от целей исследований (рис. 1).

В сезон 2023–2024 гг. на полигоне сформирована инженерная система для экспериментов по оценке влияния пониженных температур, ледового покрова различной толщины и сплоченности на конвенционные шланголинии при различных вариантах загрузки (рис. 2).

Ранее на территории полигона были проведены испытания скиммеров для уточнения их реальной эффективности. Под производительностью нефтесборных систем понимается объем нефтеводяной смеси, которую устройство в состоянии переместить с поверхности воды в емкость временного хранения за единицу времени. Под эффективностью Q понимается содержание нефти в собираемой нефтеводяной смеси.

Производительность P и эффективность Q в значительной степени зависят от типа нефтесборной системы (НСС). Обычно выделяют две основные группы скиммеров: пороговые и олеофильные.

Производительность порогового скиммера (P_{nc}) примерно соответствует производительности откачивающего насоса P_n

$$P_{nc} \approx P_n. \quad (1)$$

При этом его эффективность Q_{nc} сильно зависит от толщины слоя нефти. На спокойной воде при толщине слоя нефти на воде более 1 см эффективность Q_{nc} близка к



Рис. 1. Формирование полигона: *а* – с двумя незамерзающими прорубями; *б* – изоляция части акватории в глубину и крепление необходимых конструкций в подледном пространстве; *в* – естественный процесс ледообразования с рядом прорубей и защитой от осадков

100 % [1], но при волнении или уменьшении толщины слоя нефти эффективность снижается до 20–25 % и менее. В таких условиях скиммер качает в основном воду.

Обычно при расчетах для порогового скиммера величина $Q_{\text{пс}}$ принимается в диапазоне 10–20 %. Низкое значение $Q_{\text{пс}}$ требует больших объемов емкостей временного хранения. В условиях проведения операций по ликвидации разливов нефти (ЛРН) в открытом море

это обстоятельство становится серьезным ограничивающим фактором.

Принцип работы олеофильного скиммера подразумевает, что вода скатывается с рабочих поверхностей, а в приемную емкость попадает в основном нефть. Благодаря этому эффективность $Q_{\text{ос}}$ олеофильных скиммеров отличается в лучшую сторону.

Однако производительность такой нефтесборной системы может оказаться гораз-

до ниже, поскольку зависит от различных факторов, то есть для олеофильных скиммеров соблюдается условие

$$P_{\text{ос}} = kP_{\text{н}}, \quad (2)$$

где k – понижающий коэффициент.

Практика показывает, что механическими методами с поверхности воды получается собрать (по разным источникам) не более 10–15 % от объема разлитой нефти.



Рис. 2. Подготовка полигона для экспериментов с фрагментами шланголиний

Важно заметить, что в паспортах, которые предоставляют изготовители нефтесборных систем, коэффициент k не оговаривается, то есть принимается условие (1). Часто на практике принимают $k = 0,2$ [2]. Это объясняется опытом испытания и эксплуатации олеофильных скиммеров и вызвано влиянием вязкости нефти, температуры воздуха и воды, состояния. Получить более полное представление о работоспособности и эффективности НСС в сложных условиях замерзающих морей возможно только в ходе серии

испытаний в условиях, приближенных к реальным. Очевидно, что такие испытания должны проводиться в соответствии с утвержденной методикой.

В мировой практике при уточнении параметров работы НСС применяются стандарты Американского общества по испытанию материалов (American Society for Testing and Materials – ASTM). Стандарт ASTM F2709-08 регламентирует методику количественной оценки двух ключевых значений – производительности P и эффективности Q [3].

В случае реальных операций по ЛРН для создания условий, близких к идеальным, выполняется локализация (концентрация) нефтяного пятна на ограниченной акватории. Создание идеальных условий для работы скиммеров возможно только в случае, когда рубежи локализации сформированы заранее или в кратчайшие сроки, сразу после разлива и в непосредственной близости от его источника, когда размеры пятна позволяют это сделать. Другими словами, при планировании работ в условиях

Арктики необходимо знать характеристики нефтесборных систем в условиях, далеких от идеальных, например при толщине слоя нефти h от 5 мм и при условиях, близких к арктическим.

В Морском государственном университете имени адмирала Г.И. Невельского такая технология испытания существующих моделей НСС была разработана. При этом естественные условия и обустройство полигона позволяют получать:

- широкий диапазон температуры воды (от $-1,5$ до 20 °С) и воздуха (от -18 до 25 °С);
- наличие естественного морского льда сплоченностью от 1 до 10 баллов и толщиной до 500 мм;
- точность измерения объемов собираемой смеси $\pm 1 \cdot 10^{-4}$ м³;
- точность измерения массы $\pm 0,1$ кг;
- временной интервал измерений – от 30 с.

Испытания проводятся в опытном резервуаре, вмороженном в лед, но изолированном от морской среды. Размеры резервуаров выбираются под габариты скиммера (в диапазоне от 1,5 до 15 м).

Технология испытания для определения производительности P и эффективности Q при толщине слоя разлитой нефти от 1 мм опробована в зимний сезон 2018–2019 гг. Для этих целей использовался скиммер отечественного производства со съёмными рабочими поверхностями (щеточный барабан и диски). Результаты оказались несколько неожиданными. Так, производительность олеофильного скиммера с дисковыми рабочими поверхностями составила (при толщине слоя нефти 10 мм) всего около $0,7$ м³/ч при паспортном значении 20 м³/ч. Из диаграммы (рис. 3, а) видно, что этот показатель стремительно сни-

жается по мере уменьшения толщины нефтяной пленки. Производительность щеточного скиммера оказалась примерно такой же (рис. 3, б), но при этом его эффективность сильно и в меньшую сторону отличалась от аналогичного показателя дискового скиммера и составила 53 против 95 %.

Большой разброс производительности при небольшой толщине нефтяной пленки, что видно из графика, обусловлен повышенной вязкостью нефтепродукта в условиях

низкой температуры воды. Это приводило к образованию чистых участков воды в месте контакта олеофильных элементов с водой при снижении средней толщины слоя до 3–4 мм.

Фактор снижения производительности олеофильных скиммеров при низкой температуре также необходимо изучать и учитывать при расчетах эффективности уборки нефти с воды.

В феврале 2020 г. были проведены испытания этого же скиммера, но уже в ледовых

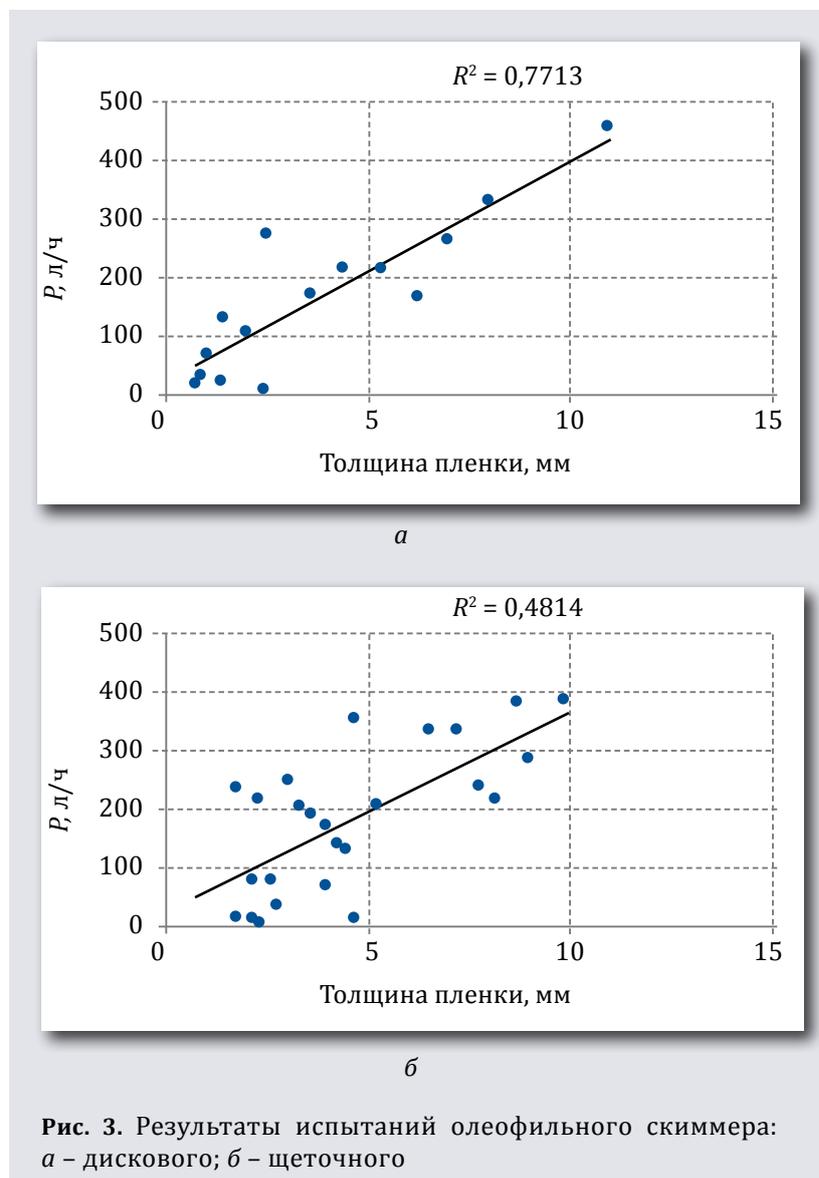


Рис. 3. Результаты испытаний олеофильного скиммера: а – дискового; б – щеточного

условиях. При использовании дисковой насадки скиммер показал производительность 1,002 м³ при толщине слоя нефти 33 мм. Но уже при достижении толщины слоя нефти в 17 мм испытания пришлось остановить, поскольку поступление нефтеводяной смеси в приемную емкость прекратилось (рис. 4, а). Это было вызвано скоплением ледяного крошева вблизи движущихся

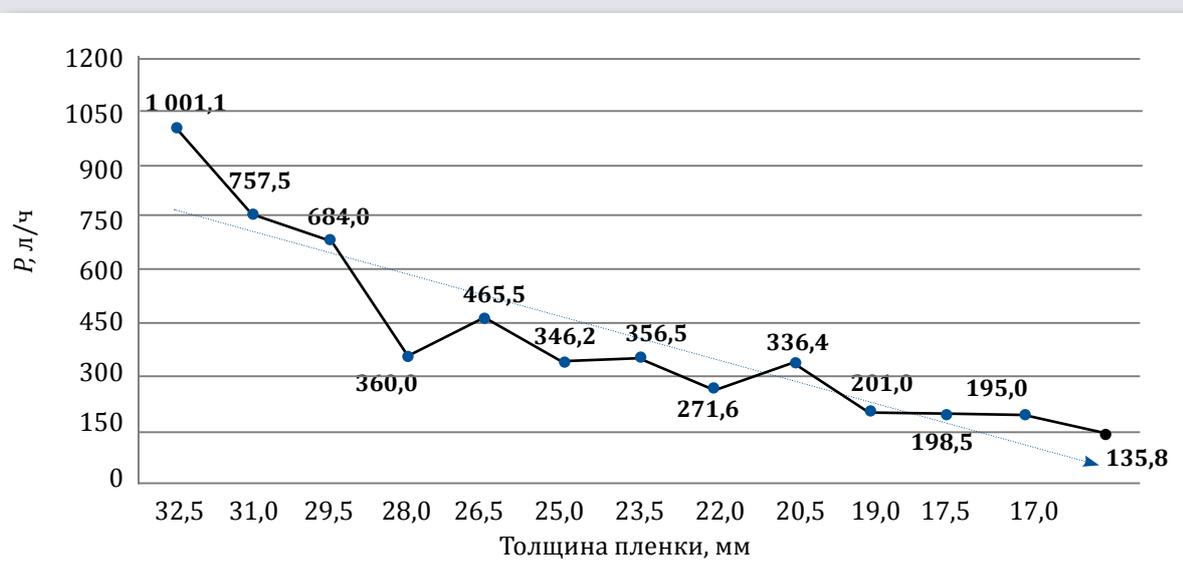
дисков, что привело к полному блокированию поступления к ним нефти.

Испытания барабанной насадки показали аналогичный результат (рис. 4, б) с максимальной производительностью 0,953 м³/час и резким снижением поступления нефти к рабочей поверхности в диапазоне $20 < h < 25$ мм.

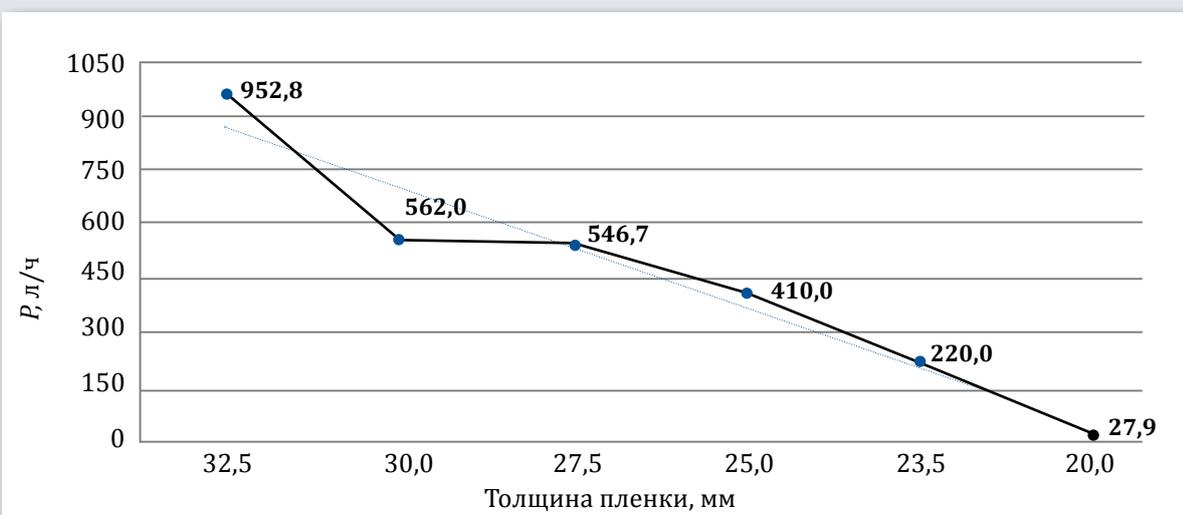
Следует отметить и дополнительные проблемы экс-

плуатации скиммеров в условиях низких температур воздуха: выход из строя резиновых уплотнений и гибких шлангов, проблемы с топливной системой дизельных агрегатов, обледенение рабочих поверхностей скиммеров и др.

Однако, кроме препятствий в проведении операций по ЛРН, арктические условия предоставляют и некоторые воз-



а



б

Рис. 4. Результаты испытаний олеофильного скиммера в ледовых условиях: а – дискового; б – барабанного

возможности. Многочисленные исследования зарубежных ученых и результаты исследований, проведенных на полигоне университета, дают основание утверждать, что, при разливе нефти в условиях формирования ледового покрова, она вмораживается в толщу льда и консервируется там вплоть до его таяния, сохраняя свои свойства. В это время нефть оказывает минимальное токсическое воздействие на среду. Это дает дополнительное время для концентрации ресурсов и подготовки к уборке нефти.

Выводы

Первые результаты испытания скиммеров позволяют сделать следующие выводы:

- агрегаты и системы, планируемые к использованию при ЛРН в условиях замерзающих морей, требуют повышенного внимания к их надежности, что должно подтверждаться серией испытаний по утвержденным методикам;
- эффективность механических методов уборки нефти и нефтепродуктов при разливах на открытых акваториях, особенно в условиях низких температур воды и воздуха, на настоящий момент сильно преувеличена [4].

Также на территории полигона достаточно широко отработаны схемы применения различных материалов для физико-химического реагирования на разлив. Установлены фактические значения нефтеемкости для некоторых видов сорбентов в заданных условиях [5], выявлено несоответствие паспортных характеристик реальным более чем в 2 раза для некоторых материалов, прослеживаются изменения показателей эффективности при

изменении типа нефти и условий применения сорбентов.

Оценена токсичность сорбентов в чистом виде и пропитанных нефтью методом биотестирования с использованием мидии тихоокеанской:

- в зависимости от вида используемого сорбента изменяется способность мидий к прикреплению;
- с увеличением времени нахождения сорбированной нефти в воде, растет количество прикрепленных особей, что говорит об условной безопасности нахождения сорбированной нефти в водном объекте;
- смертность моллюсков была немного выше в вариантах с сорбентами, пропитанными нефтепродуктами, чем в вариантах с чистым сорбентом [6].

При биотестировании по методике «Биологические методы контроля. Методика определения токсичности высокоминерализованных поверхностных и сточных вод, почв и отходов по выживаемости солоноватоводных рачков *Artemia salina* L» установлено, что насыщенные нефтью сорбенты не оказывают токсического воздействия [7].

Снижение экологических рисков государства, судоходных и нефтяных компаний обеспечит дополнительные стимулы использования Северного морского пути в качестве транзитного маршрута, повысит рейтинг государства в вопросах защиты экосистем арктических морей.

С использованием возможностей ледового полигона уже получены результаты исследований взаимодействия нефти и льда. Отработаны и согласованы основные стратегии ЛРН с учетом результатов этих исследований. Проведены испытания существующих технологий ликвидации разливов нефти в ледовых условиях. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. World Catalog of Oil Spill response products. – URL: https://www.oilspillequipment.com/order_form.php (дата обращения 16.04.2024).
2. Evaluation of oleophilic skimmer performance in diminishing oil slick thicknesses Kristi McKinney and John Caplis, Dave DeVitis and Keith Van Dyke, 2015. – 14 с.
3. ASTM, Annual Book of ASTM Standards: F 2709-08 - Standard Test Method for Determining Nameplate Recovery Rate of Stationary Oil Skimmer Systems, American Society for Testing and
4. Revision of the characteristics of oil spill response technologies for the Arctic seas. – URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/678/1/012030/pdf> (дата обращения 16.04.2024).
5. Блиновская Я.Ю., Зацепина П.П., Оргина А.П. Оценка эффективности сыпучих сорбентов при ликвидации тяжелых нефтепродуктов с морской акватории // Гидротехника. – 2016. – № 3. – С. 33.
6. Зацепина П.П., Кулепанов В.Н. Изучение воздействия сорбентов, пропитанных нефтью, на выживаемость гидробионтов в зимних условиях // Комплексные проблемы техносферной безопасности: Материалы VI Международ. науч.- практ. конф. Воронеж, 21–22.12.2020 г. В 3 т.: Отв. редактор И.Г. Дроздов. Ч.III. – Воронеж: Воронежский государственный технический университет, 2021. – С. 363–367.
7. Зацепина П.П., Агафонова А.В., Кулепанов В.Н. Оценка токсичности сыпучих сорбентов методом определения выживаемости эвригалинного рачка вида *Artemia Salina* L. // Сб. докладов 70-й Междунар. молодежной науч.-техн. конф. «Молодежь. Наука. Инновации». В 2 т. Владивосток, 7–9 декабря 2022 г.: Т. 1. – Владивосток: Морской гос. ун-т, 2022. – С. 558–563.

УДК 665.6/7(075)

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

В.Г. Спиркин, профессор, д-р техн. наук,

Б.П. Тонконогов, профессор, д-р хим. наук

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

E-mail: v.g.spirkin@mail.ru

Ключевые слова: альтернативное топливо, дизельное топливо, бензин, двигатель, транспорт, экологические свойства, биодизель, присадка, буровая установка, метан, водород

Аннотация. В статье рассмотрены основные виды альтернативных топлив для оборудования нефтегазодобычи и транспорта с улучшенными эксплуатационными и экологическими свойствами. Наибольшее применение в качестве альтернативных топлив для заправки двигателей находят сжатый и сжиженный природный газ. На основе растительного сырья получают биодизельное топливо с улучшенными экологическими свойствами, отличающееся полной биоразлагаемостью при попадании в окружающую среду. Приведены основные требования к показателям качества газообразных топлив и биодизеля в сравнении с нефтяными дизельными топливами и бензином.

Для заправки двигателей автомобилей и оборудования нефтегазодобычи (буровых установок и др.) в настоящее время применяются дизельные топлива и неэтилированные бензины с улучшенными экологическими свойствами (с низким содержанием серы, аренов и бензола). Российские бензины отвечают требованиям ГОСТ Р 51105-97, а городские дизельные топлива – ТУ 38.401-58-170-96.

К перспективным топливам для дизельных двигателей относятся жидкие синтетические углеводороды и диметиловый эфир с хорошей самовоспламеняемостью (цетановое число

до 50–60), получаемые из природного газа.

Одним из наиболее эффективных решений технических, экономических и экологических проблем двигателей транспорта и оборудования является постепенный перевод на альтернативные топлива, которые должны обеспечивать нормальную эксплуатацию двигателей и превосходить современные нефтяные топлива, в первую очередь, по эксплуатационным и экологическим свойствам. Таким требованиям в наилучшей степени отвечают альтернативные топлива [1].

Основные виды альтернативных топлив: природный

газ метан; сжиженные углеводородные газы (СУГ) или сжиженные нефтяные газы (СНГ): пропан, бутан и их смеси; спирты: метанол, этанол и продукты на их основе; диметиловый эфир, биотопливо, водород.

Альтернативные газовые топлива

Промышленностью освоен выпуск из природного и нефтяного газов следующих топлив, специально предназначенных в основном для транспортных двигателей: компримирован-

ный (сжатый) природный газ (КПГ) по ГОСТ 27577-2000, сжиженные углеводородные (нефтяные) газы по ГОСТ 27578-87.

На стадии внедрения находится специально предназначенный для транспорта сорт топлива: сжиженный природный газ (СПГ) для поршневых двигателей по ТУ 51-03-85.

Кроме того, в качестве добавок к дизельным топливам могут использоваться и другие продукты переработки газов:

- широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) по ТУ 38.101524-83;
- пропан-бутановые смеси, фракции технического бутана нормального, изобутана нормального и изопентана.

Природный газ – метан

Основные направления использования природного газа:

- получение сжатого природного газа;
- получение сжиженного природного газа;
- переработка природного газа в жидкие продукты (технология GTL – Gas To Liquid), используемые как моторное топливо или его компоненты.

Преимущества природного газа как моторного топлива перед нефтепродуктами:

- высокое октановое число: по исследовательскому 110-115, моторному 105-110 методам;
- значительные ресурсы;
- низкое содержание углерода в молекуле, что обуславливает минимальную концентрацию CO₂ в отработавших газах двигателя (в 1,2-1,3 раза меньше, чем при сгорании бензина или дизельного топлива), т. е. малый вклад в парниковый эффект;

Основные виды альтернативных топлив: природный газ метан; сжиженные углеводородные газы (СУГ) или сжиженные нефтяные газы (СНГ): пропан, бутан и их смеси; спирты: метанол, этанол и продукты на их основе; диметиловый эфир, биотопливо, водород.

- содержание токсичных веществ в отработавших газах (CO, SO₂, NO_x) в 1,5-2 раза меньше, чем при сгорании бензина или дизельного топлива;

- незначительное образование нагара в камере сгорания двигателя;

- не происходит смывания смазочного масла с зеркал цилиндров, увеличивается межремонтный пробег и интервал до смены масла;

- отсутствие испарений из топливного бака при заправках;

- осуществление транспортировки по трубопроводам.

Природный газ как моторное топливо имеет ряд недостатков:

- относительно низкое объемное энергосодержание – 0,034 МДж/л газа (31,3 МДж/л бензина, 35,6 МДж/л дизельного топлива), т. е. меньший пробег на одной заправке; большое количество баллонов и уменьшение грузоподъемности автомобиля на 10-14 %. Нивелирование недостатка возможно путем увеличения степени сжатия, впрыском газа непосредственно в камеру сгорания или применением турбонаддува (с усложнением конструкции двигателя);

- снижение мощности двигателя на 18-20 %;

- увеличение времени разгона на 25-30 %;

- усложнение системы подачи топлива в двигатель: необходимы баллоны, редукторы и другие устройства;

- затруднения с холодным пуском двигателя (при температуре ниже 0 °С) из-за высоких температур воспламенения и самовоспламенения газа по сравнению с бензином и дизельным топливом;

- повышенная пожаро- и взрывоопасность.

Компримированный (сжатый) природный газ

КПГ в настоящее время – это наиболее широко применяемое в мире альтернативное топливо. Требования к КПГ для газобаллонных автомобилей России приведены в табл. 1 [2, 3].

Перевод транспортных средств на КПГ можно осуществить путем:

- модификации бензиновых двигателей с переводом на КПГ;

- модификации бензиновых двигателей с переводом одновременно на КПГ и на бензин (двухтопливный вариант);

- перевода дизелей на КПГ с использованием искрового воспламенения;

- перевода дизелей на газодизельный режим с использованием двух видов топлив (КПГ и дизельного топлива).

Система питания автомобиля, работающего на КПГ, включает:

- газовые баллоны высокого давления (20 МПа) с вентилями;

Таблица 1

**Газ природный топливный компримированный (КПГ)
для двигателей внутреннего сгорания (ГОСТ 27577-2000)**

Показатели	Норма
Объемная теплота сгорания, кДж/м ³ , не менее	31800
Относительная плотность по воздуху	0,55–0,70
Расчетное октановое число (по моторному методу), не менее	105
Концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,02
Концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
Масса механических примесей в мг/м ³ , не более	1,0
Суммарная объемная доля негорючих компонентов, %, не более	7,0
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
Концентрация паров воды, мг/м ³ , не более	9,0
Примечание. Показатели установлены при 20 °С, давлении 0,1013 МПа	

- заправочное устройство с заправочным вентилем;
- газоредуцирующую аппаратуру и подогреватель газа;
- газовый смеситель;
- магистральный вентиль (электромагнитный клапан);
- газовый фильтр.

это большая масса металлических баллонов и недостаточная надежность газовой аппаратуры. На газобаллонных автомобилях применяют баллоны высокого давления (до 20 МПа) объемом 50 л и массой до 90 кг. Для пробега на расстояние 200–

автобусах; на легковых автомобилях обычно используют СПГ. Также требуются дополнительные расходы для переоборудования автомобилей на КПГ.

Существуют металлопластиковые баллоны емкостью 34 и 50 л, массой 23 и 40 кг соответственно. Но их стоимость значительно выше, а долговечность меньше, чем металлических баллонов.

Сжатый газ обычно размещают в баллонах под давлением до 20 МПа. При дросселировании газа, находящегося под высоким давлением, его температура понижается. Это приводит к необходимости тщательного обезвоживания газа во избежание закупоривания льдом элементов системы топливоподачи. Содержание влаги в сжатых газах не должно превышать 0,7 г/м³ летом и 0,5 г/м³ зимой. В сжатых газах также строго ограничивается содержание коррозионно-агрессивных веществ для исключения их влияния на элементы, находящиеся под высоким давлением.

К перспективным топливам для дизельных двигателей относятся жидкие синтетические углеводороды и диметилэфир с хорошей самовоспламеняемостью (цетановое число до 50–60), получаемые из природного газа.

При использовании КПГ в бензиновых двигателях 1 м³ газа эквивалентен 1 л бензина для легковых автомобилей и 1,2 л бензина – для грузовых.

Однако существуют причины, затрудняющие масштабный переход на использование КПГ в качестве моторного топлива, –

250 км грузовому автомобилю требуются 8–9 баллонов общей массой 700–800 кг. Это приводит к некоторой потере грузоподъемности грузового автомобиля и невозможности установки таких баллонов на легковом автомобиле. Поэтому КПГ применяется на грузовых автомобилях и

Например, при наличии в газе циана (C_2N_2) стенки баллонов быстро разрушаются из-за появления в них микротрещин, являющихся результатом межкристаллитной коррозии.

Сжатые газообразные топлива получили меньшее распространение, чем сжиженные. Это объясняется в основном снижением на 10–20 % мощности двигателя и большой массой баллонов со сжатым газом.

Широкая фракция легких углеводородов

Этот продукт, представляющий собой смесь предельных углеводородов C_1 – C_6 и выше, применяется в качестве сырья газодифракционирующих установок нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий, также может использоваться как топливо. ШФЛУ вырабатывается по ТУ 38.101524-83. Из ШФЛУ получают пропан-бутановую фракцию.

Криогенное метановое топливо (КМТ)

Для получения КМТ имеются почти неограниченные сырьевые ресурсы в виде природного и нефтяного газов, газов нефтепереработки и других источников.

К привлекательным особенностям КМТ относятся меньшие эмиссии CO и дымности продуктов сгорания по сравнению с нефтяным топливом, использование существующей сети продуктопроводов для транспортирования КМТ.

При использовании метана снижаются расходы на эксплуатационное обслуживание вертолетов, увеличивается ресурс

При использовании КПГ в бензиновых двигателях 1 м³ газа эквивалентен 1 л бензина для легковых автомобилей и 1,2 л бензина – для грузовых.

двигателя и уменьшается стоимость ремонта, так как при горении метана образуется более чистое пламя, чем при использовании бензина, существенно уменьшается отложение нагара в камере сгорания и дымление двигателя. Предполагается, что снизится опасность пожара при авариях с разрушением бака и топливной системы вследствие быстрого испарения сжиженного газа при нормальной температуре с удалением паров метана.

Однако имеются трудности по внедрению метанового топлива: необходимость сооружения большого количества заводов по сжижению природного газа и получению из него криогенного топлива; отсутствие специальных хранилищ и транспортных средств для жидкого метанового топлива; необходимость создания наземных транспортных средств, разветвленной специальной наземной инфраструктуры; необходимость в специальной контрольно-измерительной аппаратуре для контроля качества метанового топлива, а также контроля наземного технологического оборудования.

Криогенное водородное топливо

Жидкий водород – это топливо будущего для двигателей наземного оборудования. Водород, кроме высокой теплоты

сгорания, имеет следующие преимущества перед другими видами нефтяных и альтернативных топлив:

- незначительные выбросы в окружающую среду токсичных веществ в продуктах сгорания (только оксиды азота);
- высокая испаряемость, незначительная энергия воспламенения в камере сгорания и быстрый запуск двигателя;
- низкая излучательная и нагарообразующая способность;
- отсутствие коррозионно-агрессивных примесей;
- высокая охлаждающая способность.

Жидкий водород как топливо имеет и ряд недостатков:

- охрупчивание некоторых металлов топливных систем двигателей;
- низкая плотность (объем и масса топливных баков на борту транспортного средства в 3 раза больше, чем для нефтяных топлив);
- сложные условия транспортировки, хранения (необходимы криогенные емкости из-за низкой температуры кипения $-252,8$ °C);
- высокая пожаро- и взрывоопасность.

При использовании жидкого водорода значительно усложняется конструкция двигателя внутреннего сгорания. Этого можно избежать, если водород добавлять в топливо-воздушную смесь перед камерой сгорания. При этом будут повышены мощностные характеристики двигателя и на 50–60 % умень-

Для получения КМТ имеются почти неограниченные сырьевые ресурсы в виде природного и нефтяного газов, газов нефтепереработки и других источников.

шен расход бензина. Кроме того, снизится концентрация в отработавших газах: оксида углерода – в 13 раз, оксидов азота – в 5 раз, углеводородов – на 30 %.

Высокая массовая теплота сгорания водорода, примерно в 2,8 раза превышающая теплоту сгорания углеводородного топлива, позволяет значительно повысить эффективность двигателей, уменьшить удельный расход топлива.

К достоинствам водородного топлива следует добавить его качественные характеристики: жидкий водород легко испаряется и быстро распространяется по объему камеры сгорания, что способствует быстрому запуску двигателя; незначительная энергия, необходимая для воспламенения, и широкие пределы воспламенения водородовоздушных смесей также обуславливают быстрый запуск двигателя при различных температурах окружающей среды; водород при сжигании дает пламя с низкой излучательной способностью и сгорает без нагарообразования, что увеличивает ресурс и надежность двигателя; водород не содержит коррозионно-агрессивных примесей, поэтому его коррозионная активность мала по сравнению с углеводородными топливами. Однако необходимо учитывать повышение хрупкости некоторых металлов в среде жидкого водорода; двигатели, работающие на водороде, практически

не загрязняют окружающую среду. Эффективное сгорание на бедных смесях с равномерным температурным полем на выходе из камеры сгорания ведут к снижению термических напряжений в элементах конструкции.

Однако жидкий водород имеет ряд существенных недостатков: малая плотность (71 кг/м^3), чрезвычайно узкий температурный диапазон жидкого состояния ($6,43^\circ$) предъявляет высокие требования к теплоизоляции. При одинаковом содержании химической энергии объем топливного бака (по сравнению с керосиновым) необходимо будет увеличить примерно в 3,24 раза, при этом существенно увеличится масса бака и топливной системы в целом.

Использование криогенного водородного топлива в широких масштабах требует решения ряда проблем: создания больших изотермических емкостей для хранения водорода, специальных насосов для его перекачки, новых специальных конструкционных материалов, сооружения заводов по производству жидкого водорода в больших объемах.

Сжиженный природный газ (СПГ)

СПГ как моторное топливо применяется в меньших количествах по сравнению с КПП,

но наблюдается тенденция к увеличению его использования. Основная сложность – низкая температура кипения СПГ -162°C , затрудняющая его получение, транспортировку, хранение и применение. На борту автомобиля требуется установка специальных криогенных изотермических баллонов с двойной оболочкой: внутренней из легированной и внешней из углеродистой стали. Пространство между ними вакуумируют или заполняют теплоизоляционным материалом. Внутренняя поверхность покрыта теплоотражающей металлизированной фольгой. В таком баллоне СПГ можно хранить 5 сут практически без потерь. СПГ при условии разработки надежных баллонов и газодизельных двигателей с турбонаддувом может стать перспективным топливом для большегрузных автомобилей. Сжижение природного газа уменьшает его объем почти в 600 раз, массу баллонов – в 3–4 раза и объем – в 1,5–2 раза. По технико-экономическим показателям СПГ предпочтительнее КПП.

Сжиженные углеводородные газы (СУГ)

СУГ по моторным свойствам близки к бензинам, поэтому наиболее выгодно использование СУГ в бензиновых двигателях.

Сжиженные газы (табл. 2) получают в основном в виде побочного продукта при переработке нефти (крекинг, пиролиз, риформинг) и нефтяного газа. Основными компонентами сжиженных газов являются пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и их смеси. В состав газа также входят пропилен C_3H_6 , бутилен C_4H_8 , этан C_2H_6 и этилен C_2H_4 .

Таблица 2

Газы углеводородные сжиженные (СУГ) для автомобильного транспорта (ГОСТ 27578-87)

Показатели	Пропан автомобильный (ПА)	Пропан-бутан автомобильный (ПБА)
Массовая доля компонентов, %: сумма метана и этана пропан сумма углеводородов C ₄ и выше сумма непредельных углеводородов, не более	Не нормируется 85 ±10 Не нормируется 6	Не нормируется 50 ±10 Не нормируется 6
Содержание жидкого остатка при 40 °С, свободной щелочи и воды	Отсутствуют	Отсутствуют
Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре: 45 °С, не более – 20 °С, не менее – 35 °С, не менее	– – 0,007	1,0 0,07 –
Массовая доля серы и сернистых соединений, %, не более В том числе сероводорода, %, не более	0,01 0,003	0,01 0,003

Пропан и бутан легко переходят в жидкое состояние, так как их критические температуры существенно выше (97 и 152 °С соответственно) возможных положительных температур окружающей среды. Экономические и экологические показатели использования нефтяных и газовых топлив приведены в табл. 3. Сжиженный газ, как правило, не имеет запаха и цвета, и обнаружить его присутствие при утечке из баллона или системы питания двигателя крайне трудно. Поэтому в состав сжиженных газов добавляют одоранты с сильным запахом. Наиболее часто в качестве одоранта используют этилмеркаптан C₂H₅SH, имеющий температуру кипения 37 °С и обладающий резким неприятным запахом, который ощущается уже при содержании 0,19 г на 1000 м³ воздуха или газа. Для хранения сжиженных газов в газобаллонных автомобилях используют баллоны вместимостью до 250 л,

рассчитанные на рабочее давление до 1,8 МПа, обеспечивающее пребывание газа в жидком состоянии в эксплуатационном диапазоне температур.

Основные проблемы перехода на СУГ: создание АЗС, газобаллонного оборудования с высоким давлением в баллонах, пожароопасность.

Перевод автомобильного транспорта на газовые топлива осуществляется во всех развитых странах мира. Имеет место ряд субъективных и объективных сдерживающих факторов

этого процесса. К субъективным относится конкуренция со стороны традиционных производителей нефтяных топлив и оборудования для его применения на автомобилях. Объективные факторы – это недостаточно развитая сеть газонаполнительных станций, снижение грузоподъемности автомобилей из-за большой массы газобаллонного оборудования и недостаток инвестиций для решения этих проблем. Действие этих факторов постепенно преодолевается. Су-

Необходимо учитывать повышение хрупкости некоторых металлов в среде жидкого водорода; двигатели, работающие на водороде, практически не загрязняют окружающую среду.

Таблица 3

Показатели использования нефтяных и газовых топлив

Показатели	Бензин	Дизельное топливо	КПГ	СУГ
Объем двигателя, л	2,0	2,0	2,0	2,0
Выброс вредных веществ, г/км	2,4	2,7	1,3	1,8
Расход топлива на 100 км пробега (10 л - 100 %), %	100	90	110	115-120
Стоимость топлива, %	100	77	39	47

ществуют проекты и образцы автогазонаполнительных компрессорных станций различной производительности, разработано и производится облегченное в 2-3 раза газобаллонное оборудование из композитных материалов. Наименее прогнозируемым фактором является проблема инвестиций, зависящая от экономической конъюнктуры в странах.

Применяемый СНГ для заправки автомобилей нельзя считать перспективным топливом для двигателей внутреннего сгорания из-за его дефицитности. Это ценное нефтехимическое сырье, получаемое в ограниченном количестве при переработке нефти.

В качестве моторного топлива наиболее перспективны КПГ и особенно СПГ. Более далекой перспективой является использование жидкого водорода. Газовые топлива являются полноценными заменителя-

ми автомобильных бензинов, а также частично – дизельного топлива. Природный газ уступает нефтяному по самовоспламеняемости, его применение в дизелях возможно только в сочетании с запальным количеством 15-20 % нефтяного дизельного топлива.

В табл. 4 приведены основные свойства газовых топлив в сравнении с нефтяными топливами.

Использование природного газа в качестве моторного топлива резко сократит токсичность отработавших газов и загрязнение окружающей среды продуктами сгорания топлив. Кроме того, увеличатся в 1,4-1,8 раза ресурсы работы двигателей и на 40-50 % – свечей зажигания, в 2-2,5 раза – срок службы смазочного масла. Себестоимость производства топлив из природного газа в 2-3 раза ниже, чем топлив из нефти.

В то же время газовые топлива практически не превосходят нефтяные по энергетическим показателям, так как теплота сгорания стехиометрической смеси топливо/воздух для всех видов топлив близка и находится в пределах 2,8-3,4 МДж/кг, или 3,0-3,6 МДж/л.

Газоконденсатные моторные топлива

Газовые конденсаты являются жидкими углеводородами, извлекаемыми из природных газов при их добыче. Содержание жидкой фазы с пределами выкипания 25-360 °С в конденсатах различных месторождений составляет приблизительно от 10 до 1000 г/м³. Запасы газовых конденсатов в России превышают 3 млрд т, объем переработки в перспективе может превысить 13-15 млн т/год. Газовый конденсат может добавляться в нефть или перерабатываться как самостоятельное сырье. Прямой перегонкой из газового конденсата получают (%): до 40 бензиновых, до 50-60 газойлевых фракций, не более 3-5 мазута. Бензиновые фракции являются компонентами товарных бензинов или сырьем

Перевод автомобильного транспорта на газовые топлива осуществляется во всех развитых странах мира. Имеет место ряд субъективных и объективных сдерживающих факторов этого процесса.

каталитического риформинга. Допущены к производству и применению широкофракционные дизельные топлива марок: летнее ГШЛ (ТУ 51-125-86), зимнее ГШЗ (ТУ 51-28-86) и арктическое ГША (ТУ 51-03-16-89).

Газоконденсатные дизельные топлива имеют преимущество перед нефтяными топливами: лучшую испаряемость при низких температурах, меньшие расходы. Недостатками этих топлив являются: пониженное цетановое число, низкая температура начала кипения и возможность образования паровых пробок в топливной системе двигателя.

Наиболее целесообразны производство и использование газоконденсатных топлив в местах добычи конденсатов.

Биодизельные и биоэтанольные альтернативные топлива

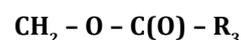
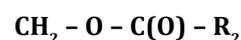
В качестве альтернативных топлив перспективны продукты переработки возобновляемого растительного сырья. Ряд

стран производит компоненты моторных топлив из рапсового и других масел для сокращения зависимости от импорта нефтяного сырья [4, 5]. Можно выделить два направления использования растительного сырья:

- производство топлив, в основном дизельных («биодизель»), на основе растительных жиров и маслоотходов пищевой промышленности.
- получение спиртовых компонентов топлив на базе сахарного тростника, пшеницы, картофеля, древесины и другого сельскохозяйственного сырья.

В Европе для производства биодизельного топлива наиболее широко применяют рапсовое масло – смесь сложных эфиров глицерина и высших насыщенных (миристиновой,

стеариновой и др.) и ненасыщенных (олеиновой, линолевой и др.) карбоновых кислот и общей формулы:



где $\text{R}_1, \text{R}_2, \text{R}_3$ – углеводородные радикалы кислот:

- насыщенных стеариновой $\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{COOH}$, пальмитиновой $\text{C}_{15}\text{H}_{31}\text{COOH}$ и др.;
- ненасыщенных олеиновой $\text{C}_{17}\text{H}_{33}\text{COOH}$, линолевой $\text{C}_{17}\text{H}_{31}\text{COOH}$ и др.;
- полиненасыщенных с двумя-четырьмя двойными связями.

Дополнительные компоненты растительного масла: мыла, витамины, красители и т.д.

В качестве моторного топлива наиболее перспективны КПГ и особенно СПГ. Более далекой перспективой является использование жидкого водорода.

Таблица 4

Сравнительные показатели нефтяных и газовых топлив

Показатели	Бензин	Дизельное топливо	СНГ	КПГ	СПГ	Жидкий водород
Плотность, кг/м ³	710–760	830–870	530–550	0,68	413–415	0,07
Температура кипения, °С	35–215	180–360	–42	–162	–162	–253
Теплота сгорания низшая, МДж/кг	44,0	42,5	46,0	48,9–50,1	48,9–50,1	120
МДж/л	32,6	36,6		33,3–34,1	20,9	8,52
ОЧ (моторный метод)	66–85	–	90–100	100–105	100–105	30–40
Цетановое число	8–14	45–55	18–22	10–12	10–12	–
Условия хранения	Нормальные	Нормальные	1,6 МПа	20–40 МПа	–165°С	–253°С

Таблица 5

Топлива на основе нефтяного и растительного сырья

Показатели	Рапсовое масло (сырье)	Продукт метанолиза рапсового масла	Дизельное топливо летнее «Л»
Вязкость кинематическая при 100 °С, мм ² /с	8,2	1,9	3–6 (20 °С)
Температура вспышки, °С	306 (в открытом тигле)	178 (в закрытом тигле)	Не ниже 40 (в закрытом тигле)
Температура застывания, °С	–20	–17	Не выше –10
Кислотное число, мг КОН/г	1,6	1,6	Не более 5 мг КОН/100 см ³
Зольность сульфатная, % мас.	–	–	Не более 0,01
Йодное число, гI ₂ /100 г	12,2	14,2	Не более 6
Массовое содержание серы, %	0,001–0,01	0,001–0,01	0,2–0,5
Массовое содержание меркаптановой серы, %	Отс.	Отс.	Не более 0,01
Плотность при 20 °С, кг/м ³	916	840–860	Не более 860

В качестве альтернативных топлив перспективны продукты переработки возобновляемого растительного сырья. Ряд стран производит компоненты моторных топлив из рапсового и других масел для сокращения зависимости от импорта нефтяного сырья

Дизельные топлива (летние) из растительного и нефтяного сырья близки по большинству показателей качества (табл. 5).

В отличие от нефтяных, биопродукты обладают практически полной биоразлагаемостью при попадании в окружающую среду.

Определенные недостатки дизельных топлив, получаемых как полностью на растительной основе, так и смесевых, содержащих растительные компоненты, могут быть устранены за счет введения в то-

пливо специальных присадок, однако это приводит к дополнительному удорожанию биодизельного топлива, себестоимость которого в 1,5–2 раза выше, чем нефтяного.

Вывод

Одним из эффективных решений технических, экологических и экономических проблем эксплуатации двигателей транспорта и нефтегазового оборудования является посте-

пенный их перевод на альтернативные топлива, в частности на природный газ и биопродукты. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефтяные и альтернативные топлива: уч. пос. / В.М. Капустин, Л.С. Яновский, В.Г. Спиркин, Р.Ш. Хабибулин. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2022. – С. 158–186.
2. Геленов А.А., Спиркин В.Г. Автомобильные эксплуатационные материалы: учебник, 3-е изд. – М.: Академия, 2020. – С. 55–112.
3. Серегин Е.П. Развитие химмотологии. М.: Первый том, 2018 – 880 с.
4. Гришин Н.Н., Середа В.В. Энциклопедия химмотологии. – М.: Перо, 2016. – 960 с.
5. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Колос С, 2004 – 455 с.

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2024

Организатор
• ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ •
сервисный выставочный центр

Партнер
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



Партнер
УПРАВЛЕНИЕ
ПО НЕДРАМ
И МАШИНОСТРОЕНИЮ



Техническая поддержка

EXPOTECH

XXIX INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL & GAS 2024

25-27 СЕНТЯБРЯ

ПРИГЛАШАЕМ ВАС И ВАШУ КОМПАНИЮ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ
В 29-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ВЫСТАВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ
И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ – 2024»

**Мероприятие будет проходить в период с 25.09.2024 по 27.09.2024
в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, г. Сургут**

Участников и посетителей ждут демонстрация инновационных разработок, встречи с производителями оборудования и контрагентами, круглые столы, сессии, дискуссии, на которых будут обсуждаться актуальные проблемы отрасли.

На выставке ожидаемо будет представлено более 100 компаний со всех регионов России и других стран мира.

Деловая программа выставки будет сопровождаться различными мероприятиями в формате семинаров и презентаций, направленными на обсуждение актуальных тем и вопросов нефтегазового комплекса.

Для обсуждения данных вопросов, программой будут предусмотрены разнообразные форматы коммуникации между участниками: закупочные сессии, технологические конференции, практические мастер-классы, b2b встречи.

Выставка должна стать крупнейшим местом встречи бизнесменов, инвесторов, торгово-экономических организаций, предоставляя им отличную возможность расширить экспорт, укрепить торговлю, осуществить инвестиции и трансфер технологий, расширить экономическое сотрудничество.

Заявки на участие в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2024» принимаются до 13.09.2024 года включительно следующими способами:

- ▶ По номеру телефона: +7 (3462) 94-34-54
- ▶ На электронную почту: sales@yugcont.ru
- ▶ По форме обратной связи на официальном сайте: www.sngexpo.ru

Организатор: АО «Окружной Выставочный Центр «Югорские Контракты».
При поддержке: Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры,
Администрации г. Сургута, градообразующего предприятия ПАО «Сургутнефтегаз».

С более подробной информацией Вы можете ознакомиться у организаторов выставки – количество выставочных площадей ограничено.

УДК 504.056:502.35

РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА МОРСКОЙ АКВАТОРИИ

Я.Ю. Блиновская, профессор, д-р техн. наук

Дальневосточная пожарно-спасательная академия – филиал Санкт-Петербургского университета

ГПС МЧС России имени Героя Российской Федерации генерала армии Е.Н. Зиничева, г. Владивосток, Россия

E-mail: blinovskaya_yana@mail.ru

Ключевые слова: риск-ориентированный подход, экологическая безопасность, ликвидация разливов нефти, морская акватория.

Аннотация. В связи с интенсивным освоением ресурсов, активной транспортировкой нефтепродуктов, в том числе Северным морским путем, вероятность возникновения аварийных ситуаций становится высокой. Воздействие нефти на окружающую среду вызывает крайне неблагоприятные последствия, особенно в Арктике, где природа отличается высокой чувствительностью и уязвимостью к загрязнению. Несмотря на предпринимаемые организационные, административные, экологические и технические меры по предупреждению и ликвидации негативных последствий, практика показывает, что эффективность проводимых мероприятий невысока. В условиях чрезвычайной ситуации важно обеспечить готовность к реагированию, оперативность и наличие адекватного инструментария. При этом важная роль принадлежит использованию превентивных мер, позволяющих обеспечить готовность к аварийной ситуации. Это возможно на основе риск-ориентированного подхода, поскольку обеспечение экологической безопасности в условиях дефицита времени представляет собой сложную задачу. Данный подход позволяет не только ранжировать участки по степени риска возникновения чрезвычайных ситуаций, но и определить приоритеты реагирования с учетом экологической специфики района и обосновать выбор более эффективных сил и средств.

Россия – великая морская держава, протяженность морских границ которой составляет более 44 тыс. км, что превышает протяженность сухопутных границ в 3 раза. Россию омывает 12 морей, принадлежащих трем океаническим бассейнам, и Каспийское

море-озеро. Таким образом, социально-экономическая значимость морских акваторий и развивающегося здесь производства неоспоримо велика. Особая роль принадлежит морским портам, деятельность которых является стратегическим аспектом развития эко-

номики государства и одним из ключевых звеньев функционирования транспортной системы. Согласно сведениям ассоциации морских торговых портов [1], грузооборот морских портов России в 2023 г. увеличился на 5 % по сравнению с 2022 г. и составил 883,8 млн т. Несмотря

на геополитическую ситуацию, интерес к Северному морскому пути – кратчайшему пути между Европой и Азией – не снижается. Современные технологии и ледокольное обеспечение позволяют использовать его круглогодично.

Рост грузооборота сопровождается активным развитием портовой инфраструктуры, предусмотренным несколькими федеральными целевыми программами.

Помимо экономической значимости морских акваторий России, высока их значимость экологическая. Моря отличаются уникальными экосистемами, характеризуются наличием особо значимых объектов окружающей среды.

Высокая концентрация промышленности, объектов инфраструктуры, населения и природных ресурсов обуславливает возникновение конфликтных ситуаций, связанных с негативным воздействием на окружающую среду антропогенной деятельности, что приводит к обострению экологических проблем, вызванных активным загрязнением окружающей среды. Вопросы экологической безопасности становятся все более актуальными для всех видов прибрежно-морской деятельности. Потребность человека в чистом воздухе, воде, благоприятной среде будет оставаться независимо от уровня технико-экономического прогресса. Морские экосистемы также отличаются особой экологической уязвимостью и чувствительностью к загрязнителям, среди которых выделяются нефть и нефтепродукты. Несмотря на предпринимаемые меры безопасности, ни один объект, оперирующий углеводородами, не застрахован от аварий. В условиях чрезвычайной ситуации важно обеспечить готовность к реагированию. И одним из инстру-

ментов, позволяющих всесторонне определить опасности, является оценка риска.

Риск-ориентированный подход уже в течение многих лет успешно применяется при анализе потенциальных угроз, связанных с антропогенной деятельностью. Данная методология позволяет определить не только вероятность возникновения аварийной ситуации с учетом многочисленных неопределенностей и связанных с ними ущерб как природного, так и антропогенного характера, но и расставить приоритеты реагирования, а также выбрать наиболее оптимальную стратегию ликвидации последствия инцидента.

Согласно сведениям ассоциации морских торговых портов, грузооборот морских портов России в 2023 г. увеличился на 5 % по сравнению с 2022 г. и составил 883,8 млн т. Несмотря на геополитическую ситуацию, интерес к Северному морскому пути – кратчайшему пути между Европой и Азией – не снижается.

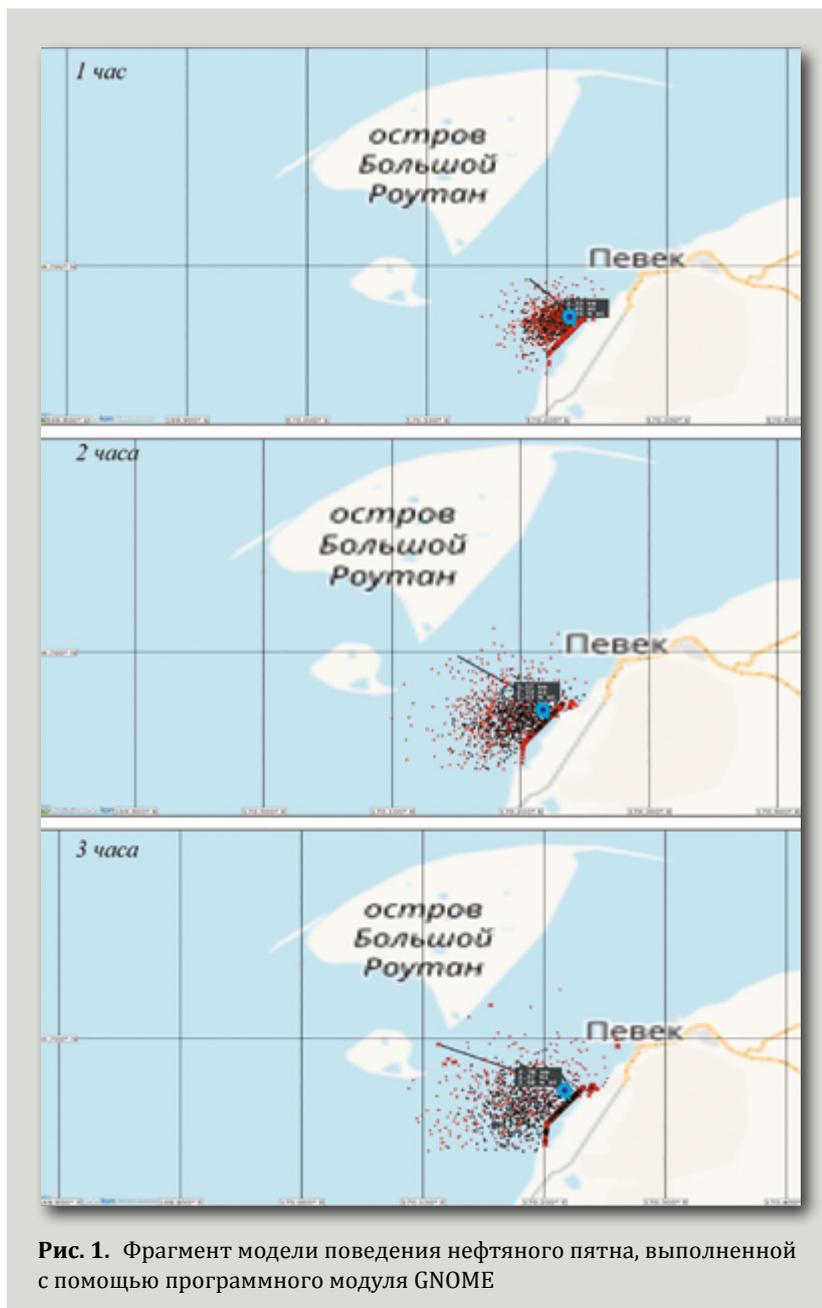
Анализ данных дистанционного зондирования показывает, что около 30 % поверхности океана покрыто нефтяной пленкой. Вопреки сложившемуся мнению, что основное загрязнение нефтью связано с ее добычей и танкерным флотом, статистика говорит, что большая часть нефтепродуктов поступает в акваторию при бункеровке на открытой акватории, при авариях на рыболовных и торговых судах. Конечно же, при авариях на танкерах в море одновременно попадает существенный объем нефти, но небольшие аварии гораздо более негативно влияют на морскую среду в силу их регулярности.

Нефть является продуктом длительного распада в силу сво-

ей многокомпонентности. Она очень быстро покрывает поверхность воды плотной пленкой, препятствующей свето- и газообмену. Нефть характеризуется высокой токсичностью, что приводит к гибели многих морских организмов. Не менее опасным является механическое воздействие (обволакивание). Всего лишь 1 л сырой нефти способен образовать нефтяное пятно площадью около 1 га. Наиболее уязвимыми морскими обитателями считаются птицы и рыбы. Многолетний опыт ликвидации разливов нефти показал, что для того, чтобы отмыть одну птицу, покрытую нефтяной пленкой, требуется два человека, 45 мин времени и 1,1 тыс. л

чистой воды. При этом выживаемость крайне низкая и составляет не более 20 %.

В этой связи важной задачей, позволяющей оценить экологические последствия и выбрать наилучший способ реагирования, является моделирование поведения нефтяного пятна. Чем более полно определены параметры разлива, тем более точно можно спрогнозировать перемещение нефти и выявить объекты, которые могут попасть в зону риска. Моделирование проводится для конкретных видов нефти и нефтепродуктов, для которых планируется операция по ЛРН или которые фактически участвовали в ЛРН при реальной операции [2]. Сравнение модельных и фактических



параметров позволяет рассчитать реальный ущерб от аварийной ситуации и оценить ее эффективность, которая определяется, если приняты действенные меры по недопущению растекания нефтяного пятна и минимизировано воздействие на окружающую среду путем использования технических, механических и иных средств сбора.

В настоящее время разработано большое количество различных программных оболочек,

позволяющих прогнозировать поведение пятна в зависимости от заданных условий (рис. 1). Однако ни одна из них не гарантирует 100%-й результат в связи с невозможностью учета всех факторов, влияющих на преобразование нефти в акватории, и также весьма динамичных условий окружающей среды.

Преобразование нефти при разливе – процесс очень быстрый, что обуславливает уникальность каждого инцидента,

несмотря на то, что уже в течение многих лет изучаются зависимости поведения нефтепродуктов от внешних и внутренних факторов и пополняется научная база обеспечения экологической безопасности предупреждения и ликвидации разливов. Особенно это важно для пограничных сред, например береговой зоны, которая обладает особой чувствительностью к нефтяному загрязнению. Рабочим инструментом для принятия решений в системе обеспечения безопасности являются карты чувствительности береговой зоны. Разработка их – процесс трудоемкий, однако для некоторых районов уже достаточно давно сформированы такие системы, на основе которых становится возможной оптимизация мероприятий по ликвидации разлива [3]. Первые карты чувствительности разрабатывались еще в 70-х гг. прошлого столетия. К их основным функциям, имеющим наибольшую актуальность, следует отнести:

- получение серии тематических карт, характеризующих распределение биоресурсов и социально-экономических объектов в прибрежно-морской зоне;
- получение характеристик о степени чувствительности ресурсов к нефтяному загрязнению в зависимости от времени года;

- оценку и прогноз чрезвычайных ситуаций, вызванных нефтяными разливами, а также выбор приоритетов при проведении операций по ликвидации загрязнения;

- оценку ущерба, нанесенного окружающей среде, и зон риска возникновения чрезвычайных ситуаций

Карты чувствительности – удобный инструментарий, позволяющий найти понимание между специалистами разных сфер, участвующими в планировании систем готовности,

их экспертизе и, разумеется, в ликвидации разлива. Наглядно и оперативно можно получить представление о распределении экологически значимых объектов и принять решение о расстановке приоритетов реагирования, выборе наиболее рационального, с наименьшим ущербом способа организации ликвидационных мероприятий: например перенаправив нефть в менее чувствительные участки или сформировав систему отклоняющих орденов боновых заграждений (рис. 2).

Так как биота характеризуется разными фазами жизненного цикла, чувствительность одной и той же зоны риска будет различаться по сезонам, что также накладывает отпечаток на формирование стратегии реагирования. Так, рис. 3 демонстрирует различие актив-



Рис. 2. Фрагмент модели поведения нефтяного пятна и его интерактивная корректировка, выполненные с помощью программного модуля CRISIS

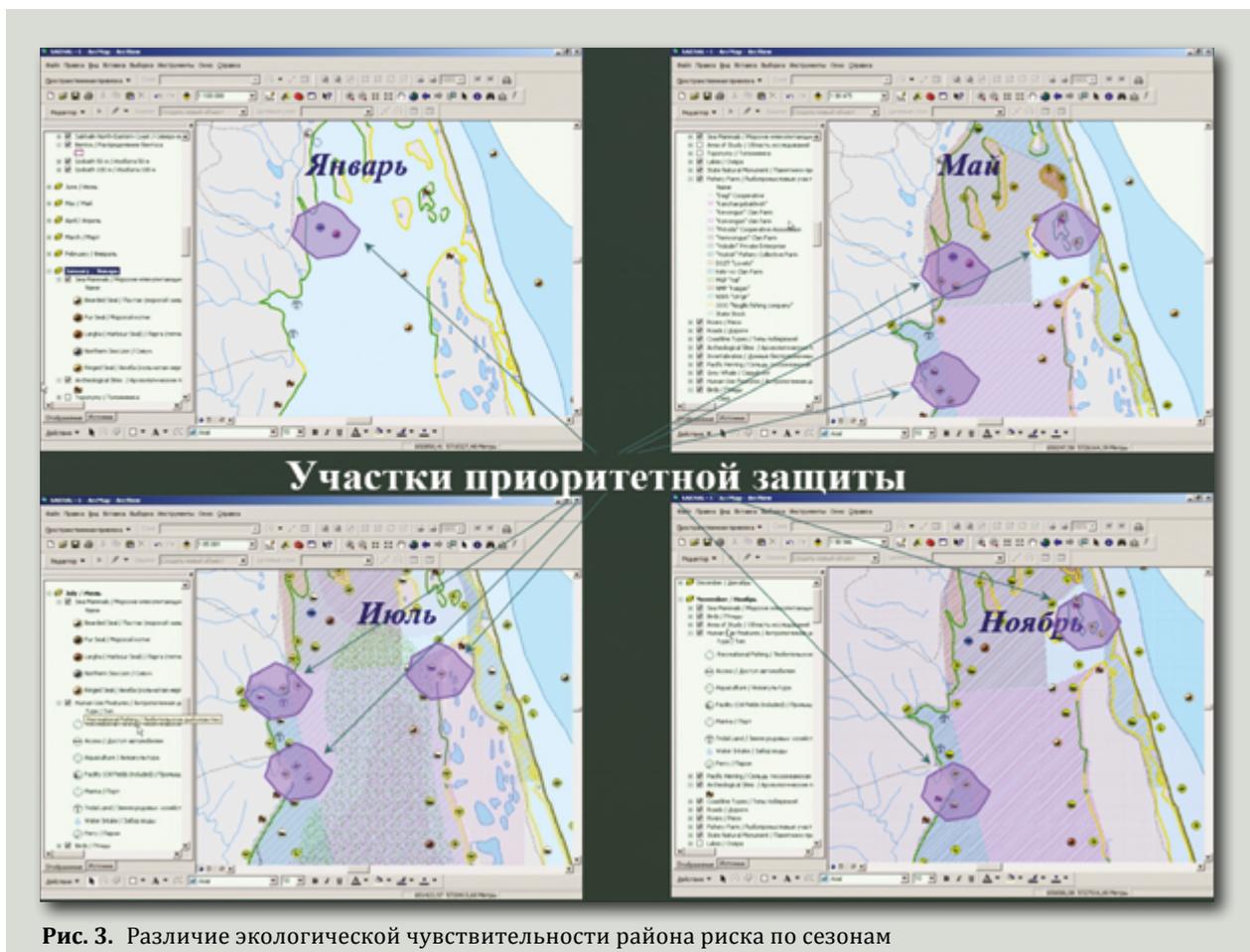


Рис. 3. Различие экологической чувствительности района риска по сезонам

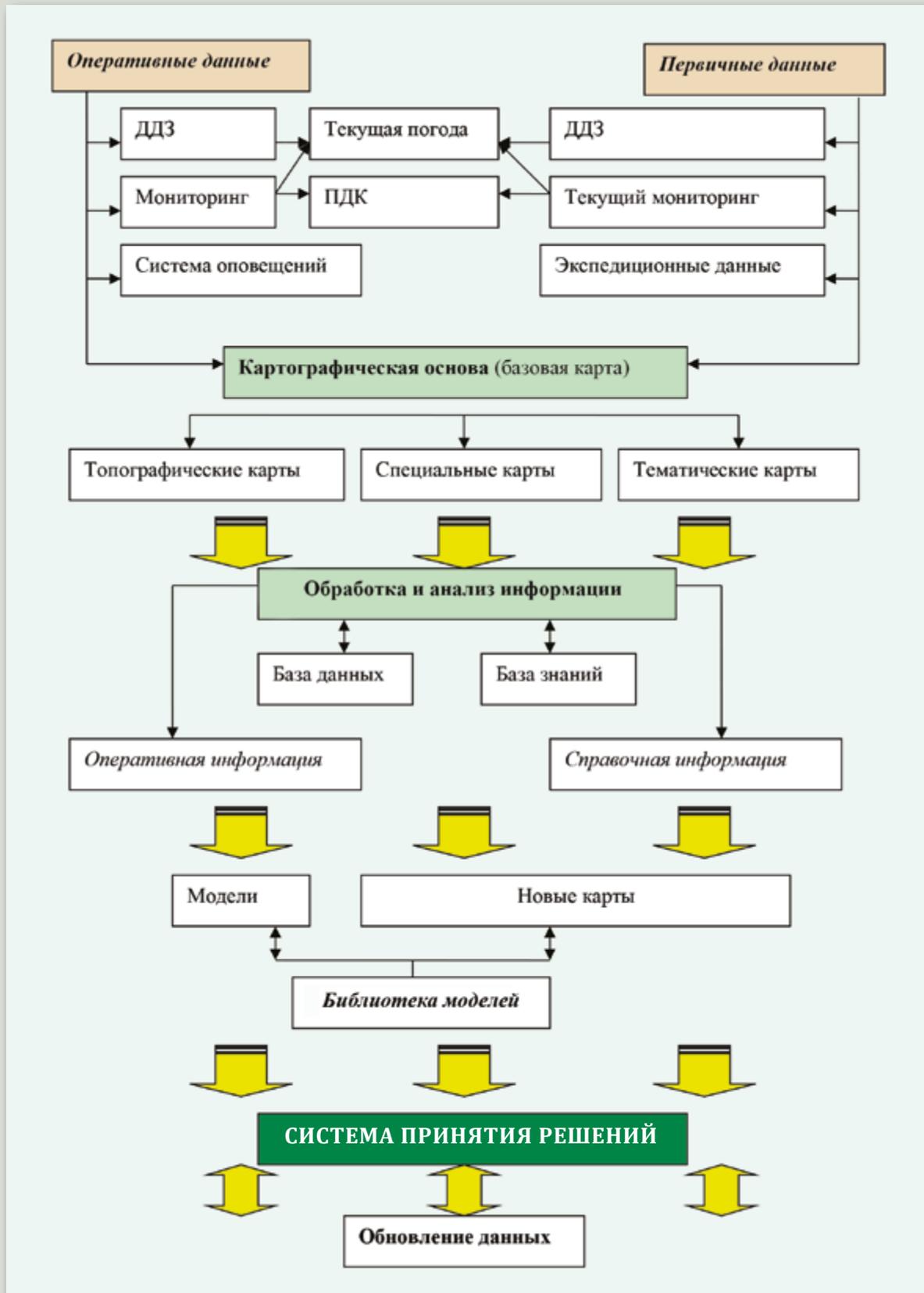


Рис. 4. Рабочая структура геоинформационной модели «Карты чувствительности к нефтяному загрязнению»

Экспериментальные данные по оценке нефтеемкости сорбентов

Сорбент	Сорбционная емкость сорбент/нефтепродукт (кг/кг) при различной температуре, °С				
	Паспорт	Мазут		ДТ	
		15	-1	15	-1
СТРГ	1:50	1:35	1:18	1:55	1:35
НСТ	1:8	1:5	1:3	1:6	1:6
SpillSorb	1:12	1:10	1:5	1:15	1:10

ности экосистемных компонентов в различные месяцы, что определяет неодинаковое распределение приоритетов защиты в разное время года.

Традиционно в основе карт чувствительности лежит система 10-балльной индексации побережья. В основе этого ранжирования лежит его качественная и количественная характеристика, т. е. связь между строением и структурой берега и физическими процессами, происходящими при попадании нефти на берег.

Для разработки эффективной системы обеспечения готовности и определения приоритетов используется значительный массив картографической информации. Для принятия решений в случае реагирования ее объем увеличивается, и могут возникнуть трудности в ее интерпретации. Поэтому целесообразно использовать современные информационные технологии, позволяющие повысить оперативность принятия решения. Таким образом, современные карты чувствительности представляются в виде информационно-аналитической системы, разрабатываемой на основе геоинформационных систем (рис. 4).

Выбор сил и средств также является важной частью риск-ориентированного подхода. Грамотно сформированная тактика реагирования способ-

на снизить негативный эффект не только от собственно разлива, но и от ликвидационных мероприятий. Для этого на специально организованной площадке по изучению поведения нефти и нефтепродуктов в разных температурных условиях оценивается эффективность различных материалов, в первую очередь сорбентов, так как они наиболее часто используются при аварийно-спасательных работах, а также отрабатываются навыки использования различных средств реагирования.

В ходе серии экспериментов с материалами, широко представленными на рынке ЛРН, установлено, что сорбирующие свойства некоторых из них существенно отличаются от технических характеристик производителя. Это связано как со свойствами нефти, так и с природно-климатическими условиями, в первую очередь температурой воды и воздуха. Также исследуются динамические параметры нефтепродуктов: скорость испарения, диспергирования, растворения.

В таблице представлены сводные результаты экспериментов при положительных и отрицательных температурах морской воды с мазутом и дизельным топливом (ДТ), с участием которых, согласно статистике, происходит наибольшее количество инцидентов.

Таким образом, эффективность реагирования зависит от ряда факторов, определяющих процедуру принятия решения. Как правило, при планировании формируется ряд стратегий, отражающих типичные и/или наихудшие условия для каждой конкретной зоны риска. И в соответствии с индексом чувствительности зоны риска формируется комбинация технологических решений, оптимальная для конкретного участка прибрежно-морской зоны. Данный подход позволяет своевременно разработать мероприятия по снижению риска чрезвычайной ситуации с учетом экологических ограничений. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ассоциация морских торговых портов – URL: <https://www.morport.com/rus/about> (дата обращения 25.03.2024).
2. Маценко С.В. Расчетно-аналитические методы определения количественного и качественного состава сил и средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в морских портах и на морских акваториях. – Новороссийск: ЮжНИИМФ, 2017. – 476 с.
3. Блиновская Я.Ю. Принципы создания информационной системы «Карты чувствительности прибрежно-морских зон к загрязнению нефтью» // Вестник Дальневосточного отделения Российской академии наук. – 2004. – № 4(116). – С. 63–73.

УДК 502.55(204)+553.98(262.81)

КОРПОРАТИВНАЯ СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ЗАПОВЕДНОЙ ЗОНЕ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Ю.Г. Безродный, д-р техн. наук
ФГБНУ НИИ РИНКЦЭ, г. Москва, Россия
E-mail: Ugintegral@mail.ru

Ключевые слова: Каспийское море, Каспийская экологическая программа, Рамочная конвенция по защите морской среды Каспийского моря, мелководье, биопродуктивность, сезонное ледовое покрытие моря, комплексные экологические исследования, экологический мониторинг, специальные экологические и рыбохозяйственные требования, «нулевой сброс» отходов в море, корпоративные стандарты

Аннотация. 4 ноября 2023 г. исполнилось 20 лет со дня подписания Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря. ПАО «ЛУКОЙЛ» реально вышло в Каспийское море в 1995 г., когда только начиналась разработка международной Каспийской экологической программы, и для подписания Рамочной конвенции потребовалось 8 лет. В связи с этим представляет большой интерес опыт реального освоения недр Каспия ПАО «ЛУКОЙЛ» в условиях резко негативного отношения общественности и экологических активистов к намечаемой хозяйственной деятельности. Приведен краткий обзор разработки и внедрения высокоэффективных новейших корпоративных технологий и стандартов, которые позволили нефтяной компании без экологического ущерба пробурить десятки поисково-оценочных, разведочных и добывающих скважин, открыть 11 месторождений на лицензионных участках российского сектора Каспийского моря с накопленной добычей в 2023 г., превышающей 50 млн т жидких углеводородов.

После распада Советского Союза в начале 90-х гг. XX в. и образования на берегах Каспийского моря новых независимых государств началось широкомасштабное освоение недр Каспия с его уникальными физико-гидрографическими, природно-климатическими и экологическими свойствами, эндемичным биоразнообразием.

Для предотвращения ухудшения экологической среды Ка-

спийского моря и поддержания устойчивого развития региона, для обеспечения благополучия прибрежного населения на длительный период в 1995 г. была создана Каспийская экологическая программа (КЭП) – обширная региональная программа. Официальное открытие КЭП состоялось в Рамсаре во время совещания, которое проводилось в Исламской Республике Иран в мае 1998 г.

Крупнейшим достижением КЭП стало подписание 4 ноября 2003 г. в Тегеране (Исламская Республика Иран) Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря [1]. Ключевым моментом Тегеранской конвенции является признание экологической целостности Каспийского моря.

В результате быстрого процесса ратификации правительствами всех пяти Прикаспий-



Рис. 1. Морская ледостойкая платформа месторождения им. Ю. Корчагина во льдах Северного Каспия

ских государств Тегеранская конвенция вступила в силу 12.08.2006 г. Этот день ежегодно широко отмечается Прикаспийскими государствами как День Каспия.

Между тем Указом Президента России от 17.11.1992 г. № 1403 и Постановлением Правительства РФ от 5.04.1993 г. № 299 была учреждена акционерная компания «ЛУКОЙЛ», по заданию которой институтом «ВолгоградНИПИнефть» подготовлен Технико-экономический доклад о целесообразности проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах российской части Каспийского моря [2]. Позже были представлены Технико-экономические предложения (ТЭП) по освоению (поиск, разведка и добыча углеводородов) участка дна Каспийского моря [3]. Эти работы содержали экологическое обоснование, подготовленное автором данной статьи, базирующееся на лучших мировых

практиках и опыте освоения морских месторождений УВ в Азербайджанской Республике, Мексиканском заливе и других регионах.

Исследования показали, что таких специфических условий и серьезных проблем, как на Северном Каспии, не имеет ни один регион мира. Так, являясь южным морем (озером), акватория Северного Каспия подвержена ежегодному сезонному покрытию льдом (рис. 1). Отсутствие четкой береговой границы и простирающееся на десятки километров взморье с

глубиной 0,3–1,0 м препятствуют прохождению судов даже с малой осадкой. Предельная мелководность в сочетании с высокой биопродуктивностью требуют беспрецедентных и дорогостоящих природоохранных технологий, не используемых в других акваториях, где ведутся поиски, разведка и транспортировка углеводородов (УВ).

В 1997 г. в рамках реализации принятой компанией Программы первоочередных работ по изучению и освоению углеводородных ресурсов Каспий-

Для предотвращения ухудшения экологической среды Каспийского моря и поддержания устойчивого развития региона, для обеспечения благополучия прибрежного населения на длительный период в 1995 г. была создана Каспийская экологическая программа (КЭП) – обширная региональная программа.

ского моря на 1996–2000 гг. ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть» (ныне ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть») приступило к комплексным экологическим исследованиям Северного Каспия. Первоначальной задачей исследований было получение современных сведений о состоянии окружающей среды Каспийского моря, необходимых для экологического обоснования поиска и разведки углеводородов.

риалами производственного экологического мониторинга оказали неоценимую помощь недропользователю при проведении весьма острых общественных слушаний [4] по намечаемой хозяйственной деятельности и государственной экологической экспертизы проектной документации.

В результате широкомаштабных инженерно-гидрометеорологических и инженерно-экологических изысканий

выступает ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

Учитывая особые условия расположения лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», а именно северной акватории замкнутого, изолированного от Мирового океана Каспийского моря, недропользователю необходимо было предложить такие технологии, которые обеспечивали бы выполнение международных конвенций, жестких национальных природоохранных законодательных актов и нормативных документов, а также защиту морской среды от загрязнения [6–10]. Кроме этого, необходимо было изменить резко негативное отношение общественности и неправительственных экологических организаций к намечаемой хозяйственной деятельности [4].

При этом следует отметить, что «ЛУКОЙЛ» реально вышел в Каспийское море одновременно с созданием в 1995 г. КЭП. Тогда еще не была даже начата разработка международной Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря, и до ее подписания в 2003 г. и вступления в силу 12.07.2006 г. было очень далеко.

В условиях отсутствия отраслевых нормативов в области охраны окружающей среды применительно к такому уникальному водоему, как Каспийское море, ОАО «ЛУКОЙЛ» стало инициатором разработки целого ряда новейших экологически ориентированных технологий и корпоративных стандартов. Основная роль в этом отводится Специальным экологическим и рыбохозяйственным требованиям для проведения геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в заповедной зоне в северной части Каспийского моря (СЭРТ). Требования были разработаны ведущими российскими учеными-экологами совместно со

В результате быстрого процесса ратификации правительствами всех пяти Прикаспийских государств Тегеранская конвенция вступила в силу 12.08.2006 г. Этот день ежегодно широко отмечается Прикаспийскими государствами как День Каспия.

При подготовке к поисково-разведочным работам ОАО «ЛУКОЙЛ» были проанализированы данные литературных источников и наблюдений за гидрометеорологическими характеристиками и проведено детальное режимное обобщение для районов намечаемого бурения. Был подготовлен банк штормовых ситуаций за исторический период, превышающий 50 лет, выполнена компьютерная оцифровка карт атмосферного давления и расчет ветра для штормовых ситуаций, разработаны двух- и трехмерные гидродинамические модели разных уровней пространственного разрешения и проведены расчеты для указанных штормов, ветрового волнения, уровня моря и течений на различных горизонтах.

Результаты исторических данных и фактических исследований в сочетании с мате-

научных исследований ОАО «ЛУКОЙЛ» стало обладателем ценнейшей информации о современном состоянии экосистемы Северного и Среднего Каспия, которая по объему и набору показателей не имеет себе равных ни в Российской Федерации, ни за рубежом, включая Прикаспийские страны, такие как Казахстан, Азербайджан и Туркменистан [5].

Выиграв в 1997 г. тендер на поиски, разведку и добычу углеводородного сырья, пионером освоения нефтяных месторождений в российском секторе Каспийского моря стала компания «ЛУКОЙЛ», поставившая своей стратегической целью на рубеже XXI в. стать одной из ведущих нефтяных компаний мира. «ЛУКОЙЛ» – первая и единственная компания, реально разрабатывающая недра российского сектора Каспийского моря. Оператором работ

специалистами ОАО «ЛУКОЙЛ» по инициативе недропользователя, согласованы с заинтересованными ведомствами и утверждены Минприроды России в 1998 г. [7–10]. За основу СЭРТ принят принцип «нулевого сброса» («zero discharge») отходов в море.

Технология «нулевых сбросов» впервые реализована ОАО «ЛУКОЙЛ» при строительстве на Северном Каспии самой первой поисково-оценочной скв. 1–Хвалынская в 1999 г. Позже этот положительный опыт был использован при поисково-разведочном и эксплуатационном бурении скважин месторождений им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского (после их обустройства) в мелководном Северном Каспии, а также перенесен ОАО «ЛУКОЙЛ» на акваторию Балтийского моря при освоении месторождения D-6 (Кравцовское), глубоководного Среднего (скв. 1–Центральная) и Южного Каспия (скв. 1 и 2 на перспективном Азербайджанском блоке D-222) [11] на глубинах моря до 350 м, а также ООО «Приазовнефть» в акватории Азовского моря.

Примечательно, что принцип «нулевого сброса» отходов бурения скважин в пределах норвежского сектора Северного моря лишь планировалось внедрить в 2005 г. [12].

СЭРТ, разработанные в 1998 г., распространяются на российскую зону северной части Каспийского моря и прилегающую береговую полосу в зоне влияния нагонных волн и, в отличие от Тегеранской Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря (2003 г.), содержат конкретные требования, обеспечивающие экологическую безопасность освоения морских месторождений углеводородного сырья. Практический многолетний опыт освоения ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть» лицензион-

ных участков в российском секторе Каспийского моря показал высокую эффективность этого небольшого по объему, но весьма емкого по содержанию нормативного документа.

Новая редакция СЭРТ (2005 г.) разработана ОАО «ЛУКОЙЛ» на основе практического опыта работы ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть» на Северном Каспии с учетом дополнительных требований государственной экологиче-

работ в период с 15 апреля по 15 июля вблизи мест гнездования птиц на нем.

Другими примерами учета специфических требований явились: планирование вывода трубопроводов с морских ледостойких стационарных платформ (МЛСП) месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и Хвалынского на побережье Республики Калмыкия в районе пос. Артезиан Черноземельского района, миную

В условиях отсутствия отраслевых нормативов в области охраны окружающей среды применительно к такому уникальному водоему, как Каспийское море, ОАО «ЛУКОЙЛ» стало инициатором разработки целого ряда новейших экологически ориентированных технологий и корпоративных стандартов.

ской экспертизы Минприроды России. В данной редакции СЭРТ ужесточены экологические требования при освоении месторождений углеводородов и введены новые ограничения и запреты. Так, например, в 2006–2007 гг. эти положения в полном объеме были учтены при проектировании ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» поисково-оценочных скв. 5, 6, 7 на Ракушечной площади Северного Каспия.

В соответствии с требованиями СЭРТ (2005 г.) были смещены на восток первоначальные точки заложения проектной скв. 5 для соблюдения минимального расстояния 3 км от памятника природы – о. Малый Жемчужный; изменена очередность строительства проектных скважин, обусловленная их местоположением относительно этого острова и запретом проведения морских

водно-болотное угодье «Дельта р. Волги», включающее государственный биосферный заповедник «Астраханский».

Большую роль в формировании системы экологической безопасности освоения ОАО «ЛУКОЙЛ» месторождений углеводородного сырья в Северном Каспии сыграла государственная экологическая экспертиза Минприроды России [13]. Так, серьезные претензии экспертов в начальный период хозяйственной деятельности дочернего общества ОАО «ЛУКОЙЛ» на Каспии были к непреднамеренным сбросам выбуренной породы на дно моря при бурении поисково-оценочных скважин с СПБУ «Астра» под водоотделяющую колонну, а также к рецептурам применяемых при этом буровых растворов. В частности, претензии экспертов предъявлялись даже к использованию

Большую роль в формировании системы экологической безопасности освоения ОАО «ЛУКОЙЛ» месторождений углеводородного сырья в Северном Каспии сыграла государственная экологическая экспертиза Минприроды России.

глинопорошков, отнесенных по ГОСТ 12.1.007-76* к малоопасным веществам (IV малоопасный класс), для приготовления бурового раствора. Выбуренная порода, образованная при проходке первого интервала бурения (0–120 м), рассматривалась

экспертами как серьезное негативное воздействие на морскую среду.

Реакцией на эти требования экспертов государственной экологической экспертизы стало внедрение буровым подрядчиком ООО «БКЕ «Шельф»

технологии забивки водоотделяющей колонны (0–120 м) и последующее выбуривание горной породы из тела забитой колонны с исключением сброса бурового шлама на дно моря, что позволило обеспечить в полном объеме соблюдение принципа «нулевого сброса» отходов в море.

Для демонстрации своих природоохранных технологий недропользователь организовал посещение членами экспертной комиссии государственной экологической экспертизы Минприроды России морской платформой на месторождении им. Ю. Корчагина (рис. 2).

Значительно расширился список исходных химреагентов и материалов, разрешенных к



Рис. 2. Посещение членами экспертной комиссии государственной экологической экспертизы Минприроды России морской ледостойкой платформы месторождения им. Ю. Корчагина

применению для приготовления высокоэффективных буровых и тампонажных растворов, имеющих ПДК и ОБУВ для рыбохозяйственных водоемов.

Руководствуясь положением о том, что реализация природоохранных мероприятий возможна только при условии их заложения в проектную документацию, резко возросли требования к ее полноте и качеству. По инициативе ОАО «ЛУКОЙЛ» разработан пакет корпоративных стандартов и нормативно-методических документов, которые соответствуют лучшим зарубежным аналогам, а в некоторых случаях превосходят их по практическому применению, конкретике и требованиям к охране морской среды при освоении морских месторождений углеводородного сырья. Важно, что, в отличие от обтекаемых формулировок Рамочной конвенции [1], положения корпоративных стандартов и методик строго соблюдаются и обязательны при реализации проектных документов. Корпоративные документы соответствуют лучшим корпоративным документам зарубежных нефтегазовых компаний, а в некоторых случаях превосходят их по жесткости требований к охране морской среды при освоении морских месторождений углеводородного сырья.

По инициативе ОАО «ЛУКОЙЛ» его дочерним обществом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» разработаны государственные морские стандарты Российской Федерации.

В ходе общественных слушаний по намечаемой хозяйственной деятельности система экологической безопасности ОАО «ЛУКОЙЛ» [4, 14, 15] и результаты выполненных комплексных экологических исследований и мониторинга получили положительную оценку. При

этом отмечено, что на этапе поисково-разведочных работ и позже – при добыче нефти – решена задача минимизации негативного воздействия на окружающую среду благодаря неукоснительному соблюдению принципа «нулевого сброса» и профилактическим мерам. Участники слушаний пришли к единому выводу о том, что необходимо соблюдение системы экологической безопасности, провозглашенной и реализуемой ОАО «ЛУКОЙЛ», всеми государствами – участниками разработки недр на Каспии.

Для демонстрации своих природоохранных технологий недропользователь организовал посещение членами экспертной комиссии государственной экологической экспертизы Минприроды России морской платформы на месторождении им. Ю. Корчагина

Исходя из признания Рамочной конвенцией экологической целостности Каспийского моря, концепция «нулевого сброса» должна стать приоритетной абсолютно для всех нефтяных компаний, в том числе и зарубежных.

Хозяйственная деятельность сопровождается экологическим, включая спутниковый, и геодинамическим мониторингами. Морские платформы оборудованы многоуровневой системой обнаружения и предотвращения аварийных ситуаций. ПАО «ЛУКОЙЛ» – единственная нефтегазовая компания в России, реализующая при проведении морских работ на месторождениях им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского геодинамический мониторинг.

Ежегодно на море проходят учения, во время которых отрабатываются навыки предотвращения и ликвидации аварийных разливов нефти. Круглосуточное дежурство вблизи морских платформ несут аварийно-спасательные суда, в том числе суда с малой осадкой, оснащенные соответствующим оборудованием для ликвидации разливов нефти на мелководных участках побережья и очистки загрязненных участков берега. В Астраханской области организован мобильный пункт по спасению и

реабилитации животных, которые могут пострадать в случае разливов нефти.

Компания «ЛУКОЙЛ» создала на принадлежащих ей объектах морской нефтегазодобычи мощный локальный комплекс охранных технических средств промышленной и экологической безопасности, который направлен на сохранение водных биоресурсов и экосистемы моря в целом, что дает возможность своевременно выявлять возникающие техногенные и экологические риски, предупреждать их и при необходимости в самые короткие сроки ликвидировать последствия.

В 2009 г. с девизом «Чистота Каспия – дело нашей чести!» в акватории лицензионного участка «Северный» ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть» присту-

По инициативе ОАО «ЛУКОЙЛ» его дочерним обществом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» разработаны государственные морские стандарты Российской Федерации.

пило к разработке первого месторождения им. Ю. Корчагина. В 2010 г. была добыта первая нефть, а в ноябре 2012 г. на месторождении им. Ю. Корчагина был добыт первый миллион тонн нефти без экологического ущерба. Компания смогла успешно осуществить строительство добывающих скважин с протяженностью

горизонтальных участков до 8 км и системами интеллектуального закачивания.

Месторождение им. В. Филановского, открытое ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2005 г., является крупнейшим нефтяным месторождением в российском секторе дна Каспийского моря. Месторождение отличается уникальной геологией: высокая

проницаемость коллектора позволяет достигать рекордных начальных дебитов. С 2018 г. добыча на месторождении поддерживается на проектном уровне 6 млн т/год нефти.

Инфраструктура месторождения им. В. Филановского (рис. 3) обеспечивает существенный синергетический эффект для других каспийских проектов компании.

В 2023 г. накопленная добыча ПАО «ЛУКОЙЛ» в российском секторе Каспийского моря превысила 50 млн т жидких углеводородов. К 2045 г. компания планирует добыть 350 млн т углеводородного сырья. Для этого планируется построить 31 морскую платформу различного назначения.

В 2000 г. автора статьи – в то время начальника отдела проектирования экологической



Рис. 3. Морские платформы в Северном Каспии



Рис. 4. АНО «Центр международных проектов» Минприроды России

безопасности ОАО «Волгоград-НИПИморнефть», уже имеющего опыт экологического проектирования освоения морских нефтегазовых проектов для ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «Каспийская нефтяная компания», ООО «Мегатрон НВК», Overseas Operating Company Ltd и др., – пригласили в качестве эксперта в рабочую группу от Российской Федерации по подготовке документов Каспийской экологической программы в АНО «Центр международных проектов» Минприроды России, где активно шла разработка проекта международной Конвенции по защите морской среды Каспийского моря и протоколов к ней.

Высокопрофессиональные специалисты – Г.М. Абдурахманов, Т.П. Бутылина, Н.М. Вандышева, С.Г. Голубева, И.С. Зонн, Д.Н. Катунин, Н.И. Литвинова, В.А. Марков, С.К. Монахов, Б.Н. Морозов, А.А. Мунгиев и др. (рис. 4) –

в различных сферах деятельности формировали предложения от Российской Федерации к будущей жизненно необходимой в условиях бурного освоения морских углеводородов новыми Прикаспийскими государствами конвенции.

При этом при формировании положений окончательной редакции международной Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря чрезвычайно важным был учет практического опыта компании

«ЛУКОЙЛ», приобретенного в процессе освоения морских месторождений углеводородов в Северном Каспии, который предлагался для обсуждения рабочими национальными группами Прикаспийских государств по разрабатываемой конвенции. Так получилось, что фактически автору статьи довелось и посчастливилось быть связующим звеном между одной из крупнейших в мире нефтяных компаний, реально осваивающей недра Каспийско-

Месторождение им. В. Филановского, открытое ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2005 г., является крупнейшим нефтяным месторождением в российском секторе дна Каспийского моря. Месторождение отличается уникальной геологией: высокая проницаемость коллектора позволяет достигать рекордных начальных дебитов.

го моря, и российскими национальными экспертами и экспертами других Прикаспийских государств, формирующих Тегеранскую конвенцию и протоколы к ней.

История работы ПАО «ЛУКОЙЛ» на море насчитывает около 30 лет. Компанией накоплен значительный опыт реализации масштабных морских проектов. По данному направлению компания лидирует в России и обладает необходимыми компетенциями, позволяющими ей успешно работать за пределами России наравне с международными нефтегазовыми компаниями. «ЛУКОЙЛ» успешно ведет добычу УВ в Каспийском, Балтийском и Азовском морях, осуществляет геологоразведку на глубоководном шельфе Черного и Баренцева морей, а также Гвинейского залива в Западной Африке.

ского мониторинга. При этом в обязательном порядке учитываются положения Тегеранской конвенции [1] и протоколов к ней.

Со времени подготовки ТЭО освоения нефтегазовых ресурсов в территориальных водах российской части Каспийского моря, содержащего экологическое обоснование, прошло 30 лет, и с глубоким удовлетворением можно утверждать, что ПАО «ЛУКОЙЛ» открыта новая крупная нефтегазовая провинция, которая позволила обеспечить решение одной из главных стратегических задач Российской Федерации в конце XX в. – закрепления своих интересов на Каспийском море, обеспечивая его чистоту и сохранность.

13 ноября 2023 г. Протокол по защите Каспийского моря от загрязнения из наземных источников и в результате осу-

ет ряд мер по предотвращению, снижению, контролю и в максимально возможной степени устранению загрязнения морской среды из наземных источников и в результате осуществляемой на суше деятельности для достижения и поддержания экологически здоровой морской среды Каспийского моря. Протокол устанавливает важные правила, касающиеся регулирования выбросов, предельных значений выбросов, а также наилучших природоохранных практик и целевых показателей качества окружающей среды, которых необходимо добиваться. Московский протокол также закрепляет стремление Прикаспийских стран обеспечить защиту и сохранение морской среды и прибрежных районов, а также устойчивое использование природных ресурсов Каспийского моря как неотъемлемую составляющую процесса развития, удовлетворяя при этом на справедливой основе потребности нынешнего и будущих поколений. Вступление в силу и начало реализации Московского протокола является важным этапом в восстановлении и всесторонней защите хрупких каспийских экосистем от загрязнения.

Московский протокол является вторым протоколом к Тегеранской конвенции, вступившим в силу. Первым стал Протокол о региональной готовности, реагировании и сотрудничестве в случае инцидентов, вызывающих загрязнение нефтью (Актауский протокол), который вступил в силу в 2016 г. В настоящее время также ведутся переговоры по пятому протоколу к Тегеранской конвенции по мониторингу, оценке и обмену информацией.

Следует отметить, что ПАО «ЛУКОЙЛ» значительно опередило по времени вступление в силу Актауского протокола разработкой и внедрением сво-

При этом при формировании положений окончательной редакции международной Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря чрезвычайно важным был учет практического опыта компании «ЛУКОЙЛ», приобретенного в процессе освоения морских месторождений углеводородов в Северном Каспии.

В ПАО «ЛУКОЙЛ» сформирована, апробирована, постоянно совершенствуется и успешно реализуется система экологической безопасности освоения месторождений углеводородного сырья в заповедной зоне Северного Каспия [6–9, 14–18], которая базируется на принципе «нулевого сброса» отходов в море и включает современные природоохранные мероприятия, эффективность которых подтверждается результатами производственного экологиче-

существляемой на суше деятельности к Тегеранской конвенции (Московский протокол) вступил в силу после ратификации всеми Прикаспийскими государствами. Это важнейший шаг в объединении усилий всех пяти Прикаспийских государств по предотвращению и ликвидации загрязнения морской среды из наземных источников и в результате осуществляемой на суше деятельности.

Московский протокол, принятый в 2012 г., предусматрива-

их корпоративных стандартов, например СТО 1.6.11-2019, СТО 1.6.11.6-2008, СТО 1.6.20.2-2022 и др.

На прошедшей 10.11.2023 г. в Астрахани IX научно-практической конференции с международным участием «Проблемы сохранения экосистемы Каспия в условиях освоения нефтегазовых месторождений», подготовленной и организованной силами Волжско-Каспийского филиала ФГБНУ «ВНИРО» («КаспНИРХ») и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», было отмечено, что производственная деятельность дочернего общества ПАО «ЛУКОЙЛ» на море является наиболее передовой в отношении природоохранных мероприятий. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Безродный Ю.Г. 20 лет Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2023. – № 6. – С. 21–27.
2. Технично-экономический доклад о целесообразности проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах российской части Каспийского моря: отчет / А.В. Бочкарев, В.В. Калинин, Ю.Г. Безродный [и др.] – Волгоград: ДАООТ «ВолгоградНИПИнефть», 1994. – 117 с.
3. Технично-экономические предложения (ТЭП) по освоению (поиск, разведка и добыча углеводородов) участка дна Каспийского моря: отчет / Рук. В.В. Калинин. – Волгоград: ДАООТ «ВолгоградНИПИнефть», 1997. – 236 с.
4. Безродный Ю.Г. Участие общественности региона в процедурах ОВОС проектов хозяйственной деятельности, способных оказывать негативное воздействие на состояние морской среды Каспийского моря // Материалы Междунар. конф. «Биоразнообразие и бизнес: Подходы и решения». Проект ПРООН – М.: Минприроды РФ, 2014. – С. 43–47.
5. Экологическая безопасность, охрана окружающей среды и мониторинг при проведении ОАО «ЛУКОЙЛ» поисково-разведочных работ на нефть и газ в Северном Каспии / Ю.Г. Безродный, Д.Н. Катунин, А.А. Курапов [и др.] // Оценка воздействия на окружающую среду предприятий нефтегазового комплекса: Сб. докл. и сообщ. на конф., Туапсе, 30.09–5.10. 2001 г. – М., 2002. – С. 35–42.
6. Петраков В.Л. Система экологической безопасности ОАО «ЛУКОЙЛ» при бурении поисковых скважин на шельфе Каспия // Тр. RAO-03 PROCEEDINGS RAO-03. – СПб, 2003. – С. 372–374.
7. Курапов А.А. Охрана природной среды при освоении нефтегазовых месторождений Северного Каспия: автореф. дис... докт. биол. наук: 03.00.16. – Махачкала, 2006. – 40 с.
8. Курапов А.А. Научные основы охраны природной среды Северного Каспия при освоении нефтегазовых месторождений // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2005. – № 7. – С. 21–27.
9. Формирование системы экологической безопасности освоения месторождений углеводородного сырья в Северном Каспии / Ю.Г. Безродный, В.В. Новикова, Е.В. Колмыков, А.Л. Исмагулов // Тр. 11-й Междунар. конф. и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2011). 15–18. 09.2013 г. Санкт-Петербург – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2013. – С. 492.
10. Безродный Ю.Г. Практическая реализация обязательств по выполнению специальных экологических и рыбохозяйственных требований и Тегеранской конвенции при освоении лицензионных участков в российском секторе Каспийского моря. Усиление взаимодействия заинтересованных сторон в защите морской среды Каспия: по материалам мероприятий Рамочной конвенции по защите морской среды Каспийского моря (Тегеранская конвенция). – М.: АНО «Центр международных проектов», 2017. – С. 290–301.
11. Безродный Ю.Г. Общественные обсуждения экологического обоснования разведочного бурения в Азербайджанской зоне недропользования Каспийского моря // Проведение оценки воздействия на окружающую среду в государствах – участниках СНГ и странах Восточной Европы. – М.: Гос. центр эколог. программ, 2004. – С. 111–116.
12. Paulsen J.E., Norman M., Getliff J. Creating near-zero discharge in Norway: A novel environmental solution // World Oil. – December, 2002. – Vol. 223, № 12. – P. 37–40.
13. Чегасов Г.С. Два подхода к решению экологических проблем освоения шельфа России // Экологическая экспертиза и оценка воздействия на окружающую среду. – 1999. – № 4. – С. 9–12.
14. Алекперов В.Ю., Маганов Р.У., Безродный Ю.Г. Защита окружающей среды при освоении ПАО «ЛУКОЙЛ» месторождений нефти и газа в Северном Каспии: становление, развитие, перспективы // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2018. – № 1. – С. 5–15.
15. Алекперов В.Ю., Маганов Р.У. Реалии и векторы развития нефтегазовой промышленности в Российском секторе Каспийского моря. – М.: Зебра-ПР, 2018 – 217 с.
16. Пат. 2673684 РФ, МПК E21B 21/06. Способ строительства морской нефтегазовой скважины с «нулевым» сбросом отходов бурения в море / Ю.Г. Безродный; патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2017111764; заявл. 06.04.2017; опубл. 29.11.2018, Бюл. № 34.
17. Пат. 2670304 РФ, E02B 17/00, A01K 61/70, B63B 35/32. Способ защиты и оздоровления морской среды при нефтедобыче на стационарной морской платформе / Р.У. Маганов, И.А. Заикин, Ю.Г. Безродный; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2017139872; заявл. 21.12.17; опубл. 22.10.18.
18. Экологическая политика ОАО «ЛУКОЙЛ» на Каспийском море, т. 1. Состояние окружающей природной среды при проведении изыскательских и геологоразведочных работ на структуре «Хвалынская» в 1997–2000 гг. – Астрахань, 2000. – 134 с.

ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ ЗА I КВАРТАЛ 2024 Г.

А.С. Петровский, начальник отдела,

А.А. Бушуева, техник

ООО «Газпром морские проекты», г. Москва, Россия

E-mail: a.bushueva@gazprom-seaprojects.ru

Для реализации проектной документации на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства (далее – Проектная документация) необходимо организовать проведение ряда экспертиз и получение согласований с целью определения соответствия проектных решений требованиям действующего законодательства.

тивному воздействию на окружающую среду. Порядок проведения экспертизы установлен Положением о проведении государственной экологической экспертизы, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 07.11.2020 г. № 1796.

В I квартале 2024 г. получено положительное заключение государственной экологической экспертизы № 89-1-01-

Ямало-Ненецкого автономного округа, относящегося в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 02.05.2014 г. № 296 к Арктической зоне Российской Федерации.

Одним из требований комплектности документов, подаваемых на государственную экологическую экспертизу, является наличие материалов обсуждений объекта экспертизы с гражданами и общественными организациями (объединениями), организованных органами местного самоуправления. Процедура проведения общественных обсуждений подробно изложена в приказе Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду». Стоит обратить внимание, что общественные обсуждения проводятся в отношении любой оказывающей негативное воздействие на окружающую среду намечаемой деятельности, документация по которой является объектом государственной экологической экспертизы или не требует ее проведения. В ходе общественных обсуждений осуществля-

Порядок проведения экспертизы установлен Положением о проведении государственной экологической экспертизы, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 07.11.2020 г. № 1796.

Государственная экологическая экспертиза проводится в отношении объектов, определенных в ст. 11 и 12 Федерального закона от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», в частности по проектной документации объектов, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации или относящихся к объектам I категории по нега-

1-75-0132-24, утвержденное приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) от 26.03.2024 г. № 468/ГЭЭ, в отношении проектной документации «Обустройство Валанжинских нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ. Куст нефтяных скважин № 2095». Проектируемый объект располагается в Пуровском районе

ется информирование общественности о планируемой (намечаемой) деятельности и ее возможном воздействии на окружающую среду, осуществляется сбор, анализ и учет замечаний, предложений и информации, поступившей от общественности. Материалы общественных обсуждений рассматриваются в составе документов, направляемых на государственную экологическую экспертизу, в связи с чем важно соблюдать внимательность при их подготовке, а некорректно проведенные общественные обсуждения могут повлечь отказ в приеме документов на экспертизу.

Были успешно проведены общественные обсуждения по 11 объектам проектирования

Процедура проведения общественных обсуждений подробно изложена в приказе Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду».

(табл. 1). Для объектов, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации и в акватории Карского моря, подлежащих проведению государственной экологической экспертизы, общественные обсуждения проведены в форме общественных слушаний. Для объектов, не подлежащих государственной экологической экспертизе, форма проведения

общественных обсуждений определялась по решению органа местного самоуправления в большинстве случаев как «простое информирование».

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 30.04.2013 г. № 384 «О согласовании Федеральным агентством по рыболовству строительства и реконструкции объектов капитально-

Таблица 1

Перечень объектов, по которым проведены общественные обсуждения

№ п/п	Наименование объекта	Регион проведения общественных обсуждений	Форма и период проведения общественных обсуждений
1	Строительство разведочной скважины № 7 газоконденсатного месторождения им. В.А. Динкова	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, акватория Карского моря	Общественные слушания 30.12.2023 – 29.01.2024
2	Рабочий проект на строительство разведочных скважин №№ 321-107, 321-108 Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения	Российская Федерация, Республика Саха (Якутия), Ленский район	Простое информирование 10.01.2024 – 20.01.2024
3	Рабочий проект на строительство разведочной скважины № 20 Южно-Парусовой площади	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район	Простое информирование 16.01.2024 – 26.01.2024

Таблица 1 (продолжение)

№ п/п	Наименование объекта	Регион проведения общественных обсуждений	Форма и период проведения общественных обсуждений
4	Обустройство Валанжинских нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ. Куст нефтяных скважин № 1017	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район	Общественные слушания 20.01.2024 – 19.02.2024
5	Рабочий проект на строительство газоконденсатных эксплуатационных скважин Ен-Яхинского НГКМ. Дополнение 1	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район	Простое информирование 05.02.2024 – 15.02.2024
6	Рабочий проект на строительство газоконденсатных эксплуатационных скважин Уренгойского НГКМ (на полное развитие, пласт БУ161-2). Дополнение 1	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район	Простое информирование 05.02.2024 – 15.02.2024
7	Рабочий проект на строительство разведочной скважины № 239 Ямбургской площади	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Надымский район	Простое информирование 01.03.2024 – 11.03.2024
8	Рабочий проект на строительство разведочной скважины № 234 Ямбургской площади	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район	Общественные слушания 01.03.2024 – 31.03.2024
9	Рабочий проект на строительство разведочной скважины № 235 Ямбургской площади	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район	Общественные слушания 01.03.2024 – 31.03.2024
10	Рабочий проект на восстановление ранее ликвидированной разведочной скважины № 22 Нагумановская методом зарезки бокового ствола	Российская Федерация, Оренбургская область, Акбулакский район	Простое информирование 04.03.2024 – 14.03.2024
11	Рабочий проект на расконсервацию, консервацию и ликвидацию разведочной скважины № 54 Ковыктинского газоконденсатного месторождения	Российская Федерация, Иркутская область, Жигаловский район	Простое информирование 12.03.2024 – 22.03.2024

Таблица 2

**Перечень объектов,
получивших заключения Федерального агентства
по рыболовству о согласовании деятельности**

№ п/п	Наименование объекта	Номер и дата заключения Федерального агентства по рыболовству
1	Строительство поисково-оценочной скважины № 2ПО Северо-Ямбургского лицензионного участка	Заключение Нижнеобского территориального управления ФАР от 11.01.2024 № 10-с
2	Обустройство Валанжинских нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ. Куст нефтяных скважин № 2095	Заключение Нижнеобского территориального управления ФАР от 23.01.2024 № 71-с
3	Строительство поисково-оценочной скважины № 3ПО Северо-Ямбургского лицензионного участка	Заключение Нижнеобского территориального управления ФАР от 13.02.2024 № 165-с
4	Строительство разведочной скважины № 7 газоконденсатного месторождения им. В.А. Динкова	Заключение ФАР от 06.03.2024 № У02-791
5	Газоснабжение поселков Газ-Сале и Тазовский. Лупинг на участке газопровода с КГС-1 на УКПП	Заключение Нижнеобского территориального управления ФАР от 21.03.2024 № 334-с

го строительства, внедрения новых технологических процессов и осуществления иной деятельности, оказывающей воздействие на водные биологические ресурсы и среду их обитания» деятельность по реализации Проектной документации, оказывающая воздействие на водные биологические ресурсы и среду их обитания, подлежит согласованию в Федеральном агентстве по рыболовству (ФАР) и его территориальных органах.

Последствия такого воздействия определяются в соответствии с приказом Росрыболовства от 06.05.2020 г. № 238 «Об утверждении Методики определения последствий нега-

тивного воздействия при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства, внедрении новых технологических процессов и осуществлении иной деятельности на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания и разработки мероприятий по устранению последствий негативного воздействия на состояние водных биологических ресурсов и среды их обитания, направленных на восстановление их нарушенного состояния». Критерием определения необходимости оценки воздействия на водные биоресурсы является расположение проектируемых объектов в рус-

ле водотока (на дне водоема), осуществление забора воды из поверхностных водных объектов, производство работ в затопляемой пойме в границах 10 % уровня обеспеченности, водоохранной зоне. Согласование Федерального агентства по рыболовству и его территориальных органов является неотъемлемым элементом при реализации планируемой (намечаемой) деятельности.

Было получено пять заключений Федерального агентства по рыболовству и Нижнеобского территориального управления ФАР о согласовании намечаемой деятельности в рамках Проектной документации, указанной в табл. 2. ■

МУСИНСКИЕ ЧТЕНИЯ. 2024. АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРАВА И СОВРЕМЕННОЙ ПРАВОВОЙ НАУКИ

На международной научно-практической конференции «Мусинские чтения» наградили специалиста ООО «Газпром морские проекты»



Международная научно-практическая конференция «Мусинские чтения. 2024. Актуальные задачи энергетического права и современной правовой науки», Павильон №46 «Энергия жизни», Фото: Рамиль Ситдиков/Фотохост-агентство РИА Новости

В рамках Международной выставки-форума «Россия» на ВДНХ 4 апреля 2024 г. состоялась международная научно-практическая конференция «Мусинские чтения. 2024. Актуальные задачи энергетического права и современной правовой науки».

На конференции были подведены итоги I этапа Всероссийского конкурса научных

публикаций молодых специалистов ТЭК и молодых ученых, в рамках которого ведущий специалист правового управления ООО «Газпром морские проекты» Марианна Калганова была награждена дипломом лауреата III степени за доклад на тему «Международно-правовое регулирование в сфере энергетики».

«Правовое регулирование в области энергетики играет

важнейшую роль в обеспечении эффективного и устойчивого развития отрасли. В докладе поднимается вопрос поиска новых решений и подходов, которые помогут совершенствовать законодательство и повысить эффективность энергетического комплекса», – отметил М. Калганова.

В этом году мероприятие было посвящено 85-летию со

дня рождения выдающегося советского и российского правоведа, члена-корреспондента РАН (2008), специалиста в области гражданского права, гражданского процесса и международного частного права Валерия Мусина, который внес неоценимый вклад в развитие российской правовой науки и подготовку кадров. Конференция прошла при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации и Ассоциации юристов России.

В конференции приняли участие ученики и коллеги Валерия Мусина, молодые ученые, представители государственных органов, энергетических компаний и общественных организаций, практикующие юристы, аспиранты. На обсуждение были вынесены актуальные задачи газового, атомного, нефтяного и электроэнергетического права, направления развития корпоративного управления и цифровизации в энергетических компаниях, закупочная деятельность в ТЭК, государственное регулирование и надзор в сфере энергетики. ■



Виктория Романова, д-р юрид. наук, профессор, директор АНО «Научно-исследовательский «Центр развития энергетического права и современной правовой науки имени В.А. Мусина», председатель Комиссии Ассоциации юристов России по энергетическому праву и развитию законодательства в сфере топливно-энергетического комплекса, и Марианна Калганова, ведущий специалист правового управления ООО «Газпром морские проекты»



ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ — НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



25 СЕНТЯБРЯ 2024 НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности. Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

Тел: +7 (495) 514-44-68, 514-58-56; n-g-k.ru

НА ВЫСТАВКЕ-ФОРУМЕ «РОССИЯ» НА ВДНХ ПРЕЗЕНТОВАЛИ КНИГУ «ЭНЕРГИЯ ВЫСОКИХ ШИРОТ»

В лектории павильона «Газпром» на ВДНХ на выставке «Россия» была презентована книга «Энергия высоких широт. Очерки по истории освоения месторождений нефти и газа в Российской Арктике», изданная при поддержке ООО «Газпром морские проекты».

Книгу представили ее авторы – доктор геолого-минералогических наук, советник генерального директора ООО «Газпром нефть шельф» Владимир Вовк, кандидат исторических наук, редактор исторической литературы

ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство» Юрий Евдошенко и главный редактор издательского дома «Недра» Екатерина Майкова.

Владимир Вовк выступил идейным вдохновителем проекта. Взяться за этот труд его

побудило желание передать накопленный опыт работы на шельфе.

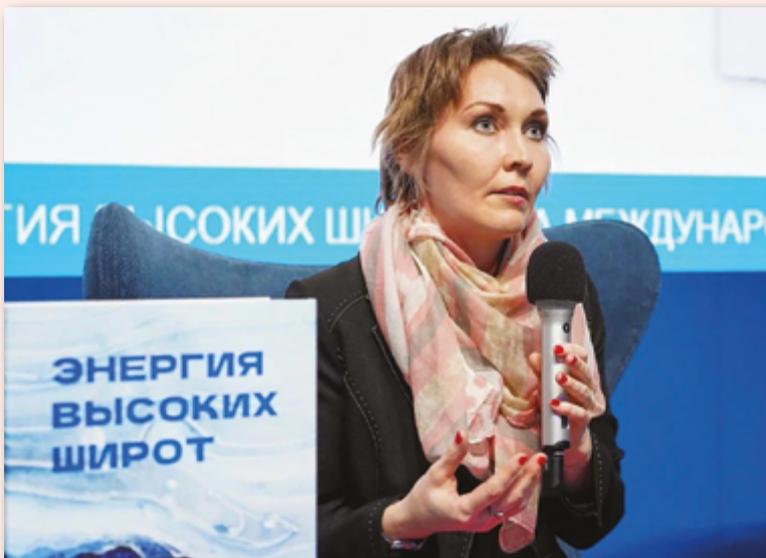
«Книга – это энергия и тепло добытых в Арктике природного газа и нефти, это энергия научного созидания и промышленного развития, задаваемая



Презентация книги «Энергия высоких широт» на выставке-форуме «Россия» на ВДНХ



Владимир Степанович Вовк, д-р геол.-минер. наук, советник генерального директора ООО «Газпром нефть шельф», автор книги «Энергия высоких широт»



Екатерина Игоревна Майкова, главный редактор ИД «Недра»

«Чтобы понять эту книгу, не нужны специальные знания. Это научный бестселлер, у которого большое будущее».

Майкова Е.И.

трудными условиями работы», – пояснил он.

Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности России, лауреат премий Правительства РФ в области науки и техники за технологию подготовки запасов углеводородов промышленных категорий на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения, за разработку технологии и освоение промышленного производства крупных нефтегазовых комплексов для континентального шельфа России В.С. Вовк привел интересные факты, которые легли в основу одной из первых книг про освоение северных регионов.

«Первая особенность работы на шельфе состоит в том, что сюда невозможно перенести опыт добычи углеводородов с суши, здесь всё иначе. Вторая особенность — это суровые природно-климатические условия арктического шельфа, требующие иных подходов и решений», – отметил автор.

Работа по сбору материалов продолжалась около двух лет. Повествование основано на большом количестве документов шести государственных архивов и воспоминаниях участников событий, снабжено уникальными документами и фотографиями, многие опубликованы впервые.

Тематика опубликованных очерков разнообразна: от первых экспедиций конца XIX–начала XX в. и двадцатилетней деятельности «Главсевморпути» по поиску и разведке нефтяных и газовых месторождений Советской Арктики до возрождения силами ПАО «Газпром» морской подотрасли в условиях политической и экономической трансформации страны и обустройства Приразломного нефтяного месторождения. Фи-



Участники презентации книги «Энергия высоких широт»

«Книга – это энергия и тепло добытых в Арктике природного газа и нефти, это энергия научного созидания и промышленного развития, задаваемая трудными условиями работы».

Вовк В.С.

нальная глава посвящена новейшему проекту обустройства уникальных по запасам газа месторождений в Обской губе Карского моря.

Екатерина Майкова отметила: «Чтобы понять эту книгу, не нужны специальные знания.

Это научный бестселлер, у которого большое будущее». Издание предназначено широкому кругу читателей: и специалистам, и тем, кто интересуется историей российской науки и техники, промышленности и экономики. Прочитать его мож-

но в печатном и в электронном виде.

«Мы рассказываем о характере людей, которые трудились в Арктике в разные годы. И эта книга о том, чего мы добились и как пришли к тому, что сейчас там комфортно и безопасно жить и работать», – подытожил Юрий Евдошенко.

В дни работы выставки «Россия» в лектории павильона «Газпром» проходят образовательные и просветительские мероприятия. С записями встреч с учеными и специалистами нефтегазовой отрасли можно ознакомиться на RUTUBE-канале «Газпром на выставке «Россия». ■

УЧАСТИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» В ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЕКТАХ

С 27 марта по 4 апреля 2024 г. на базе Воронежского государственного университета в г. Воронеж состоялся Одиннадцатый международный молодежный инновационный проект «Школа экологических и геологических перспектив». Заседание данного проекта включало выступления с тематическими компакт-лекциями ведущих ученых в области экологических и геологических исследований, а также доклады молодых ученых в трех различных секциях: «Юные в экологии» для учащихся общеобразовательных учреждений; «Рациональное природопользование» и «Экологические оценки влияния практически-хозяйственной деятельности человека на компоненты природной среды» для бакалавров, магистров и аспирантов. Начальник отдела инженерно-экологических изысканий Управления экологического проектирования, изысканий и контроля **М.А. Митрофанова**, также являющаяся аспирантом 3-го года обучения геологического факультета Воронежского государственного университета, награждена дипломом III степени за доклад на тему «Некоторые аспекты трансформации геодинамической ЭФЛ на территории Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения».



22 марта 2024 года в г. Москве состоялась Всероссийская научно-практическая конференция и выставка «Изучение опасных природных процессов и геотехнический мониторинг при инженерных изысканиях», на которой присутствовали представители крупных проектно-изыскательских организаций и представители научного сообщества. Главный специалист отдела инженерно-экологических изысканий Управления экологического проектирования, изысканий и контроля **Е.С. Курбатова** выступила с докладом «Подходы к исследованию опасных природных и природно-антропогенных процессов при инженерных изысканиях».

МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ВЫСТУПИЛИ С ДОКЛАДАМИ НА XII МОЛОДЕЖНОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

С 15 по 19 апреля на базе научного центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ» состоялась XII Молодежная международная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность». В мероприятии приняли участие молодые специалисты компаний Группы «Газпром» и студенты отраслевых вузов.



Участники конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность»



Анастасия Величко выступает с докладом

На конференции обсудили самые актуальные вопросы в области ТЭК – от темы локализации производственных технологий до проблем и перспектив цифровизации при обустройстве нефтегазовых месторождений.

В рамках работы секционных заседаний члены экспертной комиссии заслушали почти две сотни докладов: 75 ученых и специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», представители компаний-партнеров и передовых вузов страны выступили экспертами и определили лучшие выступления по одиннадцати секциям.

Молодые специалисты ООО «Газпром морские проекты» – **Антон Смирнов, Александр Костин и Анастасия Величко** выступили с докладами в секциях:

— «Экономика и управление в нефтяной и газовой промышленности»;

— «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта»;

— «Маркетинг, PR и массовые коммуникации в нефтегазовой отрасли».

Ежегодная Молодежная международная научно-практическая конференция в «Газпром ВНИИГАЗ» способствует обмену научным и практическим опытом с коллегами и помогает

развитию новых необходимых компетенций для работы в нефтегазовом комплексе.

ООО «Газпром морские проекты» ежегодно участвует в ключевых отраслевых мероприятиях на базе научного центра. В период с 24 по 25 апреля делегаты Общества примут участие в V Научно-практическом семинаре: Организация и проведение подводно-технических работ на морских объектах добычи и транспорта ПАО «Газпром». ■

ООО «Газпром морские проекты» ежегодно участвует в ключевых отраслевых мероприятиях на базе научного центра ООО «Газпром ВНИИГАЗ».



ИТОГИ МЕЖДУНАРОДНОЙ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ-2024»

С 15 по 18 апреля 2024 г. в ЦВК «Экспоцентр» успешно прошел один из самых крупных нефтегазовых смотров мира – 23-я Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса – «Нефтегаз-2024».

Выставка проводилась вместе с Национальным нефтегазовым форумом с участием отечественных и зарубежных лидеров нефтяной и газовой отраслей, представителей экспертного сообщества.

Экспозиции выставки, число участников позволили продемонстрировать новейшие технологические разработки, обсудить актуальные вопросы сегодняшнего дня и выработать меры по развитию отрасли.

В церемонии официального открытия выставки приняли участие президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации Сергей Катырин, председатель комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию топливно-энергетического комплекса Юрий Шафраник, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, президент Российского Союза химиков Виктор Иванов, врио генерального директора АО «Экспоцентр» Максим Фатеев, чрезвычайный и полномочный посол Федеративной Республики Бразилии в Российской Федерации г-н Родриго Баэна Соарес, чрезвычайный и полномочный посол Боливарианской Республики Венесуэла в Российской Федерации г-н Хесус Рафаэль Саласар Веласкес.

Почетные гости отметили повышенный интерес к выстав-

ке и мероприятиям деловой программы, которые были наполнены актуальной повесткой – от производственных вопросов до проблем импортозамещения и поддержки технологического суверенитета.

Экспозиция

Новые технологии и оборудование для нефтегазовой отрасли представили 1020 компаний из 12 стран: Германии, Индии, Ирана, Казахстана, Китая, Лихтенштейна, Малайзии, Республики Беларусь, Республики Корея, России, Турции, Узбекистана.

Выставка занимала шесть павильонов (16 залов) и открытые площадки. Площадь экспозиции составила 22 500 м² нетто и 70 000 м² брутто.

Заметно активизировали свое присутствие на выставке китайские экспоненты. Более 450 компаний представили национальную экспозицию Китая.

Лучшую зарубежную продукцию продемонстрировали такие компании, как Chint Electric Co, Ltd., Jereh Group, Kerui Group, JV LLC MGBUS, JVS Flolow Control, Akkim, Aricell Co. Ltd., KSP Steel, Dema Delaval Services и др.

518 российских участников ознакомили со своими

разработками и оборудованием: ПАО «Транснефть», ООО «Уралмаш НГО Холдинг», АО «ОМК», ООО «Тобол», ООО НПП «Буринтех», НПП «Элемер», ООО «Уфагидромаш», ПАО «ТМК», НПО «Ризур», НПФ «Пакер», АО «Коломенский завод», ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», ООО «Курский электроаппаратный завод» (ООО «КЭАЗ»), АО «НИПОМ», ООО «ОКБ ВЕКТОР», ОАО «Уральский трубный завод», ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод» (ОАО «ЭЛДИН»), ООО «КИБЕРСТАЛЬ», НПП ООО «Куйбышев Телеком-Метрология», ОАО «Нефтеавтоматика», ООО «Релематика», НПП «СПЕЦКАБЕЛЬ», ООО «Промышленные измерения и автоматизация», ООО «АРТ-ЭЛЕКТРО», ФГУП «СПО «АНАЛИТПРИБОР», ООО ПО «Волгоградский завод резервуарных конструкций», ООО «ЗАВОД ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ», ООО «ЗАВОД АГРЕГАТТУРБОМАШ», ООО «ИРЗ ТЭК», ООО «Краснодарский компрессорный завод», АО «Протон», АО «Сарапульский электрогенераторный завод», ООО «Томскабель», АО «Фирма «СОЮЗ-01», ООО «НПП «Макромер» им. В.С. Лебедева» и др.

Внимание посетителей было предложено оборудование для буровых работ и строительства скважин, техника



для охраны труда и промышленной безопасности, станки и инструменты для металлообработки, арматура, продукция для нефтехимии, взрывозащищенное оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, отечественное программное обеспечение и многое другое.

Благодарностью были отмечены информационные партнеры выставки: генеральный отраслевой партнер – журнал «Газовая промышленность» и журнал «Территория «Нефтегаз», генеральный информационный партнер – журнал Neftegaz.RU, официальный информационный партнер – журнал «Бурение и нефть», официальный медиа-партнер – Издательский дом «Сфера», информационный партнер – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

За четыре дня работы выставку посетили 26 439 специалистов из 52 стран и 77 регионов России.

Деловая программа

Деловая программа выставки «Нефтегаз-2024» и Национального нефтегазового форума была нацелена на открытый диалог и поиск эффективных решений по реализации приоритетных задач нефтегазовой отрасли. Программа состояла из конференций, семинаров, круглых столов, сессий и панельных дискуссий. Важным событием стал Национальный нефтегазовый форум, в работе которого приняли участие первый заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин, заместитель министра промышленности и торговли РФ Михаил Иванов, вице-президент ТПП РФ Дмитрий Курочкин, председатель Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, заместитель председателя Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, президент Сою-

за нефтегазопромышленников России (член ТПП РФ) Геннадий Шмаль, член Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, директор Межотраслевого экспертно-аналитического центра Союза нефтегазопромышленников России Анатолий Замрий, другие почетные гости и ведущие эксперты. Было проведено свыше 50 мероприятий, где выступило 343 спикера. Проведение выставки и форума на единой площадке подчеркивает важность консолидации усилий государства, бизнеса и экспертов для решения стратегических задач нефтегазовой индустрии. Мероприятия стали эффективной платформой для обмена опытом, укрепления партнерства и выработки совместных инициатив по обеспечению технологического суверенитета российского ТЭК.

Экспоненты и гости высоко оценили результаты участия в выставке, о чем говорят отзывы специалистов и посетителей нефтегазового форума. ■

ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ

развитие профессиональных компетенций
руководителей и специалистов компаний ТЭК

119991, Москва, Ленинский пр-т., д. 63/2
+7 (499) 507-88-00 dpo@gubkin.ru



**Повышение квалификации, профессиональная переподготовка, MBA,
индивидуальное и выездное обучение –
свяжитесь с нами для старта нового этапа в вашей карьере!**

Более 30 лет мы реализуем образовательные услуги в области дополнительного профессионального образования в Губкинском университете. Наши слушатели – руководители и специалисты топливно-энергетического комплекса, представители передовых нефтегазовых компаний страны и мира.

17 НАПРАВЛЕНИЙ ОБУЧЕНИЯ



ПРОГРАММЫ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЮ «РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ»

**Освоение морских месторождений
углеводородов**

Сроки обучения:
9–20 сентября
Продолжительность:
72 ак. часа

**Разработка нефтяных месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами и
нетрадиционными ресурсами**
(под авторским руководством декана факультета
разработки нефтяных и газовых месторождений
Пятибратова П.В.)

Сроки обучения:
16 – 20 сентября
Продолжительность:
40 ак. часов

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений

Сроки обучения:
30 сентября – 11 октября
Продолжительность:
72 ак. часа

Промысловая химия в процессах добычи нефти и газа

Сроки обучения:
11–22 ноября
Продолжительность:
72 ак. часа

ФОРМЫ ОБУЧЕНИЯ:

Очная – с отрывом от работы.
Дистанционная – онлайн-формат на специализированной платформе.

ПОДАТЬ ЗАЯВКУ НА ОБУЧЕНИЕ



**ПРОГРАММЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПЕРЕПОДГОТОВКИ ПО НАПРАВЛЕНИЮ
«РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ»**

Разработка морских нефтяных и газовых месторождений
(5-ти модульная программа обучения)

Начало обучения:
30 сентября
Продолжительность:
520 ак. часов

Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений
(3-х модульная программа обучения)

Сроки обучения:
по факту набора
Продолжительность:
260 ак. часов

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
(3-х модульная программа обучения)

Сроки обучения:
по факту набора
Продолжительность:
260 ак. часов

КОРПОРАТИВНОЕ ОБУЧЕНИЕ

Если вы не нашли подходящую программу или подходящий формат обучения, наш Центр разрабатывает корпоративные программы под заказ
+7(499) 507-90-97 mushtaeva.n@gubkin.ru

Правила оформления статей

При оформлении статей просим соблюдать следующие правила.

1. Материалы представляются в электронном виде (e-mail: office-msk@krskgazprom-ngp.ru) с указанием названия журнала.
2. Материал должен иметь сопроводительное письмо.
3. Объем статей не более 12 страниц (набор 12 шрифтом, через 1,5 интервала):
 - текст – в программе Word;
 - формулы – в программе Microsoft;
 - рисунки – в одной из графических программ: Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel – как по тексту, так и отдельными файлами от текста. Фотографии, предоставляемые в электронном виде, должны иметь разрешение не менее 300 dpi.
4. Необходимо указать код УДК.
5. Список литературы составляется с учетом употребления источников в тексте, начиная с 1-го номера и далее по очереди, и оформляется по ГОСТ Р 7.05-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. Обязательны ссылки на иностранные публикации.
6. При написании статьи используются общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (A , I , d , h и т.п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (β , \sin , \exp , \lim), химических элементов (H_2O) и единиц измерения ($MВт/см^2$) – прямым шрифтом.
7. Необходимо указать контактные телефоны для связи с авторами.
8. Статья оформляется следующим образом: УДК; название статьи, инициалы и фамилия, должность, ученая степень, полное название организации, e-mail каждого автора, ключевые слова и аннотация статьи.
9. Ключевые слова, необходимые для нахождения статьи через поисковые системы и классификации статей по темам, не должны превышать 10–12 слов.
10. В аннотации приводятся основные идеи статьи в краткой форме (не более 100 слов).

ООО «Газпром морские проекты»

инжиниринговый центр Группы Газпром
по реализации проектов газодобычи на шельфе



Приоритетная цель компании – проектирование и инжиниринг морских объектов нефтегазового комплекса, отвечающих принципам промышленной и экологической безопасности, эксплуатационной надежности, рациональности и эффективности проектных решений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией развития государства.

Направления деятельности:

- Проектирование обустройства морских месторождений и береговой инфраструктуры объектов нефтегазового комплекса
- Сопровождение строительства и эксплуатации морских объектов нефтегазового комплекса
- Проектирование строительства скважин различного назначения
- Инженерно-технологическое сопровождение строительства скважин



- Обеспечение выбора технических решений и оборудования
- Фоновый и производственный экологический мониторинг и контроль
- Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- Предпроектные работы в рамках морских проектов
- Инженерные изыскания на море
- Авторский и технический надзор





Россия, 660075
г. Красноярск,
ул. Маерчака, д. 10
Тел.: +7-391-256-80-30

www.seaprojects.gazprom.ru