

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Освоение шельфа

Геология

Защита окружающей
среды от загрязнения

Утилизация
отходов

Памятные даты

Информация

№1. 2023



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;
- Касьяненко А.А.** – канд. техн. наук, генеральный директор,
ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой;
- Лукьянчиков М.И.** – генеральный директор ООО «Газпром газнадзор»,
г. Москва;
- 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;
- Оганов А.С.** – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, 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 21.03.2023.
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

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 3 Харченко Ю.А., Григорьев О.Е.
Внутрипромысловый транспорт углеводородов на морских месторождениях с использованием технологий холодного потока
- 10 Бобов Д.Г., Красильников Н.И., Гусейнов Ч.С.
О необходимости цифровизации строительства морских нефтегазовых платформ

ГЕОЛОГИЯ

- 20 Лобусев А.В., Гумерова А.Н., Лобусев М.А., Бочкарев А.В., Антипова Ю.А.
Сырьевая база и рациональное использование природного газа полуострова Ямал и прилегающей акватории

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

- 28 Митрофанова М.А., Косинова И.И.
Методический подход к оценке почв арктической зоны на основе данных инженерно-экологических изысканий Уренгойского НГКМ
- 36 Степаньян О.В.
Морские макрофиты в производственном экологическом мониторинге нефтегазовых компаний: новые подходы и решения

УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ

- 43 Чигай С.Е., Куропаткин Г.Ю., Поморцева А.А.
Обращение с отходами бурения на арктическом шельфе с учетом действующего законодательства

ПАМЯТНЫЕ ДАТЫ

- 50 К 100-летию Юрия Вячеславовича Вадецкого

ИНФОРМАЦИЯ

- 52 Проектная документация и результаты инженерных изысканий ООО «Газпром морские проекты» прошли государственную экспертизу
- 54 Достигнутые результаты ООО «Газпром морские проекты» (ранее ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект») в части получения положительных заключений ФАУ «Главгосэкспертиза» и Государственной экологической экспертизы за период 2020–2023 гг.
- 58 Шеханова Е.Г.
Общественные обсуждения: статистика вовлеченности населения за 2019–2022 годы
- 66 ООО «Газпром морские проекты» запустило курс лекций для студентов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
- 68 Список статей, опубликованных в научно-техническом журнале «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» в 2022 году

УДК 621.643

ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫЙ ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ХОЛОДНОГО ПОТОКА

Ю.А. Харченко, д-р техн. наук, профессор,

О.Е. Григорьев

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

E-mail: 679169014872@yandex.ru

Ключевые слова: холодный поток; гидратообразование; предотвращение гидратных образований; классификация; морские нефтегазовые месторождения.

Аннотация. Рассмотрены новые технологии обеспечения непрерывности потока в системах сбора и транспорта продукции скважин морских месторождений до установок подготовки в условиях гидратообразования, для предотвращения которого в настоящее время используют ввод ингибиторов, что связано с дополнительными эксплуатационными расходами. Применение новых технологий не предполагает постоянного использования ингибиторов и приводит к повышению эффективности добычи углеводородов. В настоящее время предложено несколько вариантов таких безингибиторных технологий, которые объединены под названием «технологии холодного потока». В статье проанализированы различные варианты этих технологий. Предложена их классификация.

При внутрипромысловом транспорте продукции морских месторождений до платформ или береговых сооружений в силу изменения термобарических параметров создаются условия для образования гидратов, которые, отлагаясь на стенках трубопроводов и райзеров, увеличивают энергозатраты на транспорт углеводородов. Неконтролируемый процесс гидратообразования способен привести к полному перекрытию сечения трубопровода и остановке добычи. В настоящее время предложены различные методы борьбы с этим явлением. Наиболее распространенными из них являются технологии

введения в поток специальных веществ (ингибиторов), которые могут смещать процесс гидратообразования в область низких температур (термодинамические ингибиторы) или приостанавливать его на определенное время (кинетические ингибиторы). Применение кинетических ингибиторов на арктических месторождениях нецелесообразно, так как состав подобных веществ представляет собой водные растворы полимеров, склонных к замерзанию при температурах ниже 0 °С. Кроме того, их свойства, блокирующие процесс образования гидрата, со временем пропадают. Поэтому применение термодинамических ин-

гибиторов является основной технологией борьбы с гидратообразованием на арктических месторождениях. К недостаткам такой технологии относятся большой удельный расход ингибитора и необходимость сооружения дополнительных технологических узлов для его доставки к скважинам. Это увеличивает эксплуатационные расходы на добычу углеводородов и, следовательно, снижает экономическую эффективность проекта в целом.

В настоящее время в мировой нефтегазовой промышленности предложены новые технологии, обеспечивающие внутрипромысловый транспорт продукции скважин в

Применение кинетических ингибиторов на арктических месторождениях нецелесообразно, так как состав подобных веществ представляет собой водные растворы полимеров, склонных к замерзанию при температурах ниже 0 °С.

сложных условиях, без постоянного применения термодинамических ингибиторов для предотвращения образования гидратных отложений на стенках трубопровода и коагуляции мелких гидратов в крупные частицы, способные существенно сузить или перекрыть сечение трубопровода. Все эти технологии объединяются под общим названием «Технологии холодного потока», которые могут осуществляться различными способами: от добавления антиагломерантов до механического удаления гидратных отложений.

Анализ предложенных технологий позволяет выделить несколько критериев для их классификации:

- по источнику воздействия – внешние и внутренние методы;
- по способу воздействия – механические, тепловые, технологические методы.

Рассмотрим классификацию подходов к обеспечению холодного потока, составленную по существующим технологиям (рис. 1).

К механическому воздействию относит удаление отложений с внутренней стенки трубопровода специальными поршнями или скребками. Тепловое воздействие осуществляется на внешнюю стенку трубы для предотвращения закупорки гидратными отложениями. Технологическое воздействие обеспечивается выстраиванием схемы транспорта

таким образом, что газовые гидраты в диспергированном состоянии следуют по потоку, но не агломерируются и не оседают на внутренних стенках. При внутренних источниках воздействия меняются физико-химические свойства флюида, когда при внешнем воздействии влияние на свойства потока минимально: холодная перекачка обеспечивается за счет изменений внешних условий транспорта. Комбинированный метод холодного потока включает в себя совокупность некоторых вышеназванных способов.

Ярким примером ликвидации гидратных образований механическим воздействием является технология (рис. 2), базирующаяся на размещении полого очистного устройства в трубопровод, которое периодическими перемещениями вперед-назад счищает гидратные отложения с внутренней стенки трубопровода. Полый очистной скребок перемещается посредством магнитной тележкой, расположенной на внешней стороне трубы (сила Лоренса). Сама же тележка дви-



Рис. 1. Классификация технологий холодного потока



Рис. 2. Применение полого очистного устройства [1]

жется за счет радиально расположенных вдоль трубопровода роликов, ее энергообеспечение и дистанционное управление осуществляются шлангокабелями с манифольдов подводного добычного комплекса [1].

Примером технологии холодного потока, имеющей внешнее тепловое воздействие, является ликвидация отложений нагревом внешней стенки трубопровода тепловыми импульсами, поступающими с индукционной катушки. Длина волны и частота нагревающих импульсов рассчитываются таким образом, чтобы предотвратить таяние отложений, но обеспечить их удаление с внутренней стенки. Это необходимо для предотвращения повторного образования отложений и их транспорта в многофазном потоке до берегового комплекса. Движение индукционной тележки осуществляется зубчатыми рейками на трубопроводе, лебедкой и специальными колесами на тележке. Энергообеспече-

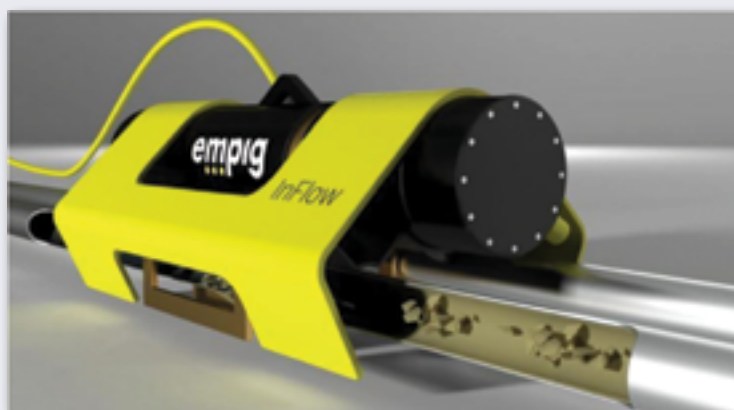


Рис. 3. 3D-модель катушки индукционного нагрева [2]

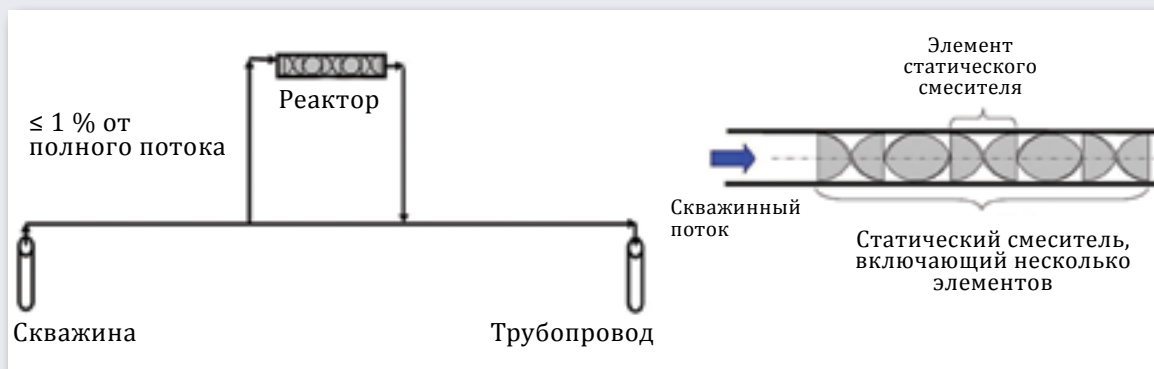


Рис. 4. Технологическое диспергирование потока [3]

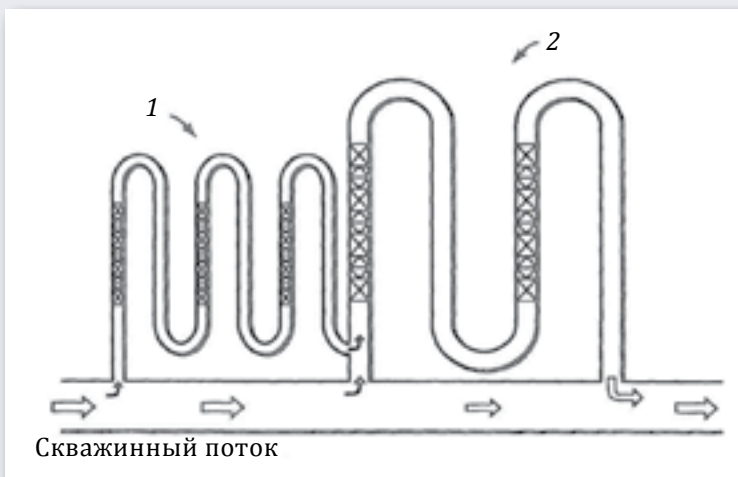


Рис. 5. Схема многоступенчатого диспергирования:
1 – реактор малого диаметра; 2 – реактор большего диаметра [4]

ние и управление производятся через шлангокабели [2]. 3D-модель изобретения представлена на рис. 3.

Авторы рекомендуют использовать одну из технологий одновременно на нескольких параллельных трубопроводах, так как это способствует более эффективной работе в зоне охлаждения, самой уязвимой к гидратообразованию [1,2].

К технологическому воздействию на внутренние свойства потока отнесем метод, заключающийся в использовании трубного отвода малого диаметра, присоединенного к

реактору со статическими смесителями (рис. 4). Они служат для диспергирования воды и газа и быстрого образования сухих гидратов. Гидраты образуются в отводе трубопровода и затем непосредственно помещаются в транспортируемый скважинный поток, где происходит их перенос с низким риском агломерации. Статические смесители представляют собой устройства, которые не содержат каких-либо механических или движущихся частей. Перемешивание сред происходит за счет многократного деления и направленного закру-

чивания потока на внутренних элементах смесителя [3].

Также существует многоступенчатая схема исполнения: первый реактор имеет малый диаметр и принимает около 1 % жидкости скважинного потока, преобразуя свободную воду в гидраты. Следом устанавливается реактор большего диаметра, где конвертируются дополнительные 10 % жидкости. Поток сухих гидратных частиц из первого реактора направляют на вход второго для ускорения их формирования, из второго реактора многофазная углеводородная суспензия подается обратно во внутрипромысловый трубопровод, где происходит связывание оставшейся воды в гидратную массу. Преимуществами такой схемы являются возможность получения большего теплового и массового обмена, а также поддержание меньшего размера водяных капель в реакторах, что способствует более быстрому и полному преобразованию воды в гидраты. Кроме того, авторы патента отмечают, что реактор как в одноступенчатом, так и в многоступенчатом исполнении может быть установлен на уже действующих внутрипромысловых газопроводах, что является безусловным преимуществом такой модификации

[4]. Схема изобретения с многоступенчатым реактором изображена на рис. 5.

Рассмотренные концепции относятся к внешним воздействиям при использовании классификации технологий холодного потока по источнику воздействия. Это обусловлено тем, что во всех вышеперечисленных изобретениях изменение физико-химических свойств потока осуществляется через изменение условий транспорта флюида.

К внутренним воздействующим отнесем технологию, суть которой заключается в добавлении сухих гидратов в поток углеводородов, где при падении температуры и повышении давления новые гидраты не образуются, а начинается контролируемый рост добавленных ранее. Флюид из скважины поступает в теплообменник, после которого может быть направлен в статический смеситель (опционально) для распределения водной фазы в виде отдельных капель. Необходимость применения смесителя зависит от характеристик флюида и параметров потока. Теплый поток углеводородов после смесителя в реакторе

смешивается с холодной (температура ниже точки образования гидратов) суспензией, отделенной в сплиттере, при этом гидратные частицы смачиваются водяными каплями и преобразовываются в более крупные гидраты [5]. Упрощенная схема изобретения представлена на рис. 6.

Технология была доработана и предусматривала наличие в системе сбора сепаратора, установленного перед реактором, для удаления избытка свободной воды, так чтобы ее содержание в потоке не превышало 20 %. Это позволяет избежать последующего гидратообразования ниже по ходу потока в тех случаях, когда трубопровод достаточно длинный [6].

К получению холодного потока посредством внутреннего воздействия относится и классическое добавление антиагломерантов. В отличие от уже применяемых в мировой промышленности эти компоненты состоят из сильноразветвленных алкиламмониевых или фосфониевых соединений с добавлением ионов брома или хлора. Применение таких веществ не является новым сред-

ством борьбы с гидратообразованием в нефтегазовой отрасли. Однако уникальность приведенных изобретений заключается в том, что они способны предотвращать рост гидратов в условиях любой концентрации углеродной фазы, когда ранее применяемые антиагломеранты проявляли свои свойства только при содержании жидких углеводородов в потоке не более 40 %. Антиагломеранты могут закачиваться в начальные секции трубопровода вместе с водой или в контур циркуляции, если он предусмотрен [7,8].

Дальнейшее движение скважинного потока реализуется в виде многофазной суспензии. В соответствии с результатами испытаний при ламинарном потоке потери давления в трубопроводе растут по мере роста концентрации гидратных частиц в суспензии. Однако при турбулентном потоке для всех концентраций кривая градиента гидравлического давления соответствует теоретической кривой для газожидкостного потока без гидратов [9-11].

Комбинированный подход к реализации технологии хо-

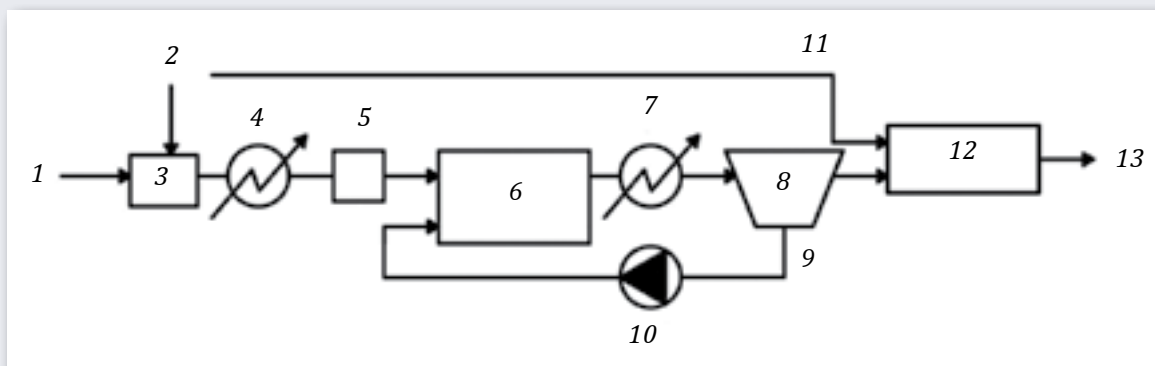


Рис. 6. Технологическая схема холодного потока с добавлением сухих гидратов:

1 – входящий скважинный поток; 2 – закачка воды и химических реагентов (при необходимости); 3, 12 – тройник; 4, 7 – теплообменник; 5 – статический смеситель; 6 – реактор; 8 – сплиттер; 9 – петля рециркуляции гидратных частиц; 10 – многофазный насос; 11 – подмешивание влажного газа; 13 – трубопровод [5]

лодного потока заключается в использовании некоторых описанных ранее методов одновременно. Так, технологическое воздействие на внутренние свойства потока и механическое удаление гидратных образований в совокупности как раз и является таким комбинированным подходом. Концептуально предложенный вариант можно разделить на несколько этапов. На первом происходит снижение температуры системы в теплообменнике или петле охлаждения, для определения размеров и геометрии которых необходимо уточнить состав добываемых углеводородов, а также значения давления и температуры на устье скважины. Система охлаждения должна обеспечивать снижение температуры потока до значений, близких или равных температуре окружающей среды. Вторым этапом является управление твердыми отложениями и осадками в петле охлаждения. Для этого используется подводная система запуска/приема поршней для очистки петли охлаждения от твердых отложений. Полученная на выходе после очистки петли охлаждения суспензия затем направляется в общий поток углеводородов со скважины. Третий этап – контроль движения суспензии для подтверждения того, что трубопровод не заблокируется твердыми отложениями [12, 13].

Заключение

Внутрипромысловый транспорт углеводородов в условиях морских месторождений технологически осложнен высоким риском образования гидратных отложений на внутренней стенке трубопровода. Применение ингибиторов, как правило, приводит к снижению экономических пока-

зателей проекта. Технологии холодного потока позволяют существенно снизить применение реагентов или вообще отказаться от них.

Применение одновременно нескольких технологий холодного потока повышает надежность транспорта углеводородов в благоприятных для образования гидратов условиях. В настоящее время большинство разработок с таким подходом находятся на стадии лабораторной апробации, но в ближайшие годы следует ожидать их промышленного внедрения.

Авторами статьи проведен анализ известных технологий холодного потока и предложена их классификация.

Исследования в данном направлении позволят реализовать надежную круглогодичную эксплуатацию внутрипромысловых трубопроводов при подводном обустройстве арктических месторождений без высоких эксплуатационных расходов, связанных с широким применением технологических ингибиторов гидратообразования. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. US9662691B2 Норвегия. Pipeline pig apparatus, and a method of operating a pig / Lund F.; заявитель и патентообладатель EMPIG AS. – № 977,975; заяв. 30.12.2011; опуб. 30.05.2017. – 16 с.
2. Пат. US10549325B2 Норвегия. Method and system for removing deposits within a pipe or pipeline / Lund F.; заявитель и патентообладатель EMPIG AS. – № 033,123; заяв. 17.10.2014; опуб. 04.02.2020. – 16 с.
3. Пат. № WO2007095399A2. Method of generating non-plugging hydrate slurry / Talley D.L., Turner J. D., Prideman K. D.; заявитель и патентообладатель ExxonMobil Upstream Research Company. – № 004736; заяв. 22.02.2007; опуб. 03.07.2008. – 39 с.
4. Пат. US8436219B2 США. Method of generating non-plugging hydrate slurry / Talley D.L., Turner J. D., Prideman K. D.; заявитель и патентообладатель ExxonMobil Upstream Research Company. – № 162,477; заяв. 22.02.2007; опуб. 07.05.2013. – 19 с.
5. Пат. CA2346905A1 Канада. Method and System for transporting a flow of fluid hydrocarbons containing water / Lund A., Lysne A., Larsen R.; заявитель и патентообладатель Sinvent AS. – № 002346905A; заяв. 21.09.1999; опуб. 04.05.2000. – 19 с.
6. Пат. US6774276B1 США. Method and system for transporting a flow of fluid hydrocarbons containing water / Lund A., Lysne A., Larsen R.; заявитель и патентообладатель Sinvent AS. – № US09/807,841; заяв. 21.09.1999; опуб. 10.08.2004. – 7 с.
7. Пат. № WO2006048666A2. Novel Hydrate Based Systems / Bahman T.; заявитель и патентообладатель Heriot-Watt University. – № 004267; заяв. 03.11.2005; опуб. 11.05.2006. – 35 с.
8. Пат. US20090124520A1 США. Novel Hydrate Based Systems / Bahman T.; заявитель и патентообладатель Heriot-Watt University. – № 718,654; заяв. 03.11.2005; опуб. 14.05.2009. – 9 с.
9. Gudmundsson J. S. Cold Flow Hydrate Technology // Proceeding of 4-th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, 19-23 May 2002. – 2002. – 6 p.
10. Gudmundsson J.S., Andersson V. Flow Experiments on Concentrated Hydrate Slurries // Annual technical conference and exhibition. Houston, Texas. 3-6 October, 1999. – 1999.
11. Andersson V., Gudmundsson J. S. Flow properties of Hydrate-in-Water Slurries // Annals of the New York Academy of Sciences. – 2000. – P.332-329
12. Пат. US20090020288A1 США. Method and Apparatus for a Cold Flow Subsea Hydrocarbon Production System / Balkany S.R., Broze J.G., Esparza J.O.; заявитель и патентообладатель Shell USA inc. – № 793,317; заяв. 16.12.2005; опуб. 22.01.2009. – 27 с.
13. Пат. US7918283B2 США. Method and Apparatus for a Cold Flow Subsea Hydrocarbon Production System / Balkany S.R., Broze J.G., Esparza J.O.; заявитель и патентообладатель Shell USA inc. – № 793,317; заяв. 16.12.2005; опуб. 05.04.2011. – 27 с.



УФА | Республика
Башкортостан

31-я международная выставка-форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

23–26 мая 2023

📍 ВДНХ-ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ



ТРАДИЦИОННАЯ
ПОДДЕРЖКА



СОДЕЙСТВИЕ



www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

[gazneftufa](https://www.instagram.com/gazneftufa) [gntexpo2022](https://vk.com/gntexpo2022)

УДК 622.276.04

О НЕОБХОДИМОСТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАТФОРМ

Д.Г. Бобов, менеджер,

Н.И. Красильников, ведущий инженер,

ООО «Бимэйстер»;

Ч.С. Гусейнов, д-р техн. наук, профессор,

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

E-mail: peetbool@mail.ru

Ключевые слова: цифровизация строительства морской платформы; автоматизация строительных журналов; проблемы цифровизации строительства.

Аннотация. На примере использования строительных журналов показан потенциальный двукратный уровень экономии трудозатрат при строительстве морских нефтегазовых сооружений. Раскрыт принцип формирования и ведения строительных журналов, затронуты вопросы, влияющие на успешное применение электронных форм строительных журналов при строительстве морских платформ.

Кризис, вызванный пандемией коронавирусной инфекции, повышение стоимости оборудования и материалов, проблемы с мировой логистикой заставляют операторов с осторожностью подходить к новым проектам обустройства морских месторождений. На повестке дня острее встает вопрос эффективности капитальных затрат. Операторы заинтересованы в снижении затрат и повышении эффективности строительных работ.

В отчёте [1] компании McKinsey отмечено, что в среднем в проекте срок строительно-монтажных работ увеличивается на 20 %, при этом бюджет возрастает на 80 %.

О дополнительных тратах говорится в статьях РБК, в которых отмечены ежегодные затраты на бумажный документооборот до 10 % от бюджета проекта. Для мегапроекта, которым является сооружение морской платформы, это колоссальные расходы.

Одним из инструментов снижения перерасхода средств становятся цифровые технологии, которым в последние годы в нашей стране уделяется всё больше внимания. Группа компаний Бимэйстер является одним из отечественных разработчиков программного обеспечения (ПО) для цифровизации нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла объекта капитального

строительства, которым является морская платформа. В настоящее время авторы ведут разработку ПО для перехода к цифре на строительной площадке. Чтобы доказать эффективность разрабатываемого авторами ПО, решено эмпирически обосновать ожидаемый уровень автоматизации на примере заполнения строительных журналов, которые ведутся на каждом строительном проекте, в том числе на морской платформе. В результате анализа действующих нормативов по ведению строительных журналов, актов освидетельствования скрытых работ (АОСР), а также предписаний строительного контроля составлены принципиальная

схема и правила формирования строительных журналов в электронном виде. Результаты исследования отмечают двукратное в потенциале сокращение трудоёмкости ведения строительных журналов.

Дополнительно рассмотрены вопросы, которые влияют на достижение полученного уровня снижения трудоёмкости. Им стоит уделять повышенное внимание на этапе подготовки, чтобы дальнейшая цифровизация процессов привела к успеху и не свелась к убыточному проекту.

В 2022 г. опубликован стандарт – ГОСТ Р 70108-2022 «Документация исполнительная. Ведение и формирование в электронном виде», – который

устанавливает требования к формированию и ведению исполнительной документации (в том числе журналы учёта выполнения работ) в электронном виде при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов капитального строительства. Стандарт не отражает правила ведения и формирования строительных журналов, не регламентирует работу электронного журнала авторского надзора. Требуется инициировать формирование новых или внесение изменений в существующие нормативные документы для соблюдения государственных норм и правил в части ведения журналов авторского надзора, графика работ и др.

Оценка потенциала автоматизации

Среди действующих нормативных актов и государственных стандартов нет документа, в котором представлены правила или единая схема заполнения журналов и порядок переноса данных между ними. Отдельные стандарты описывают порядок ведения одного журнала и лишь ссылки на смежные стандарты. Для составления единой схемы провели анализ документов, представленных ниже.

Документы

- Общий журнал работ (ОЖР) [2];
- Журнал авторского надзора (ЖАН) [3];

Таблица 1

Поля для заполнения

Документ	Поля для заполнения		
	Всего	Первичный ввод данных	Перенос данных из других документов
Общий журнал работ	146	18	128
Журнал авторского надзора	39	7	32
Журнал входного контроля	16	7	9
Акт освидетельствования скрытых работ	61	3	58
Предписание	25	4	21
Акт об устранении нарушений	14	3	11
Журнал сварочных работ	45	9	36
Журнал бетонных работ	36	9	27
Акт оценки прочности монолитных конструкций	60	36	24
Журнал антикоррозионной защиты сварных соединений	35	9	26
Журнал монтажа строительных конструкций	40	7	33
ИТОГО	517	112	405
Итого, %	100	22	78

- Журнал входного контроля [4];
- Акт освидетельствования скрытых работ (АОСР) [5];
- Форма предписания строительного контроля;
- Акт об устранении нарушений;
- Журнал сварочных работ [6];
- Журнал бетонных работ [6];
- Акт оценки прочности монолитных конструкций [6];
- Журнал антикоррозионной защиты сварных соединений [6];
- Журнал монтажа строительных конструкций [6].

Первоисточники

- Типовой договор подряда;
- Свидетельство о государственной регистрации юридического лица;
- Разрешение на строительство;
- Положительное заключение экспертизы проектной документации;

- типовые технические условия на подключение к сетям;
- приказы о назначении уполномоченных представителей.

Анализ показал большое число дублирования данных в разных документах. Так, например, для заполнения титульного листа общего журнала работ из Разрешения на строительство берутся наименование объекта, его адрес и вид работ; из договоров подряда берутся данные о юридических лицах участников; из приказов уполномоченных лиц в ОЖР переносятся данные привлекаемых специалистов и т.д. Аналогично поступают и с АОСР, ЖАН и другими документами. Для понимания объёма ручного заполнения в табл. 1 приведены количественные показатели полей (граф или столбцов для заполнения) по каждому документу.

Первичный анализ показал, что только четверть граф заполняются специалистами впервые. Остальные три четверти полей – это дублирование или перенос значений из журнала в журнал. Таким образом, можно говорить о более чем четырёхкратном потенциале уменьшения объема работы при автоматизации ведения строительных журналов. Также стоит учесть, что число граф не отражает количество возможных записей, которых будет в сотни раз больше самих граф, а значит, реальная трудоёмкость может уменьшиться ещё больше.

Дополнительно проанализированы возможности достижения указанного потенциала с помощью функциональных возможностей информационной системы Vimeister. В этой системе для каждого электронного документа создаётся

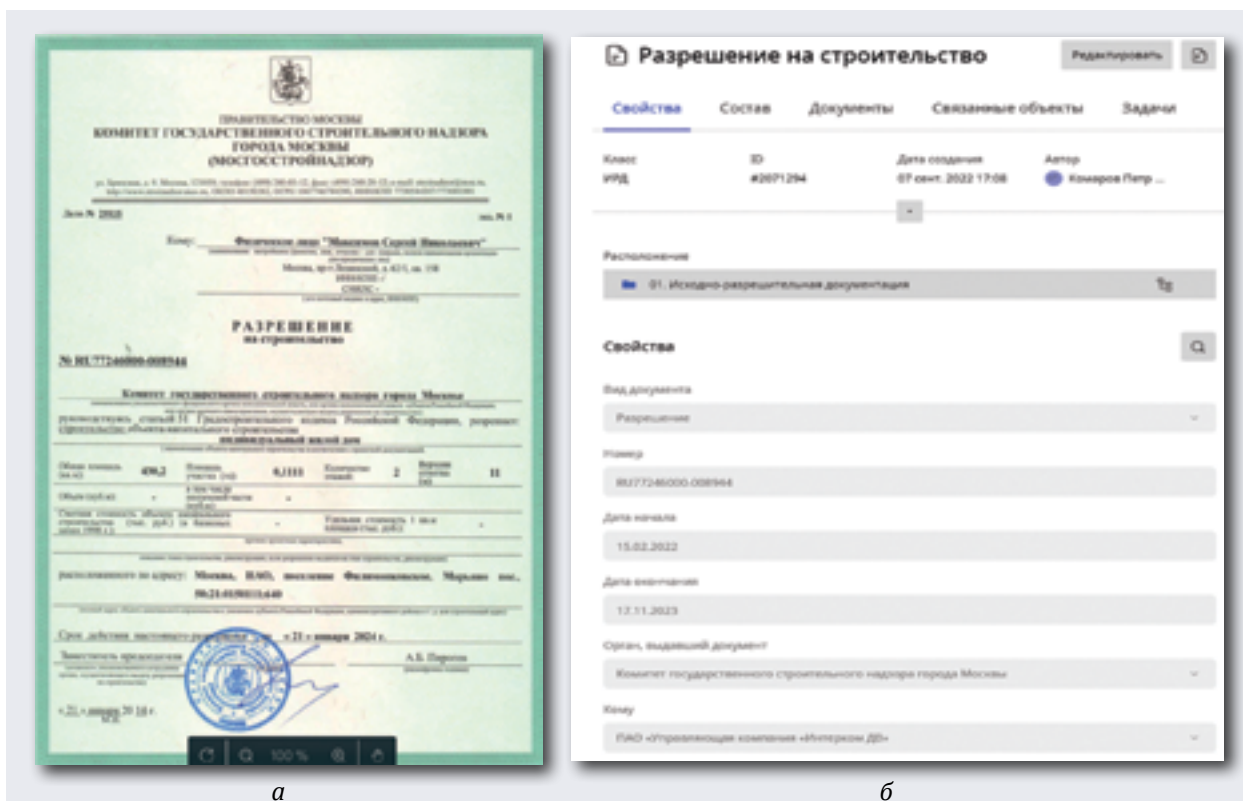


Рис. 1. Разрешение на строительство: а – исходный формат; б – электронная карточка

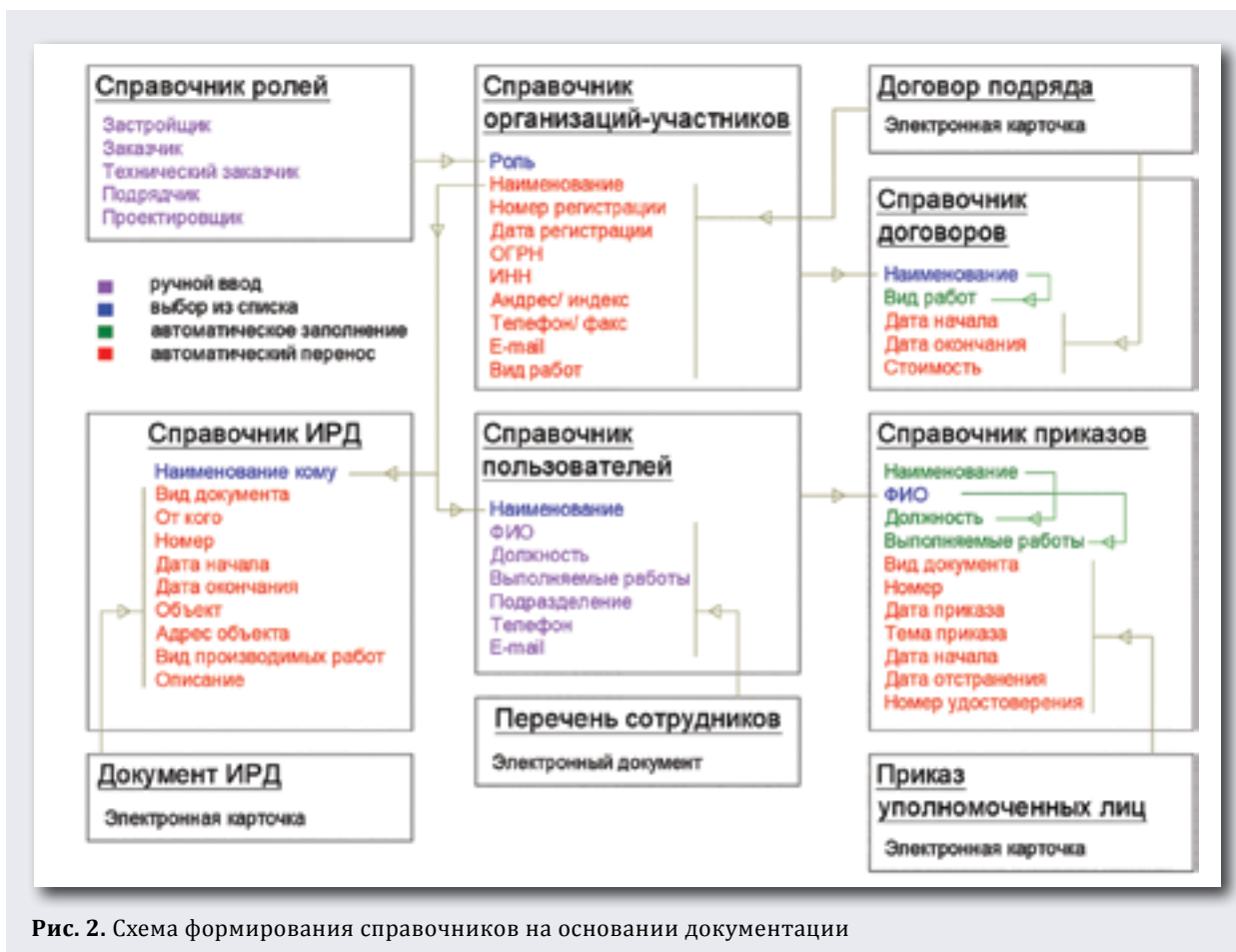


Рис. 2. Схема формирования справочников на основании документации

электронная карточка с определённым набором атрибутов (свойств). Вводимые в поля значения формируют справочники. Также для заполнения атрибутов в карточке могут использоваться значения из предварительно созданных справочников и классификаторов, принятых в компании или для отдельного проекта. На рис. 1 представлен пример Разрешения на строительство и его электронная карточка. На рис. 2 показан принцип формирования справочников в системе. Такой способ позволяет защитить пользователей системы от ошибок при вводе, выстроить четкую связь данных, проследить их перемещение, настроить массовое изменение и обеспечить своевременную трансляцию

Группа компаний Бимэйстер является одним из ответственных разработчиков программного обеспечения (ПО) для цифровизации нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла объекта капитального строительства, которым является морская платформа.

вводимых данных, а также сократить объём ввода данных. На примере формирования справочников (см. рис. 2) видно, что в справочнике приказов пользователь выбирает ФИО сотрудника, а наименование компании, его должность и выполняемые им работы заполняются автоматически из справочника пользователей, тот же подход и к данным из

электронной карточки приказа уполномоченных лиц.

Справочники представляют собой объёмные таблицы с множеством столбцов и строк. Однако в отдельных случаях достаточно более простых – плоских справочников, в которых имеется один столбец со множеством строк.

Учитывая указанный принцип формирования докумен-

тации в системе на основании справочников, определены способы заполнения граф журналов, актов и предписания (табл. 2).

Представленные в табл. 2 количественные значения полей по каждому типу говорят о сокращении на 57 % участия человека в формировании журналов и уменьшении на 21 % (108 полей) трудоёмкости при заполнении, и лишь 21 % (106 полей) остаётся для ручного заполнения.

Описанные принципы формирования журналов позволят сократить число ошибок при заполнении, повысить контроль сроков выполнения работ, уменьшить трудозатраты и, как следствие, приведут к сокращению затрат на строительство морской платформы.

Однако одна программа не обеспечит должного уровня сокращения затрат. Для комплексной цифровизации этапов строительства морских платформ должны быть под-

готовлены сотрудники и смежные программные системы. Для этого рассмотрим вопросы, которые непосредственно влияют на успешную трансформацию проектов в цифру.

Ключевая проблема автоматизации в стандартизации

Особенность реализации строительных проектов в России

Таблица 2

Состав и типы полей

Документ	Поля для заполнения					
	Всего	Ручной ввод	Ввод не требуется	Автоматическое дублирование	Данные выбираются из других документов	Автоматическое заполнение
Общий журнал работ	146	12	6	26	22	80
Журнал авторского надзора	39	7	-	2	8	22
Журнал входного контроля	16	7	-	2	3	4
Акт освидетельствования скрытых работ	61	3	-	9	11	38
Предписание	25	4	-	9	3	9
Акт об устранении нарушений	14	3	-	3	4	4
Журнал сварочных работ	45	9	-	-	15	21
Журнал бетонных работ	36	9	-	8	7	12
Акт оценки прочности монолитных конструкций, их 4 шт.	60	36	-	-	8	16
Журнал антикоррозионной защиты сварных соединений	35	9	-	-	15	11
Журнал монтажа строительных конструкций	40	7	-	-	12	21
ИТОГО:	517	106	6	59	108	238
Итого, %	100	21	1	11	21	46

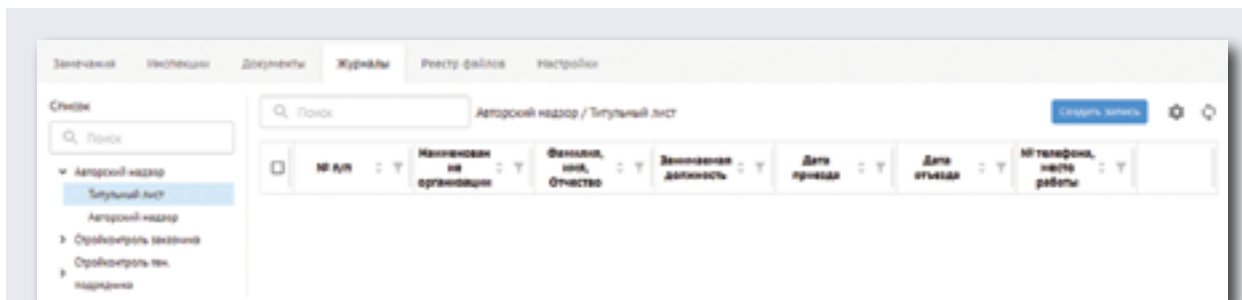


Рис. 3. Титульный лист электронного журнала авторского надзора

ЖУРНАЛ АВТОРСКОГО НАДЗОРА ЗА СТРОИТЕЛЬСТВОМ
(СП 11-110-99, приложение А)

ПЕРЕЧЕНЬ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Наименование объекта: Строительство котельной, расположенной по адресу: г. Санкт-

Адрес объекта строительства: г. Санкт-Петербург, 12

Заказчик: ПАО «Газпром» 190136, г. Санкт-Петербург

Проектировщик: ООО «Проектинженер» 197162, г. Санкт-П.

Исполнитель работ (генеральный подрядчик, подрядчик) ООО «Генподрядчик»

Исполнители отдельных видов работ (субподрядчики):

- Земляные работы – ООО «Подрядчик»
- Устройство асфальта – ООО «Подрядчик»
- Устройство монтажных железобетонных конструкций – ООО «Подрядчик»
- Монтаж строительных конструкций – ООО «Подрядчик»
- Монтаж дверей и оконных проемов – ООО «Подрядчик»

СПИСОК СПЕЦИАЛИСТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ АВТОРСКИЙ НАДЗОР

Фамилия, имя, отчество	Проспектная организация, должность, № телефона	Вид работы, по которой осуществляется авторский надзор	Дата и № документа о полномочиях по проведению авторского надзора
1	2	3	4
<u>Варков Александр Валерьевич</u>	<u>ООО «Проектинженер»; ГАИ: (812) 793-33-27</u>	<u>ВС-851СВБ ДС-851СВБ/2 851СВБ/2-ЭМ, ИВ ГП</u>	
<u>Защипин Артем Владимирович</u>	<u>ООО «Проектинженер»; ГАИ: (812) 793-33-27</u>	<u>ВС-851СВБ ДС-851СВБ/2 851СВБ/2-ИВК, И ГМ, ВС-851СВБ 851СВБ/2-ГСБ, И ГСБ, ДС-851СВБ 851СВБ/2-ЭМ, ИВ СС, ВС-851СВБ 851СВБ/2-А, ИС-4</u>	

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ ЛИСТ ПОСЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА СПЕЦИАЛИСТАМИ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМИ АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА СТРОИТЕЛЬСТВОМ

Наименование организации	Фамилия, имя, отчество	Дата		Подпись представителя заказчика
		приезда	отъезда	
1	2	3	4	5
<u>ООО «Проектинженер»</u>	<u>Варков Александр Валерьевич</u>	<u>01.04.2016</u>	<u>01.04.2016</u>	
<u>ООО «Проектинженер»</u>	<u>Варков Александр Валерьевич</u>	<u>24.04.2016</u>	<u>24.04.2016</u>	

Рис. 4. Титульный лист ЖАН

состоит в том, что многие правила и формы ведения документации (журналы, акты, КС и др.) закреплены в нормативных актах, сводах правил и стандартах, а отступление от них означает нарушение закона. Это одна из ключевых причин скепсиса в отношении применения в России технологий информационного моделирования и систем на их основе.

Другой причиной подобного отношения является значительное отступление от действующих правил и норм при

Для комплексной цифровизации этапов строительства морских платформ должны быть подготовлены сотрудники и смежные программные системы.

автоматизации строительной отрасли. ИТ-компании разрабатывают цифровые системы с упором на продукт (ИТ-ландшафт), а не на пользователей.

Вследствие этого игнорируются традиционные формы документов, регламентированные действующим законодательством, и предлагаются

1	2	3	4	5	6	7	8			10
							9	9	9	
Марка	Шифр РД	Изм. №	Название документа	Ответственный за проектирование	Изм.	Статус	№ письма	Маклодная	Дата	
ОС	МС-110419-АО-ОС		Стройгенплан на подготовительный период	АО "Проектпром"	0	пр	№05772/11-3		10.11.2020	
ОС	МС-110419-АО-ОС1		Стройгенплан на основной период	АО "Проектпром"	0	пр	№05282/10-3		19.10.2020	
ОС	МС-110419-АО-ОС3		Стройгенплан на прокладку и подключение сетей	АО "Проектпром"						
***	Конструктивные решения				***	***	***	***	***	
КЖ	МС-110419-АО-КЖ01	111304	Конструктивные решения. Коллван	ООО "Аглас-Т"	0	ан		№1186	13.05.2020	
КЖ	МС-110419-АО-КЖ01	111535	Конструктивные решения. Коллван	ООО "Аглас-Т"	1	ан				
КЖ	МС-110419-АО-КЖ01	111535	Конструктивные решения. Коллван	ООО "Аглас-Т"	2	ан				
КЖ	МС-110419-АО-КЖ01	111535	Конструктивные решения. Коллван	ООО "Аглас-Т"	3	пр		№1303 №2928 №0429	25.05.2020 07.10.2020 11.12.2020	
***	Основные комплекты рабочей документации марки КЖ				***	***	***	***	***	
КЖ	МС-110419-АО-КЖ02	111308	Конструкции железобетонные. Фундаментная плита	АО "Проектпром"	0	ан		№1190	13.05.2020	
КЖ	МС-110419-АО-КЖ02	111713	Конструкции железобетонные. Фундаментная плита	АО "Проектпром"	1	ан				
КЖ	МС-110419-АО-КЖ02	111713	Конструкции железобетонные. Фундаментная плита	АО "Проектпром"	2	ан		№1514 №2933	10.06.2020 08.10.2020	
КЖ	МС-110419-АО-КЖ02	111713	Конструкции железобетонные. Фундаментная плита	АО "Проектпром"	3	пр		№749	02.04.2021	
ДР	МНС-110419-АО-ДР	112324	Пристенный дренаж	АО "Проектпром"	0	ан		№1900	09.07.2020	
ДР	МНС-110419-АО-ДР	115228	Пристенный дренаж	АО "Проектпром"	1	ан		№237	04.02.2021	

Рис. 5. Пример реестра рабочей документации в программе Excel

Особенность реализации строительных проектов в России состоит в том, что многие правила и формы ведения документации (журналы, акты, КС и др.) закреплены в нормативных актах, сводах правил и стандартах, а отступление от них означает нарушение закона.

упрощенные формы в виде таблиц для заполнения. На рис. 3 представлена форма электронного журнала в системе EXON модуль «Exon.Стройконтроль» [7], на рис. 4 – традиционный титульный лист журнала авторского надзора.

Электронные формы не учитывают группировку полей по разделам, не все поля отражаются в системе, а лишь минимально необходимые без учета требования ГОСТ Р 70108-2022 «Документация исполнитель-

ная. Формирование и ведение в электронном виде», в которых сказано, что формы и порядок ведения документации в электронном виде должны соответствовать формам и порядку ведения документации в традиционном бумажном виде.

Как видим, фокус информационной системы смещён в сторону самой системы, работы её компонентов, а не в сторону удобства пользователей. Переход к новым формам сле-

дует проводить плавно, внося шаг за шагом новые правила и упрощая форму. Именно такой подход авторы используют в решениях, разрабатываемых ГК БимэЙстер.

Опасения старожилов

Иногда ответственные за заполнение журнала специалисты (довольно возрастные [8]) не воспринимают электронный журнал как эквивалент бумажного, понимая строгость проверки документов. Они наблюдают и контролируют заполнение, поскольку уверены, что документы и подписи не исчезнут из-за сбоя работы системы или сервера и что у них есть возможность заполнить журнал в удобное время. Их потребности и опасения – результат многолетней работы на

технически сложных и опасных объектах, которыми выступают морские платформы.

Такие прецеденты возможны и при утомлённости/невнимательности; тем не менее следует понимать, что любая ошибка может стать причиной аварийной ситуации.

Согласно ст. 55.5-1 Градостроительного кодекса РФ к ведению отчётной документации допускаются лица, состоящие в Национальном реестре специалистов (НРС). Для строителей – это НРС НОСТРОЙ (Национальное объединение строителей), а для проектировщиков – это НРС НОПРИЗ (Национальное объединение изыскателей и проектировщиков). Для включения в реестр необходим опыт работы по направлению не менее 10 лет. При этом, по данным [8], в 2019 г. средний возраст специалистов из реестра НРС 48 лет; специалистов в возрасте до 50 лет – 58 %, в возрасте от 50 до 60 лет – 24 % и свыше 60 лет – 18 %.

Стоит отметить, что ответственные лица понимают необходимость использования современных инструментов, позволяющих оптимизировать и автоматизировать их работу, уменьшив ручную обработку информации и документов. Это понимают и органы стандартизации, и Правительство Российской Федерации, вводя соответствующие нормативные акты: ПП от 05.03.2021 г. № 331.; ПП от 15.09.2021 г. № 1431; СП 333.1325800.2020 и др. Указанные документы не отменяют действующие правила и формы ведения отчетной документации, но допускают их ведение в электронном виде, что способствует снижению скепсиса по отношению к технологиям информационного моделирования (ТИМ), но не исключает его полностью.

Применение информационных систем во время строи-

тельства морской платформы в большинстве случаев сводится к использованию программ Microsoft Office, реже программ для просмотра 3D-моделей объектов и построения графиков работ. Распространено ведение ПД, РД, ИД и других реестров и перечней в виде таблиц в Excel (рис. 5), где отражаются сроки передачи, номера писем, ревизий документации и другие данные. Для шельфовых сооружений разрабатываются тысячи документов различного назначения и сложности. С учётом вносимых во время строительства изменений количество документов может возрасти до нескольких десятков тысяч документов.

Такой способ помогает вести различные реестры и перечни для простых операций отслеживания состояния документа и истории его перемещения между участниками, но не позволяет проводить сложные операции: вести учёт замечаний к документации и состоянию их закрытия, связывать несколько реестров между собой, выгружать оперативные отчёты и др. К тому же подобная форма ведётся вручную, ограничиваясь лишь незначительной автоматизацией за счёт использования математических формул.

Если вести реестры или перечни, содержащие тысячи записей, подобным способом сложно и трудоёмко, то вести строительные журналы, где каждый документ значитель-

но отличается от других, где заполнение одной графы зависит от значений в нескольких графах других документов, не представляется возможным. Здесь простой, хоть и надежный, инструмент ведения документации в табличном виде непригоден, поскольку у него нет необходимого функционала.

Подобный функционал имеется в продуктах ГК «Бимэйтек», которые позволяют осуществлять просмотр 3D-моделей и графика работ, в том числе настраивать связь между ними и документами в электронном архиве. Стоит отметить, что обычно для этого используется несколько программ разных компаний-разработчиков.

Перспективы коренных изменений

Полученные выше показатели отражают лишь уровень возможной автоматизации при соответствующей настройке ПО, что является частью общей работы, направленной на цифровизацию строительной отрасли. Основная часть изменений будет осуществляться после, по мере накопления опыта и данных, так называемых «бигдаты» (BigData). Коренным образом изменить традиционные подходы в строительстве морских платформ поможет анализ BigData, для которо-

Переход к новым формам следует проводить плавно, внося шаг за шагом новые правила и упрощая форму. Именно такой подход авторы используют в решениях, разрабатываемых ГК Бимэйтек.

Для шельфовых сооружений разрабатываются тысячи документов различного назначения и сложности. С учётом вносимых во время строительства изменений количество документов может возрасти до нескольких десятков тысяч документов.

го необходимо накопить эти данные, а это одна из задач информационных систем – накапливать достоверную и полную информацию. Именно полная и достоверная информация/данные позволят получить корректные результаты анализа, которые лягут в основу коренных изменений не только в строительстве, но и в проектировании морских нефтегазовых сооружений.

Выводы

1. Использование при строительстве морских платформ строительных журналов в электронном виде позволит сократить трудозатраты специалистов на 60 % и более.

2. Новые цифровые решения должны развиваться эволюционно, а не революционно, т.е. иметь минимальные отличия от действующих правил на начальном этапе внедрения и постепенно, а не полностью менять их.

3. Функциональность программных продуктов следует разрабатывать с фокусом на пользователей и упрощение их работы с учётом особенностей строительства морских нефтегазовых сооружений.

4. Перед выбором компании-разработчика программных продуктов важно удостовериться в наличии должных компетенций в области стро-

ительства морских нефтегазовых сооружений.

5. Накопление полных и достоверных данных для анализа поможет сделать корректные выводы и сформулировать новые предложения для улучшения строительства шельфовых сооружений.

6. Требуется изменение действующих и/или разработка новых нормативных актов, касающихся ведения строительных журналов (всех возможных видов работ), графиков выполнения работ и др. Нормативные акты должны отражать графическое представление, правила ведения, формирования и передачи информации, взаимодействие с другими документами. Такой подход позволит сформировать единые и универсальные правила для всей отрасли и всех участников.

Существующие условия определяют поиск новых способов экономии, уменьшения расходов на строительном проекте. Цифровые решения могут стать новыми инструментами для достижения этой цели. Приведённый пример ведения строительных журналов в электронном виде это доказывает. Использовать этот инструмент нужно осознанно, точно понимая, какую ценность он несёт не только для отдельного сотрудника, но и всего проекта сооружения морской платформы. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. The next normal in construction. How disruption is reshaping the world's largest ecosystem. McKinsey & Company. June 2020. – URL: <https://www.mckinsey.com/> (дата обращения 17.08.2022).
2. Об утверждении и введении в действие Порядка ведения общего и (или) специального журнала учёта выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства: Федеральный закон от 12.01.2007 г. № 7.
3. СП 246.1325800.2016 Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200133993> (дата обращения 12.08.2022).
4. ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля. – URL: <https://pravovoi.center/wp-content/uploads/2019/08/4293773316.pdf> (дата обращения 14.08.2022).
5. РД 11-02-2006 Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения. (Актуальная версия от 09.11.2017 г., приказ № 470).
6. Р-ССК-04-2016 Рекомендации о порядке ведения специальных журналов учёта выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства. (Актуальная версия по состоянию на 01.10.2018 г.).
7. Официальный сайт Exon. Облачная платформа для автоматизации и управления строительными процессами. – URL: <https://exonproject.ru/> (дата обращения 22.08.2022).
8. Средний возраст специалистов НРС по организации строительства составляет 48 лет // Правда о СРО. – URL: <https://pravdaosro.ru/news/sredniy-vozrast-specialistov-nrs-po-o/> (дата обращения 21.08.2022).





РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+





МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР

УДК 3.98.061.3

СЫРЬЕВАЯ БАЗА И РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ АКВАТОРИИ

А.В. Лобусев, д-р геол.-минер. наук, профессор,

А.Н. Гумерова,

М.А. Лобусев, д-р геол.-минер. наук, профессор,

А.В. Бочкарев, д-р геол.-минер. наук, профессор,

Ю.А. Антипова, канд. техн. наук, доцент

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

E-mail: gumerova.a@gubkin.ru

Ключевые слова: сырьевая база; природный газ; кластер; сжиженный газ; трубопроводный транспорт; этапы освоения; п-ов Ямал; п-ов Гыдан; акватория; Карское море.

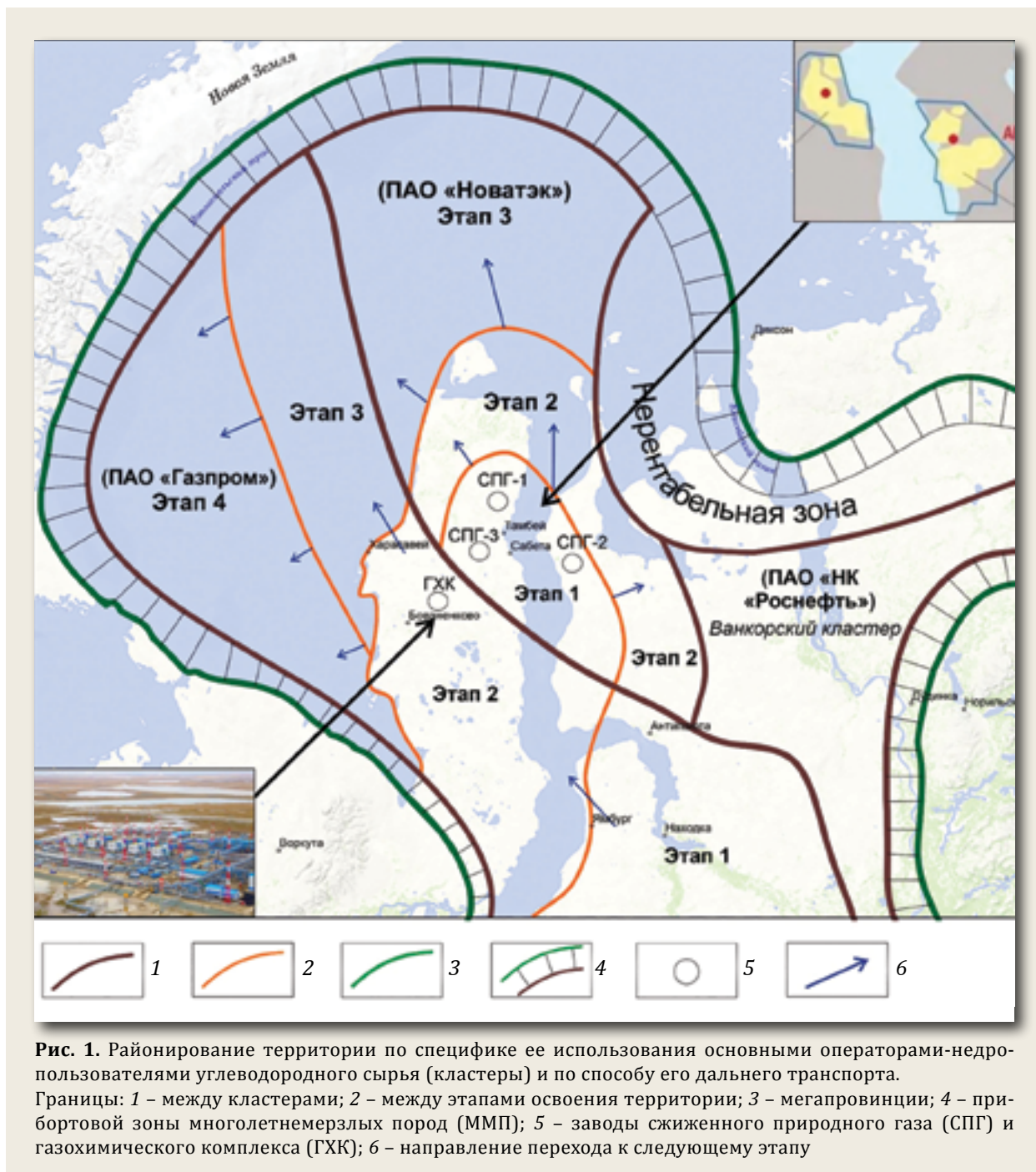
Аннотация. Сложившаяся сырьевая база рассмотрена с точки зрения обеспечения основных направлений хозяйственной деятельности п-ова Ямал и окружающих его акваторий Карского моря и Обской губы арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (НГМП). Для надежной и долговременной работы созданного в конце прошлого века комплекса трубопроводного дальнего транспорта выделен кластер I и для интенсивного функционирования весьма актуального и востребованного за последнее десятилетие газохимического комплекса по переработке сжиженного природного газа (СПГ) – кластер II. При формировании профильных центров добычи и этапов освоения каждого кластера важнейшей задачей является обеспечение их долгосрочной сырьевой базой за счет действующих и открытия новых газовых и газоконденсатных месторождений в неосвоенных труднодоступных и слабоизученных северо-западных районах арктического сектора Западно-Сибирской НГМП.

Арктическая газоносная провинция Западной Сибири – регион, в котором геолого-разведочные работы являются важнейшим направлением обеспечения сырьевой базой интенсивно развивающихся газодобывающей, газоперерабатывающей, газотранспортной и газохимической отраслей промышленности. К приоритетным задачам развития газового комплекса относится фор-

мирование в пределах Карско-Ямальского региона профильных центров добычи газа, обеспечивающих дальний транспорт газа для внутренних нужд и экспортных поставок (кластер I), а также газохимических комплексов, поставляющих природный газ, конденсат, СПГ и продукты их переработки по Северному морскому пути в страны Азиатского региона и Европу (кластер II) (рис. 1).

Общие показатели сырьевой базы газовой промышленности территории

В пределах п-ова Ямал и акваторий Карского моря и Обской губы (Карско-Ямальский регион) наблюдается интенсивный рост годовой добычи газа: с 7,9 млрд м³ в 2011 г. (начало добычи) до 175 млрд м³ в 2020 г.



с увеличением добычи до 360 млрд м³ в 2030 г. На начало 2022 г. в пределах Карско-Ямального региона установлены преимущественная газоносность территории исследования по числу месторождений (28, или 67 %) (табл. 1) и исключительная газоносность по запасам (98,2 %) [1, 2].

На крупнейшие месторождения (супергиганты + уникальные по запасам газа) региона (всего 17, табл. 2) приходится 25 трлн м³, или 81,5 % общих запасов газа. Сырьевая база этой категории месторождений определяет прошлую, текущую и будущую добычу газа в регионе.

Из 42 месторождений в Карско-Ямальском регионе восемь месторождений-супергигантов и девять с уникальными запасами (рис. 2, см. табл. 1, 2). На суше выявлено девять месторождений этих категорий, в акватории моря и губ – восемь, из которых только одно – супергигант (Ленинградское газо-

Таблица 1

Общее число месторождений региона по фазовому состоянию, ведущему комплексу отложений и кластерам

Месторождения	Число месторождений	Ведущий комплекс отложений		Число открытых месторождений	
		Кластер I	Кластер II	Кластер I	Кластер II
Газовые	11	K ₁ , K ₂ , J ₂ , J ₃	K ₁ , K ₂ , J ₂	8	3
Газоконденсатные	17	K ₁ , K ₂ , J ₂	K ₁ , K ₂ , J ₁ , J ₂	11	6
Нефтегазоконденсатные	13	K ₁ , K ₂ , J ₂ , J ₁ , Pz	K ₁ , J ₂	11	2
Нефтегазовые	1	K ₁ , K ₂ , J ₁ , J ₂	-	1	0
Всего	42			31	11

Таблица 2

Месторождения Карско-Ямального региона

Территории	Всего	Супер-гиганты, ≥ 1 трлн м ³	Уникальные, ≥ 300 млрд м ³	Крупные, 30-300 млрд м ³	Средние, 5-30 млрд м ³	Мелкие и очень мелкие
Акватория моря и губ	12	1	7	4	0	0
Материковая часть	30	7	2	13	5	3
Всего	42	8	9	17	5	3
Кластер I	31	4	8	13	4	2
Кластер II	11	4	1	4	1	1

конденсатное месторождение) (см. рис. 1, табл. 2). Поиски, разведка и освоение месторождений в Карско-Ямальском регионе начаты на суше, где их явное большинство, открытие месторождений в акватории по ряду известных обстоятельств отстает.

Природный газ (27 трлн м³) в пределах Карско-Ямального региона (без месторождений Обь-Тазовского между-

речья) доминирует в сумме углеводородов (УВ). При этом не выявлено чисто нефтяных месторождений, а нефтяные скопления (в основном на юге рассматриваемого региона) на 14 нефтегазоконденсатных залежах присутствуют в виде мелких нефтяных оторочек. Объем нефти по сравнению с объемами газа составляет ничтожную долю в подгазовых зонах (1,8 %), самостоятельно-

го значения не представляет и поэтому далее не рассматривается (табл. 3).

В пределах акватории региона на начало 2022 г. открыто 12 месторождений с запасами газа 7,5 трлн м³. В акватории нет мелких и средних по запасам месторождений, только крупные, уникальные и супер-гиганты, крупность которых будет возрастать, что можно утверждать исходя из опыта

доразведки Ленинградского месторождения. В двадцатые годы нового столетия открыты месторождения имени маршала Жукова, имени маршала Рокоссовского, 75 лет Победы, Северо-Обское и другие.

Кроме того, ряд месторождений имеют продолжение в акваторию моря и губ (Салмановское, Харасавэйское, Крузенштернское и другие). На сухопутную часть Карско-Ямального региона приходится 17,8 трлн м³.

Сырьевая база природного газа в каждом кластере связана главным образом с сеноманскими, неокомскими и юрскими отложениями материковой части п-ова Ямал и западной части п-ова Гыдан, где уже создана основа развития отрасли в виде открытых месторождений с уникальными запасами, а также окружающей сушу акватории, с которой связано будущее газодобывающей отрасли региона (см. рис. 1, табл. 1).

Для решения стратегических инициатив России по кластерам I и II нужен гигантский по объему и надежный по освоению на дальнюю перспективу источник поступления газа. Таким источником являются недра юрско-мелового комплекса отложений Карско-Ямального региона, за счет которых формировались крупнейшие в мире месторождения газа (табл. 4) [2].

Кластер I (юго-западная часть рассматриваемой терри-

Таблица 3

Суммарные начальные извлекаемые запасы углеводородного сырья п-ова Ямал и прилегающей акватории, тыс. т у. т.

Месторождения	Запасы (А+В ₁ +В ₂ +С ₁ +С ₂ +добыча)		
	Газ	Конденсат	Нефть
Газовые	1 691 974	-	-
Газоконденсатные	11 659 044	497 696	-
Нефтегазоконденсатные	13 272 230	587 717	382 031
Нефтегазовые	421 949		130 023
Всего	27 045 197	1 085 413	512 054

Таблица 4

Запасы УВ по основным продуктивным комплексам отложений Карско-Ямального региона (выборка по 42 месторождениям), тыс. т у. т.

Ведущий комплекс отложений	Газ + конденсат	Конденсат	Нефть	Суммарное количество	В том числе	
					Кластер I	Кластер II
Всего по К ₂	11 643 806	88 060	1 370 239	13 102 105	3 595 008	9 507 097
Всего по К ₁	6 892 527	105 993	115 668	7 114 188	5 100 369	2 013 819
Всего по К	18 536 333	194 053	1 485 907	20 216 293	8 695 377	11 520 916
Всего по J ₃	1 223 291	4 081	60 986	1 288 358	-	1 288 358
Всего по J ₂	1 299 175	59 985	0	1 359 160	464 049	895 111
Всего по J ₁	9 411 251	4 347	104 028	9 519 626	73 846	9 445 780
Всего по J	11 933 717	68 413	165 014	12 167 144	537 895	11 629 249



Рис. 2. Схема пространственного размещения месторождений УВ (супергиганты и с уникальными запасами) кластеров I и II в Карско-Ямальском регионе Западной Сибири.

Запасы месторождений: 1 – супергиганты (свыше 1 трлн м³); 2 – уникальные (от 300 млрд м³ до 1 трлн м³); границы: 3 – мегапровинции; 4 – прибортовой зоны ММП; 5 – между кластерами; номера месторождений: 1 – имени маршала Рокоссовского, 2 – Победа, 3 – имени маршала Жукова, 4 – имени Динкова, 5 – Русановское, 6 – Ленинградское, 7 – Малыгинское, 8 – Харасавэйское, 9 – Крузенштернское, 10 – Бованенковское, 11 – Тамбейское, 12 – Южно-Тамбейское, 13 – Арктическое, 14 – Геофизическое, 15 – Северо-Каменномыское, 16 – Каменномыское-море, 17 – Северо-Обское, 18 – Салмановское (Утреннее)

время куст из длительно разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений (этап 1) и вводимых в эксплуатацию месторождений этапа 2. Кластер имеет длительный, более чем шестидесятилетний, период освоения, в течение которого было открыто 31 месторождение (см. табл. 1). На месторождениях этапа 1 разведаны запасы в количестве 31 трлн м³ (табл. 5). В составе кластера газовых супергигантов и месторождений с уникальными запасами газа числится десять месторождений. Всего начальные запасы по кластеру составляют более 44 трлн м³. При этом определяют добычу и дальний транспорт газа шесть месторождений-супергигантов (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Южно-Русское, Северо-Уренгойское и Медвежье), которые находятся в пределах Обь-Тазовского междуречья или этапа 1 освоения кластера, и четыре месторождения (Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, Ленинградское) – в пределах Карско-Ямальского сектора, этапы 2, 3 освоения кластера I (см. рис. 1).

Данный кластер обслуживают 31 месторождение различной крупности во всем диапазоне продуктивных отложений, включая палеозойскую залежь в коре выветривания на Новопортовском месторождении (см. табл. 1). В пределах кластера I преобладают запасы газа в меловых продуктивных пластах (95 %) (см. табл. 1, 4).

Месторождения этапа 1 вовлечены в разработку, и уже отобрано свыше 16 трлн м³. Остаточные запасы газа составляют меньше половины начальных (48 %), но, несмотря на значительный отбор газа, остаются наибольшими во всем регионе. Лидерство в добыче газа в

тории на рис. 2) – профильный центр добычи газа в арктическом регионе Западной Сибири по обеспечению ресурсной базой сложившегося и даль-

нейшего поддержания работы комплекса дальнего транспорта газа (ДТГ) для внутренних нужд и экспортных поставок УВ, осваивающий в настоящее

Таблица 5

Начальные и остаточные запасы крупнейших месторождений кластеров I и II

Кластер, этап	Начальные запасы газа, млн м ³	Добыча газа, млн м ³	Остаточные запасы газа, млн м ³
Кластер I			
1 этап*	31 083 574*	16 193 588*	14 889 986*
2 этап	9 490 893	607 196	8 883 697
3 этап	3 655 802	0	3 655 802
4 этап	-	-	-
Всего по кластеру I	44 230 269	16 800 784	27 429 485
Кластер II			
1 этап	8 884 887	71 791	8 813 096
2 этап	2 524 416	100	2 524 316
3 этап	513 696	0	513 696
Всего по кластеру II	11 922 999	71 891	11 851 108
Всего по кластерам I + II	56 153 268	16 872 675	39 280 593
*Обь-Тазовское междуречье			

Таблица 6

Структура запасов газа и классификационные признаки месторождений Карско-Ямального региона, млн м³

Географическое положение	Запасы			Месторождения	
	АВ ₁ В ₂ С ₁	С ₂	Итого	в разведке (в консервации)	в разработке
Кластер II	4 566 754	7 741 588	12 308 342	12 308 342	0
Кластер I*	10 667 871	3 391 061	14 058 932	9 369 383	4 689 549
Всего	15 234 625	11 132 649	26 367 274	21 677 725	4 689 549
*Без учета этапа 1 освоения					

регионе постепенно переходит к месторождениям этапа 2 освоения кластера I (см. рис. 1), где освоено только 0,6 % начальных запасов месторождений (Бованенковское, Харасавэйское и др.). Продолжается разведка и доразведка, а так-

же консервация месторождений с общими запасами более 9 трлн м³ (табл. 6).

Начальные запасы газа этапа 2 9,5 трлн м³ вместе с остаточными запасами этапа 1 составляют в сумме 24,3 трлн м³. При текущей добыче из оста-

точных запасов газа по кластеру I прокачка по трубопроводам дальнего транспорта будет обеспечена более чем на 100 лет.

Извлеченные природные газы разрабатываемых месторождений этапов 1 и 2 освое-

ния с объемным содержанием этана более 3–4 % направляются под давлением в коридор магистральных газопроводов. С вводом в разработку месторождений этапа 2 освоения действуют магистральные газопроводы нового поколения с системой дожимных компрессорных станций. На данном этапе предусматриваются подготовка и ввод в эксплуатацию месторождений в акватории Обской губы и активное промышленное освоение запасов меловых залежей типа сушаморе. Ожидается расширение поисково-оценочных работ на открытом шельфе (этапы 3 и 4), с которым связано будущее газодобывающей отрасли региона (см. рис. 1, см. табл. 6) [3].

ются недра юрско-мелового комплекса отложений, за счет которых формировались уникальные по запасам месторождения газа [2,3]. Всего в пределах кластера II выявлено к настоящему времени 11 газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе четыре месторождения-супергиганта: Тамбейское (с запасами 5,5 трлн м³), Южно-Тамбейское (1,4 трлн м³), Салмановское (2 трлн м³), Малыгинское (2,2 трлн м³) (см. табл. 1, 2).

В 2010 г. Правительством РФ принят комплексный план по развитию производства СПГ в арктической части Западной Сибири. Реализация крупного проекта федерального значения по созданию масштабно-

цию легких УВ направляют под давлением в отдельные газопроводы коридора газопроводов газотранспортного звена или используют в качестве сырья на установках пиролиза газохимического звена. Продукты реакции после печей пиролиза разделяют на этилен и пропилен, подаваемые далее в качестве сырья на установки нефтехимического синтеза газохимического комплекса.

На суше добыча газа для масштабной деятельности ГХК, заводов СПГ, а также морских перевозок природного газа танкерами-газовозами (LNG Carrier) осуществляется пока только на Южно-Тамбейском месторождении. В дальнейшем будут подключаться другие месторождения кластера II, в пределах которого выявлено пять уникальных по запасам месторождений, в том числе четыре супергиганта, суммарные начальные запасы газа по которым составляют 11,6 трлн м³.

За счет значительных запасов категории С₂ в пределах акватории моря (более 3,8 трлн м³) и материковой части в среднеюрских и нижнемеловых отложениях (более 7,7 трлн м³) будет обеспечено дальнейшее приращение промышленных запасов газа в регионе для восполнения его растущей добычи. Высокие объемы запасов категории С₂, число разведываемых месторождений и наличие нераспределенного фонда (35 % запасов) – надежная основа длительного развития отрасли в пределах кластера II, где все открытые месторождения находятся на этапе разведки и доразведки (см. табл. 6). Последние открытия в пределах кластера – месторождения имени маршала Рокоссовского, 75 лет Победы, Северо-Обское и др. Основу сырьевой базы газа региона составляют юр-

Сырьевая база природного газа в каждом кластере связана главным образом с сеноманскими, неокомскими и юрскими отложениями материковой части п-ова Ямал и западной части п-ова Гыдан, где уже создана основа развития отрасли в виде открытых месторождений с уникальными запасами, а также окружающей сушу акватории, с которой связано будущее газодобывающей отрасли региона.

Кластер II. Для решения принципиально новой для региона стратегической инициативы России по кластеру II – интенсивного функционирования весьма актуального и востребованного за последнее десятилетие ГХК по переработке газа, конденсата и производства сжиженного природного газа (СПГ) – нужен гигантский по объему и надежный по освоению на дальнюю перспективу (более 100 лет) источник поступления газа. Таким источником газа и газоконденсата явля-

го кластера СПГ в северной половине п-овов Ямал и Гыдан поручена компании ПАО «НОВАТЭК».

Кластер II включает все звенья газохимического комплекса: газодобычу, газопереработку, газохимическое производство и газотранспорт. Этансодержащие углеводородные газы поступают на предприятия газоперерабатывающего звена, где газ подвергают фракционированию с разделением на метан, этан, пропан и широкую фракцию легких УВ. Этан, пропан и широкую фрак-

ские отложения, роль которых заметно возрастает по сравнению с отложениями кластера I [2, 3].

Поэтапное освоение кластера пребывает в начальной стадии и сводится к следующему (см. табл. 5).

Этап 1 освоения связан с действующими и строящимися газохимическими заводами на базе Тамбейской группы месторождений (см. рис. 1, 2). Построен и развивается не имеющий аналогов в мире экспортный порт Сабетта с грузооборотом 20–25 млн т/год, с развитием которого связывают новую эру судоходства по Северному морскому пути (СМП): круглогодичная эксплуатация этого хаба позволит решить главную «восточную» задачу проекта – обеспечить СПГ Азиатско-Тихоокеанский регион. Предусматривается ввод первых трех крупных газохимических комплексов «Ямал СПГ»: введены на полную мощность четыре линии «Ямал СПГ-1» (16,5 млн т/год), строится второй завод «Арктик СПГ-2» мощностью 19,8 млн т/год (ввод первой очереди в декабре 2023 г., второй очереди в 2024 г., третьей – в 2026 г.). Планируется строительство Обского ГХК (Арктический каскад) с вводом трех линий (1,6 млн т каждая) по собственной технологии производства СПГ. В проект вошли Верхнетуйское и Западно-Саяхинское месторождения на п-ове Ямал, затем к ним добавились Нейтинское и Арктическое месторождения.

Этап 2 освоения связывается с подключениями месторождений суши п-овов Ямал, Восточный Гыдан и акватории Обской губы (см. рис. 1). Предусматривается ввод в разработку Малыгинского месторождения и более мелких месторождений восточной (суша) части кластера.

В 2010 г. Правительством РФ принят комплексный план по развитию производства СПГ в арктической части Западной Сибири. Реализация крупного проекта федерального значения по созданию масштабного кластера СПГ в северной половине п-овов Ямал и Гыдан поручена компании ПАО «НОВАТЭК».

Этап 3 включает практически неизученную часть акватории Карского моря. На данную часть акватории моря значительные лицензионные территории закреплены за ПАО «Роснефть» (Восточно-Приноземельские лицензионные участки 1, 2, 3).

Все это дает основание утверждать, что сырьевая база газа п-ова Ямал и прилегающей акватории (кластер II) позволит выполнить в полном объеме крупнейший мегапроект современной России по развитию ГХК в арктической части Западной Сибири, обеспечивающий транспорт СПГ по СМП в различные регионы мира.

Таким образом, газохимический кластер обеспечит оптимальное использование извлеченного природного газа и комплексное экономическое развитие нескольких регионов.

Выводы

Геолого-ресурсный анализ позволяет дифференцировать использование газосырьевой базы Ямало-Карского региона по основным направлениям хозяйственной деятельности потребителей газа: кластер I по обеспечению надежной и долговременной работы комплекса трубопроводного дальнего транспорта и кластер II по эффективному функциони-

рованию исключительно востребованного газохимического комплекса по переработке газа, производству СПГ и дальнейшему транспорту их продукции по Северному морскому пути.

При формировании профильных центров добычи и этапов освоения каждого кластера важнейшей задачей является обеспечение их долгосрочной сырьевой базой за счет действующих и открытия новых газовых и газоконденсатных месторождений в неосвоенных труднодоступных и слабоизученных северо-западных районах арктического сектора Западно-Сибирской НГМП. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Критерии выделения Арктической газоносной провинции на севере Западно-Сибирского мегабассейна / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев [и др.] // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2022. – № 2. – С. 40–56.
2. Скоробогатов В.А., Ростовцев В.А. Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1983. – № 11. – С. 15–19.
3. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики // А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов. – Тюмень: ООО «МНП «ГЕОДАТА». – 2020. – 464 с.

УДК 504.53

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПОЧВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

М.А. Митрофанова, главный специалист,
ООО «Газпром морские проекты»;

И.И. Косинова, профессор, д-р геол.- минер. наук
ФГБОУ ВО «Воронежский государственный университет»
E-mail: m.mitrofanova@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: почвы; арктическая зона; Уренгойское НГКМ; методика оценки эколого-ресурсного потенциала почв; экологическое состояние.

Аннотация. Современная законодательная база в отношении охраны почвенного покрова регламентирует сохранение плодородного слоя, наличие которого в арктической зоне зачастую не устанавливается общепринятым нормированием для всех типов почв. Уникальность почвенного покрова в арктической зоне, заключающаяся, прежде всего, в его высокой восприимчивости к негативным воздействиям, низкой способности к самовосстановлению, требует разработки новых методических подходов к оценке состояния почв для принятия дальнейших проектных решений по их использованию в ходе намечаемой хозяйственной деятельности. Предложена новая методика оценки почв как элемента воспроизводства природных экосистем в арктической зоне. Задача этой методики – выявление участков с наибольшим эколого-ресурсным потенциалом почв путем выбора разновесомых количественных показателей и дальнейшей интегральной оценки.

Как известно, одним из важнейших видов работ при инженерно-экологических изысканиях (ИЭИ) является изучение почвенного покрова для выявления всех преобладающих и сопутствующих на участке изысканий типов почв, их пространственного распределения, структурных особенностей, оценки плодородия и пригодности для рекультивации.

На сегодняшний день законодательная база (ст. 13 Земельного кодекса РФ «Содержание охраны земель», Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель», СП 45.13330.2017 «Земляные сооружения, основания и фундаменты») регулирует, в первую очередь, сохранение плодородного слоя почв.

При анализе результатов инженерно-экологических изысканий, проведенных в разные годы на территории участков обустройства Уренгойского НГКМ, относящегося к арктической зоне РФ, чаще всего делается вывод о неплодородии почв данного региона, поэтому дальнейшие проектные решения зачастую не предусматривают мероприятий по охране и сохранению таких уникальных почв.

Таким образом, оценка таких почв только сопоставлением с нормативами, принятыми для всех типов почв, является, на взгляд авторов, недостаточной. Предлагается новый биоцентрический методический подход к изучению почв как элемента воспроизводства природных экосистем в арктической зоне.

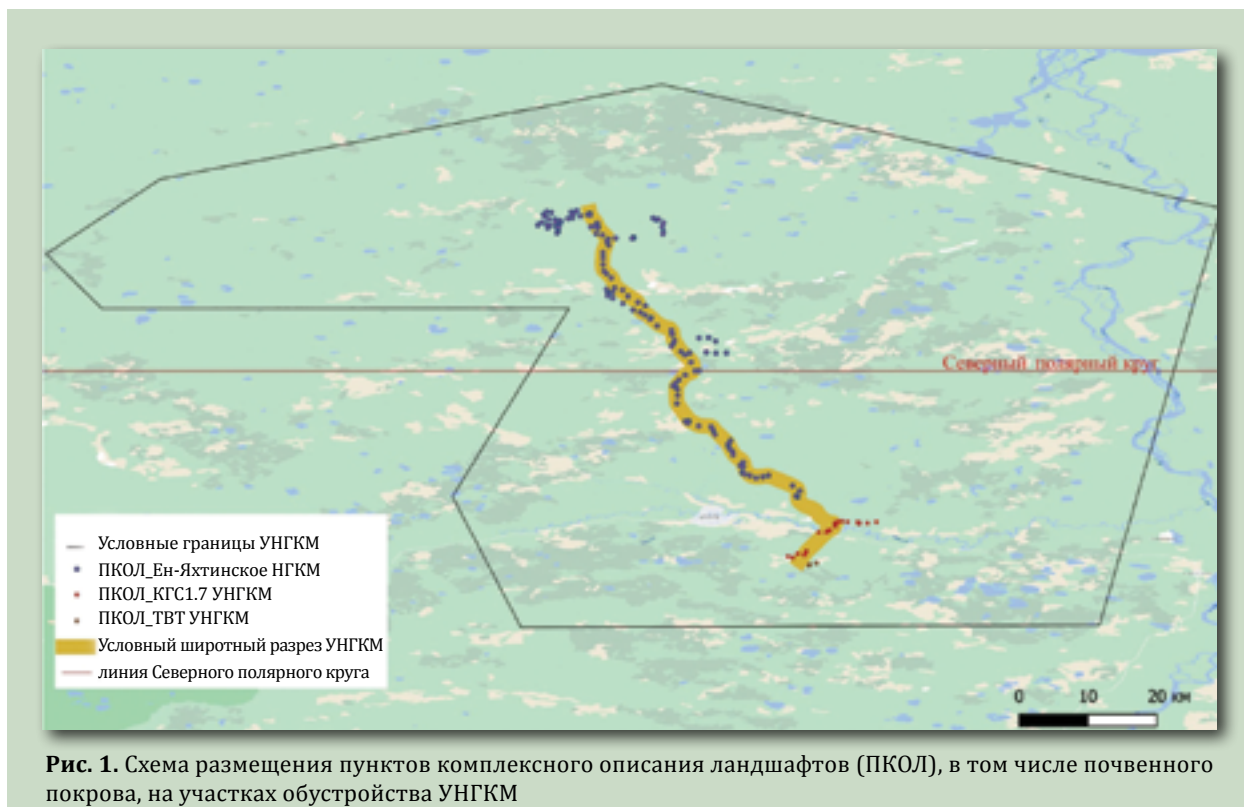
Особенности почвенного покрова территории УНГКМ

В соответствии с почвенно-географическом районированием Г.В. Добровольского и И.С. Урусевской [1,2], часть территории УНГКМ к югу от р. Ево-Яхи и г. Нового Уренгоя расположена в *Бореальном географическом поясе* Европейско-Западно-Сибирской таежно-лесной почвенно-биоклиматической области, в подзоне глееподзолистых

почв, глееземов и подзолов альфегумусовых северной тайги Западно-Сибирской северо-таежной провинции торфяных болотных почв, подзолов альфегумусовых и глееземов таежных. А к северу от р. Ево-Яхи территория УНГКМ оказывается в *Полярном географическом поясе* Евразийской полярной почвенно-биоклиматической области, в подзоне тундровых глеевых почв и подбуров Субарктики Западно-Сибирской провинции болотно-тундровых, тундровых, перегнойно-глеевых, торфяно-глеевых и торфяных болотных почв.

Почвенный покров был изучен на участках обустройства ачимовских залежей и на территории Ен-Яхинского месторождения, входящего в состав УНГКМ. В разные годы изысканий с 2015 по 2021 г. здесь было заложено и описано около 175 почвенных разрезов, из них 90 шурфов за Полярным кругом (рис. 1).

Наибольшее распространение на изучаемой территории имеют следующие типы почв, выделенные по общепринятой Классификации почв России 2004 г. [3]: *подзолы иллювиально-железистые* (рис. 2, а), приуроченные к повышенным элементам рельефа, занятым сосновыми, лиственнично-сосновыми, лишайниковыми, мохово-лишайниковыми лесами и развитые на песчаных породах разного происхождения; *торфяные олиготрофные* почвы (рис. 2, б), формирующиеся в условиях застойного режима увлажнения на водораздельных пространствах при заболачивании участков суши; *торфяные эутрофные* почвы (рис. 2, в), образующиеся в понижениях рельефа на водораздельных равнинах и речных террасах, где обеспечивается приток минерализованных грунтовых вод; *торфяно-глееземы*, образующиеся в арктической и мохово-кустарничковой



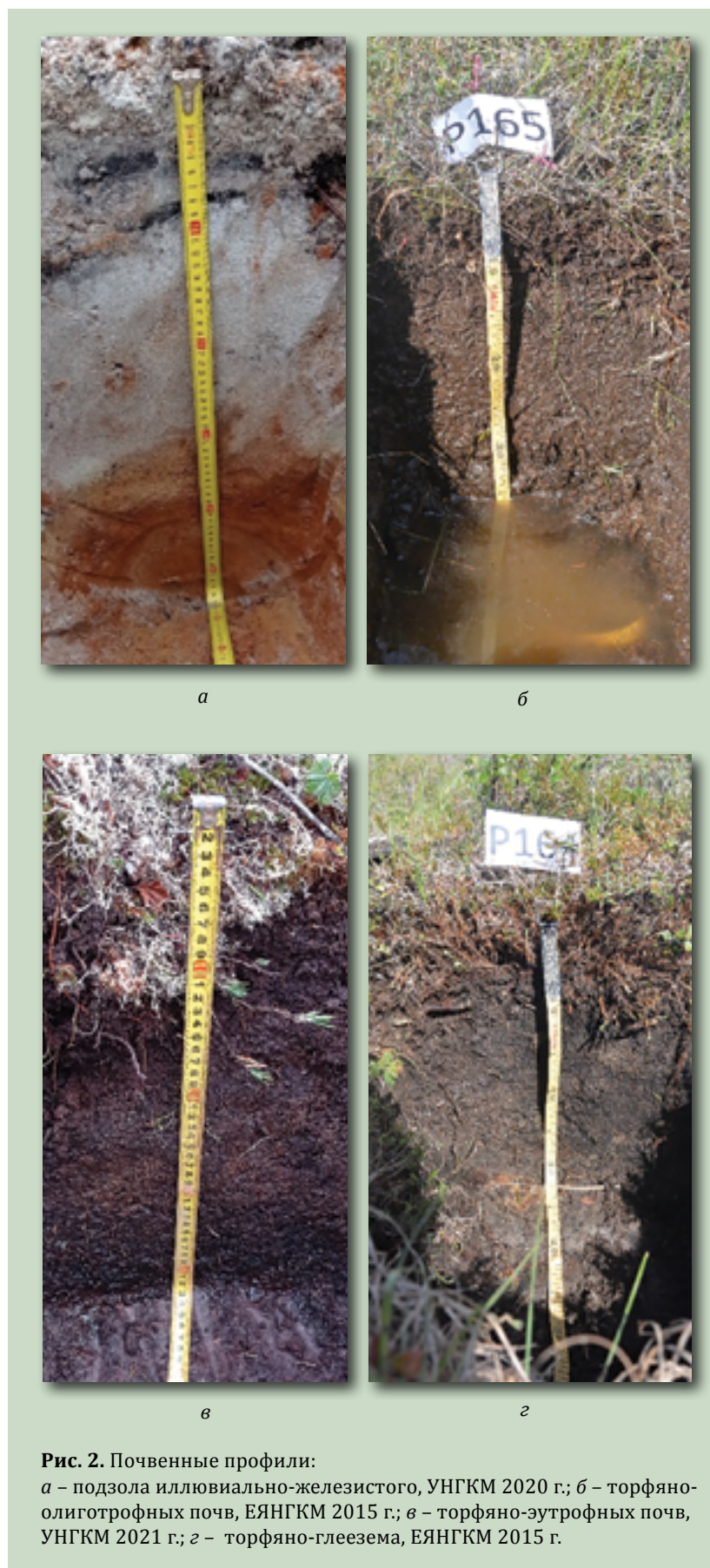


Рис. 2. Почвенные профили:
 а – подзола иллювиально-железистого, УНГКМ 2020 г.; б – торфяно-олиготрофных почв, ЕЯНГКМ 2015 г.; в – торфяно-эутрофных почв, УНГКМ 2021 г.; г – торфяно-глеезема, ЕЯНГКМ 2015 г.

тундре и занимающие локальные мезо- и микропонижения (рис. 2, г).

Проведенный анализ основных агрохимических характеристик почв различных участков УНГКМ свидетельствует о том, что, согласно нормативам, установленным ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ», опробованные почвы не могут считаться плодородными, так как не соответствуют требованиям к содержанию гумуса, физической глины и значениям рН.

Методика количественной оценки почв арктической зоны

Основной задачей разрабатываемой методики оценки почвенного покрова является попытка выявления участков с наибольшим эколого-ресурсным потенциалом для их рационального использования или их полной неприкосновенности при разработке проектной документации. Предлагаемая методика базируется на биоцентрическом подходе, при котором основным потребителем эколого-ресурсного потенциала являются биогеоценозы, а не человеческое сообщество. Оценка основана на выборе и дальнейшем ранжировании показателей, обоснованных авторами экспертным методом (таблица). Ранжирование территории по уровню эколого-ресурсного потенциала почв предполагается производить путем соотнесения с четырьмя стадиями нарушенности, выделенными В.Т. Трофимовым [4].

Для визуального отображения принятой системы ранжирования на территории УНГКМ

Критерии количественной оценки эколого-ресурсного потенциала почв арктической зоны

Критерии оценки	Уровни эколого-ресурсного потенциала почв			
	I. Экологическая норма	II. Экологический риск	III. Экологический кризис	IV. Экологическое бедствие – катастрофа
1. Уровень сезонного оттаивания ММП, см	Более 45 либо отсутствие	45-30	30-15	15 – до поверхности
2. Содержание органического вещества для минеральных горизонтов/для органогенных горизонтов, %	Более 9/ более 42	6-9/28-42	3-6/14-28	0-3/0-14
3. Актуальная кислотность, рН водной вытяжки	6,92-5,19	5,19-3,46	3,46-1,73	менее 1,73
4. Обменная кислотность, рН солевой вытяжки	5,89-4,41	4,41-2,94	2,94-1,47	менее 1,47
Интегральная оценка, балл	1	1-2	2-3	3-4

заложен широтный условный разрез через 80 пунктов обследования почв в пределах площадок комплексного описания ландшафтов (см. рис. 1).

1. Уровень сезонного оттаивания многолетнемерзлых пород (ММП). Территория УНГКП входит в Надым-Пуровскую геокриологическую область [5]. Согласно проведенным исследованиям в рамках инженерно-экологических изысканий южную часть УНГКМ можно отнести к зоне прерывистого распространения ММП, где уровень сезонного оттаивания зафиксирован в интервале глубин 15-50 см. Севернее территория переходит в зону сплошного распространения мерзлоты, так как на обследованных участках Ен-Яхинского месторождения в большинстве заложенных шурфов фиксируется

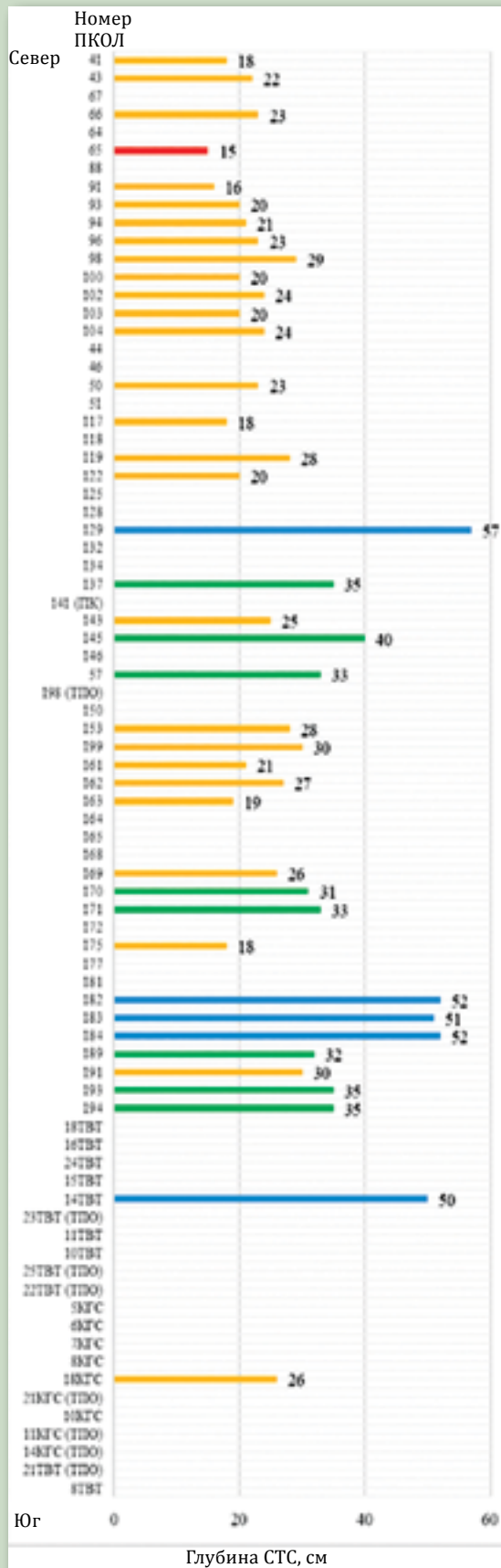
валась кровля слоя многолетнемерзлых грунтов (10-57 см).

Почвенный слой в рассматриваемой местности формируется фактически только в слое сезонного оттаивания, поскольку мерзлота ограничивает инфильтрацию влаги. Поэтому мощность почвенных горизонтов до уровня сезонного оттаивания имеет важнейшее значение с точки зрения ресурсного потенциала почв.

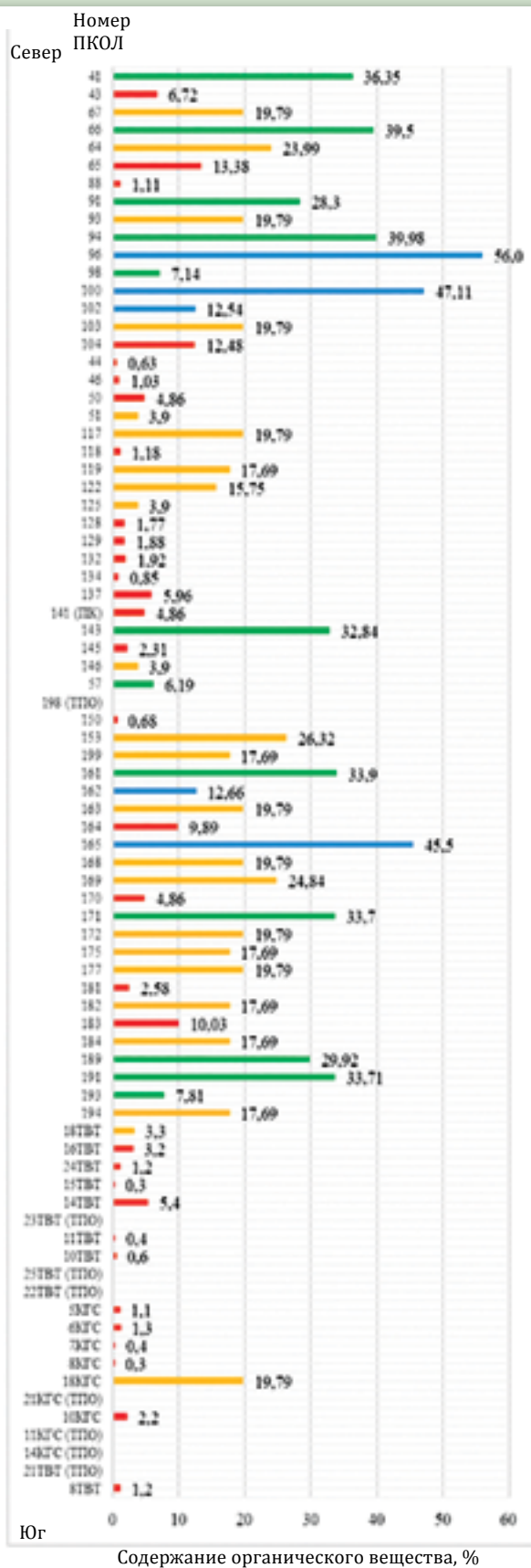
Для количественной оценки данного критерия максимальный зафиксированный уровень сезонного оттаивания 57 см разделен на четыре, таким образом, выделено четыре градации, характеризующие данный параметр. Применив данную градацию, можно отметить, что южная часть месторождения по уровню сезонного оттаивания грунтов в большей

степени относится к зоне экологической нормы, участок от р. Ево-Яхи до Полярного круга – зона экологической нормы с отдельными участками в зоне экологического риска и кризиса, севернее Полярного круга преобладает зона экологического кризиса с единичными случаями экологического бедствия (рис. 3, а).

2. Содержание органического вещества, образующегося при гумификации и обеспечивающего экосистемные функции почв. Диапазон содержания органического вещества в обследованных почвах очень широк, что определяется, прежде всего, разнообразием встреченных типов почв и широтной протяженностью Уренгойского месторождения (около 200 км), обуславливающей различие природно-климати-



а



б

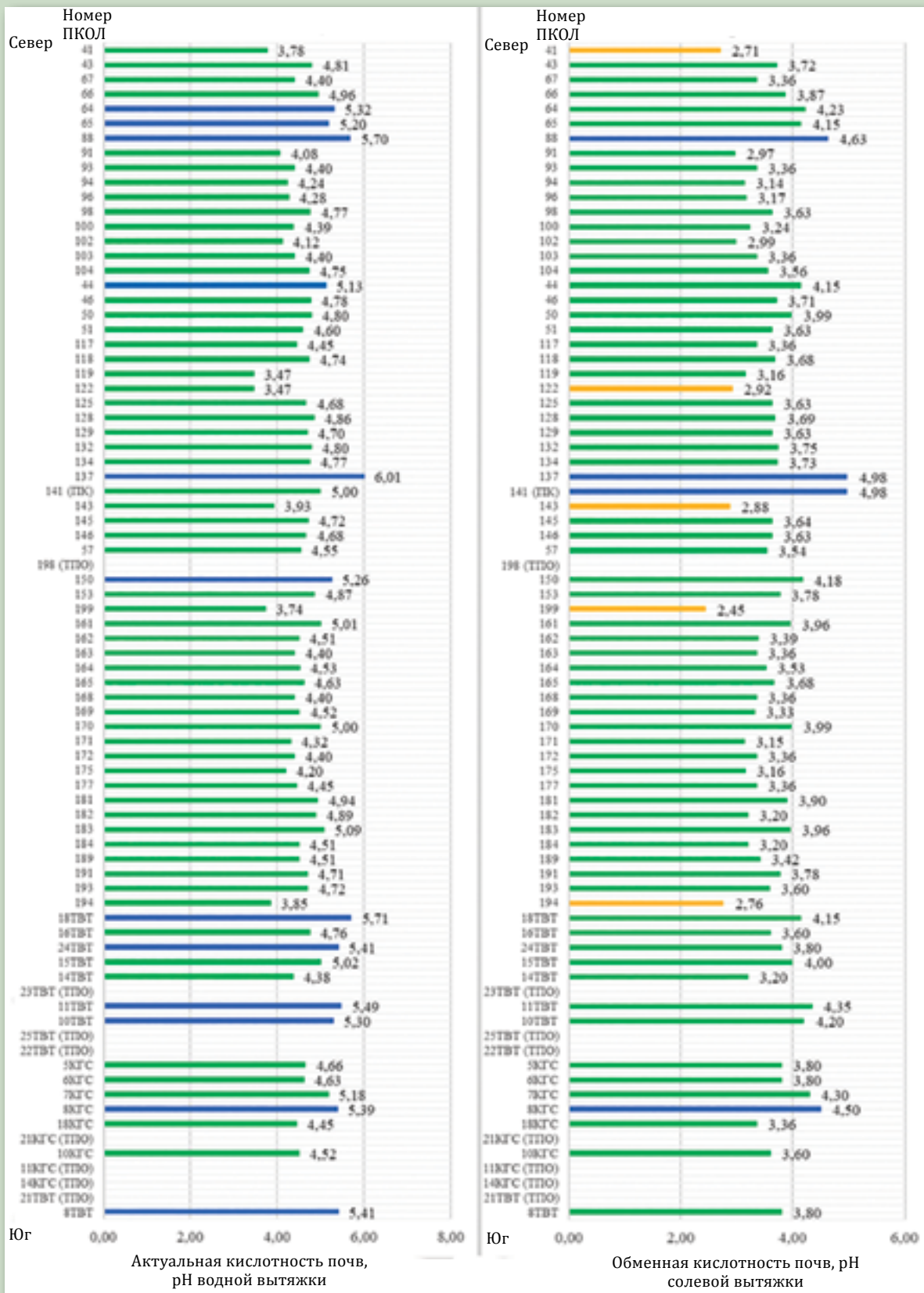


Рис. 3. Вертикальный разрез территории УНГКМ: а – по уровню сезонного оттаивания ММП; б – по содержанию органического вещества в почвах; в – по актуальной кислотности почв; г – по обменной кислотности почв

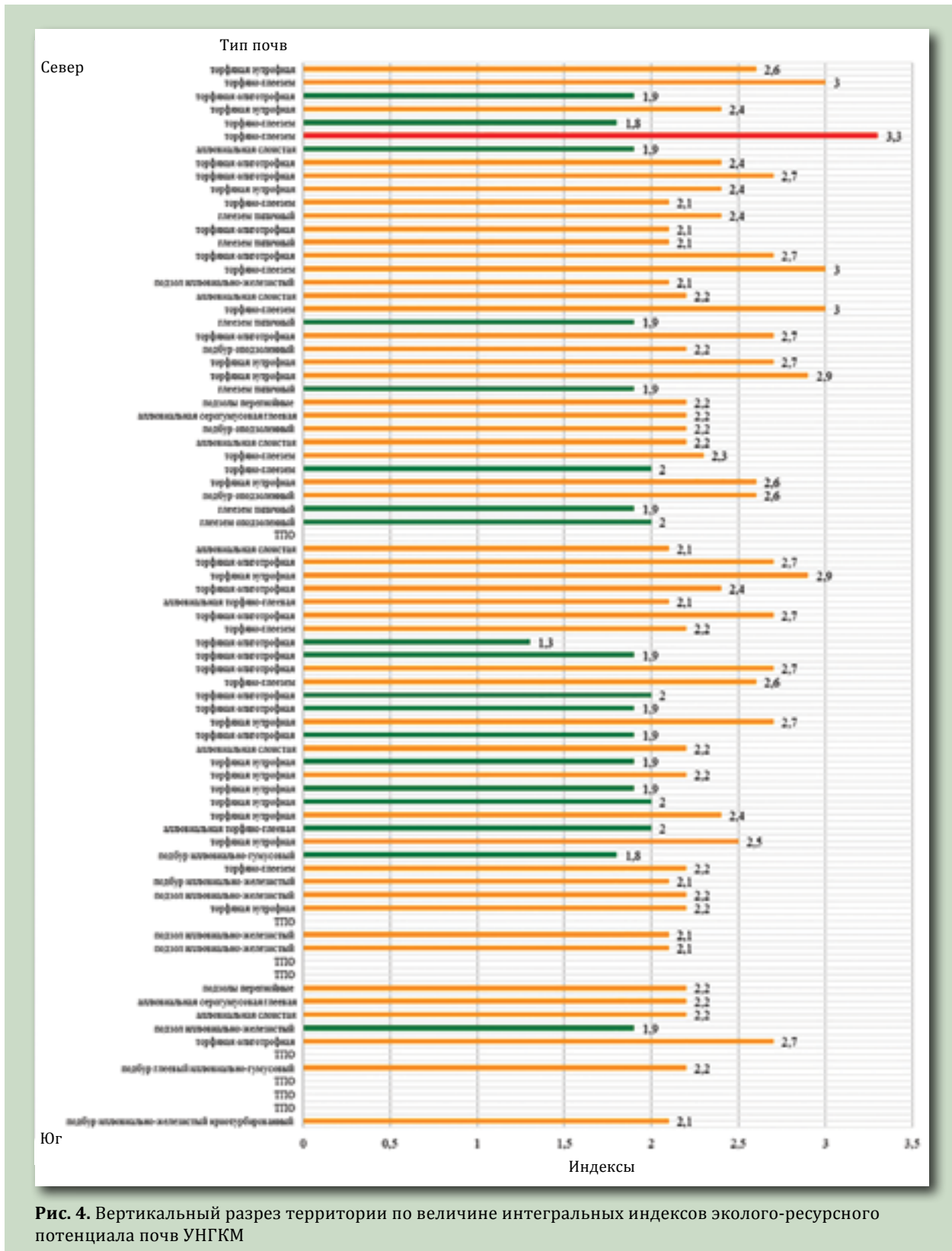


Рис. 4. Вертикальный разрез территории по величине интегральных индексов эколого-ресурсного потенциала почв УНГКМ

ческих и криогенных условий. Для удобства статистической обработки с учетом широкого диапазона содержания органи-

ческого вещества выделение градаций проведено отдельно для минеральных и органо-генных почвенных горизонтов.

По содержанию органического вещества в большинстве случаев почвы попадают в зону экологического кризиса

и экологического бедствия, более высокие показатели характерны для торфяных почв, что соответствует зонам экологического риска и нормы (рис. 3, б).

3. Актуальная кислотность, обусловленная концентрацией H^+ в почвенном растворе и влияющая на процессы ионно-катионного обмена между почвенным раствором и растительностью. Общий диапазон значений рН в водной вытяжке всех проанализированных на рассматриваемых участках НГКМ проб составил 3,03–6,92, что характеризует среду осадка от сильнокислой до нейтральной. При применении четырехуровневой градации можно сделать вывод, что подавляющее большинство проанализированных почв принадлежат зоне экологического риска по значениям водородного показателя в водной вытяжке (рис. 3, в).

4. Обменная кислотность, которая определяется ионами водорода, входящими в почвенно-поглощительный комплекс и размещенными на коллоидных частицах почв. Этот вид кислотности показывает количество H^+ и алюминия, вступающих в обменные реакции. Значения солевого рН в почвах участков изысканий варьировалось в интервале 2,24–5,89, что характеризует среду осадка от очень сильнокислой до близкой к нейтральной. Большая часть обследованных почв по ранжированию данного показателя отнесена к зоне экологического риска с единичными отклонениями в зоны экологической нормы и кризиса (рис. 3, г).

Интегральная оценка

Выбранные показатели в разной степени значимости формируют

общий эколого-ресурсный потенциал почв, поэтому каждому из них присвоен весовой индекс. С учетом специфики почвообразования в арктической зоне в сезонно-талом слое наибольший весовой коэффициент присвоен показателю, определяющемуся глубиной залегания ММП – 0,4 из 1. Весомость остальных трех показателей определена получившимся уровнем дифференциации территории: четыре ранга выделено по содержанию органического вещества (0,3 из 1), три ранга – по величине рН солевой вытяжки (0,2 из 1) и два ранга – по величине водного рН (0,1 из 1).

Таким образом, интегральный индекс общего эколого-ресурсного потенциала почв арктической зоны можно выразить следующей формулой:

$$I = (R_{\text{ММП}} \cdot 0,4) + (R_{\text{СОМ}} \cdot 0,3) + (R_{\text{рН}_{\text{СОЛ}}} \cdot 0,2) + (R_{\text{рН}_{\text{ВОД}}} \cdot 0,1),$$

где R_n – номер ранга, присвоенный каждому из четырех выбранных показателей.

Произведенная интегральная оценка эколого-ресурсного потенциала почвенного покрова исследуемых участков Уренгойского НГКМ отображена на вертикальном разрезе (рис. 4).

Выводы

Проведенная интегральная оценка позволяет сделать следующие выводы:

- около 24 % обследуемых территорий попадают в зону экологического риска, а остальные – в зону экологического кризиса;

- участки с уровнем экологического риска характеризуются наличием почвенного покрова с наибольшим в рассматриваемой местности ресурсным потенциалом с точ-

ки зрения воспроизводства экосистем и требуют особого внимания при разработке проектной документации на осуществление хозяйственной деятельности;

- почвы одного и того же типа по комплексу выбранных параметров имеют различные интегральные индексы, т. е. не могут оцениваться равнозначно при дальнейшей оценке воздействия на компоненты среды;

- критерии оценки эколого-ресурсного потенциала могут быть дополнены в зависимости от специфики почвенных и геокриологических особенностей конкретной территории, а указанные в таблице цифровые значения должны меняться исходя из результатов лабораторных анализов проб почв конкретных участков исследований;

- почвы арктической зоны не могут оцениваться только по нормам, устанавливающим степень плодородия. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас Ямало-Ненецкого автономного округа / под ред. С. И. Ларина. – Омск: Омская картографическая фабрика, 2004.
2. Добровольский Г.В., Урусевская И.С. География почв. – М.: Изд-во Московского университета, Изд-во «Колос», 2004.
3. Шишов Л.Л., Тонконогов В.Д. Классификация и диагностика почв России. – Смоленск: Ойкумена, 2004.
4. Теория и методология экологической геологии / В.Т. Трофимов, Д.Г. Зилинг, Т.И. Аверкина [и др.]: под ред. В.Т. Трофимова // М.: Изд-во Московского университета, 1997.
5. Хренов В.Я. Почвы криолитозоны Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 2011.

УДК 574.632:581.1:581.526.323

МОРСКИЕ МАКРОФИТЫ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ЭКОЛОГИЧЕСКОМ МОНИТОРИНГЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ: НОВЫЕ ПОДХОДЫ И РЕШЕНИЯ

О.В. Степаньян, ведущий научный сотрудник, зав. лабораторий, канд. биол. наук
Федеральный исследовательский центр Южный научный центр РАН
E-mail: step@ssc-ras.ru

Ключевые слова: морские макрофиты; арктические моря России; нефтяное загрязнение; морской шельф; экологический мониторинг; новые подходы; нефтегазовые компании; ОВОС.

Аннотация. В статье рассмотрен отклик сообществ морских макрофитов на воздействие разливов нефти. Предложен новый подход к определению уязвимых зон морского побережья на основе макрофитобентоса, в котором, наряду с используемыми в настоящее время показателями, предлагается учитывать морфофизиологические параметры макрофитов (интенсивность роста, дыхания, фотосинтеза, стадии размножения, стадии зрелости) на конкретных участках побережья, в том числе подверженных антропогенному воздействию; экспериментально определенный порог устойчивости доминирующих, средообразующих и массовых видов к конкретным маркам нефти и нефтепродуктов, вероятность попадания которых в морскую среду для определенных участков побережья значительна; использование прогнозных моделей разливов нефти; оценку ответной реакции сообществ макрофитов на загрязнение. Сделан вывод об относительно высоком пороге устойчивости сообществ морских макрофитов на основе фукусовых водорослей, которые могут переносить кратковременное воздействие нефти при концентрации до 50 мг/л (200 г/м²). На основе концептуальной схемы реакции сообществ макрофитов на воздействие нефтяного загрязнения представлен прогноз развития фитосообществ при вероятных разливах нефти в морях российской Западной Арктики в зависимости от сезона года и географического района.

Арктические моря России активно осваиваются нефтегазовыми компаниями – ведутся производственный экологический мониторинг, разведка, добыча, перекачка и транспортировка углеводородного сырья. Морские макроводоросли – одна из компонент в системе производственного мониторинга нефтегазовых компаний [1–3]. Однако в практике экологического

производственного мониторинга роль макроводорослей при инженерно-экологических изысканиях отражается в основном в разделах оценки состояния окружающей среды (ОСС) и оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС). Негативное воздействие нефти на макрофиты практически не оценивается. Отчасти это связано с тем, что экологический мониторинг нефтегазовыми

компаниями проводится в границах лицензионных участков, которые обычно расположены на удалении от береговой зоны за пределами верхних отделов морского шельфа. Компании, проводящие инженерно-экологические исследования, зачастую игнорируют исследование фитобентоса, исключая этот компонент из программы мониторинга. Однако эта зона шельфа особенно уязвима при

разливах нефти, связанных с авариями при добыче или транспортировке углеводородного сырья.

Анализ существующей практики показал, что в разделах ОСС дается описание распределения фитоценозов в районе исследований, оценивается видовое разнообразие, иногда указывается межгодовая динамика функционирования нескольких ключевых видов. Существующий раздел необходимо дополнять анализом влияния климатических изменений на многолетнюю динамику биомассы и видового разнообразия фитоценозов в ключевых районах с использованием методов математического моделирования. Только тогда будут понятны эффекты массового развития или исчезновения морских макрофитов и с чем связаны эти эффекты – с климатическими изменениями или хозяйственной деятельностью.

В разделе ОВОС обычно рассчитывается ущерб для массовых промысловых видов, остальные компоненты фитоценозов игнорируются. Необходимо создавать математические модели, которые будут учитывать реакцию водорослей на воздействие различных токсикантов, в первую очередь углеводородов нефти. Использование плантаций-биофильтров с участием водорослей необходимо сделать базовым пунктом в планах ликвидации аварийных разливов нефти.

Морские макрофиты являются эдификаторами подводных растительных сообществ и выполняют множество экосистемных функций – от биотопа и пищевого объекта для беспозвоночных и рыб до регулятора парниковых газов в системе океан–атмосфера и консерватора тяжелых металлов и радионуклидов. Такая важная роль макрофитов признана на

государственном уровне [4], утвержден перечень видов водорослей, в том числе 12 видов макроводорослей, которые являются индикаторами устойчивого развития арктических экосистем. Это первый федеральный документ [4], в котором признается роль морских фитоценозов для устойчивого развития Арктики и предлагается включить морские макрофиты в программы сохранения биологического разнообразия. В программах экологического мониторинга должно уделяться особое внимание промысловым и средообразующим видам с учетом динамики их запасов под действием климатических факторов [5].

вых видов макрофитов), используются следующие:

- морфофизиологические параметры макрофитов (интенсивность роста, дыхания, фотосинтеза, стадии размножения, стадии зрелости) на конкретных участках побережья, в том числе подверженных антропогенному воздействию;

- экспериментально определенный порог устойчивости доминирующих, средообразующих и массовых видов к конкретным маркам нефти и нефтепродуктов, вероятность попадания которых в морскую среду для определенных участков побережья значительна.

В дополнение к этому необходимо использовать про-

Арктические моря России активно осваиваются нефтегазовыми компаниями – ведутся производственный экологический мониторинг, разведка, добыча, перекачка и транспортировка углеводородного сырья. Морские макроводоросли – одна из компонент в системе производственного мониторинга нефтегазовых компаний.

Имеющиеся подходы к определению уязвимых зон морского побережья, в том числе на основе оценки состояния сообществ макроводорослей, не лишены недостатков, на что указывают сами разработчики [6–8]. Основное внимание в них уделяется определению видового состава, биомассы, численности макрофитов. На основе этих показателей проводится оконтуривание ключевых водорослевых сообществ.

Автором предложен более качественный подход к определению уязвимых зон морского побережья на основании макрофитобентоса, в котором, наряду с указанными выше показателями (видовой состав, биомасса численность ключе-

гностические модели разливов нефти (поведения нефтяного пятна) для конкретных районов побережья, а также оценивать ответную реакцию сообществ макрофитов на загрязнение и давать оперативный прогноз (от нескольких суток до нескольких лет) развития сообществ при вероятных или реальных разливах нефти.

Используя разработанный автором подход, можно получить не только более точную оценку реакции сообщества макрофитов при воздействии нефтепродуктов, но и дать объективный прогноз развития сообществ макрофитов при нефтяном загрязнении в ближайшем или отдаленном

будущем. Использование предложенного нового методологического подхода для фитобентоса южной части Баренцева моря позволило выявить, что циклические изменения океанографических факторов могут влиять на устойчивость фитоценозов к нефтяному загрязнению, повышая или понижая уязвимость отдельных компонентов водорослевых сообществ. В условиях повышения температуры и снижения прозрачности воды в Баренцевом море уязвимость фитоценозов возрастает. Для Кольского залива трансформация фитобентоса обусловлена как климатическими изменениями, так и антропогенным воздействием за столетний период, в том числе нефтяным загрязнением. При колебаниях параметров водной среды может измениться скорость биодеструкции углеводородов нефти в морской воде, что повлияет

для водорослей Баренцева моря определено, что наиболее устойчивы к действию нефти (Песчаноозерское месторождение, Архангельская область, о. Колгуев) и нефтепродуктов (судовое дизельное топливо) фукусовые и ламинариевые, менее устойчивы – ульвовые, бангиевые, церамиевые и пальмариевые [11,12]. Фукусовые водоросли менее восприимчивы к воздействию токсикантов, и их развитие возможно при концентрациях нефтепродуктов в морской воде до 50 мг/л (1000 ПДК для рыбохозяйственных водоемов). Макроводоросли на ранних стадиях развития наиболее чувствительны к действию углеводородов нефти и могут являться индикаторами оценки состояния водной среды [13]. Максимальные концентрации нефтепродуктов, которые способны переносить устойчивые виды (фукусовые водоросли)

тов, как и других поллютантов и абиотических факторов окружающей среды (температура, освещенность, соленость и др.), способно вызывать изменения морфофункциональных характеристик макроводорослей. При этом снижается уровень фотосинтеза, увеличивается интенсивность дыхания, что вызывает падение относительной скорости роста или гибель организма. Наименее устойчивыми к воздействию нефти и нефтепродуктов являются макроводоросли на ранних стадиях жизненного цикла.

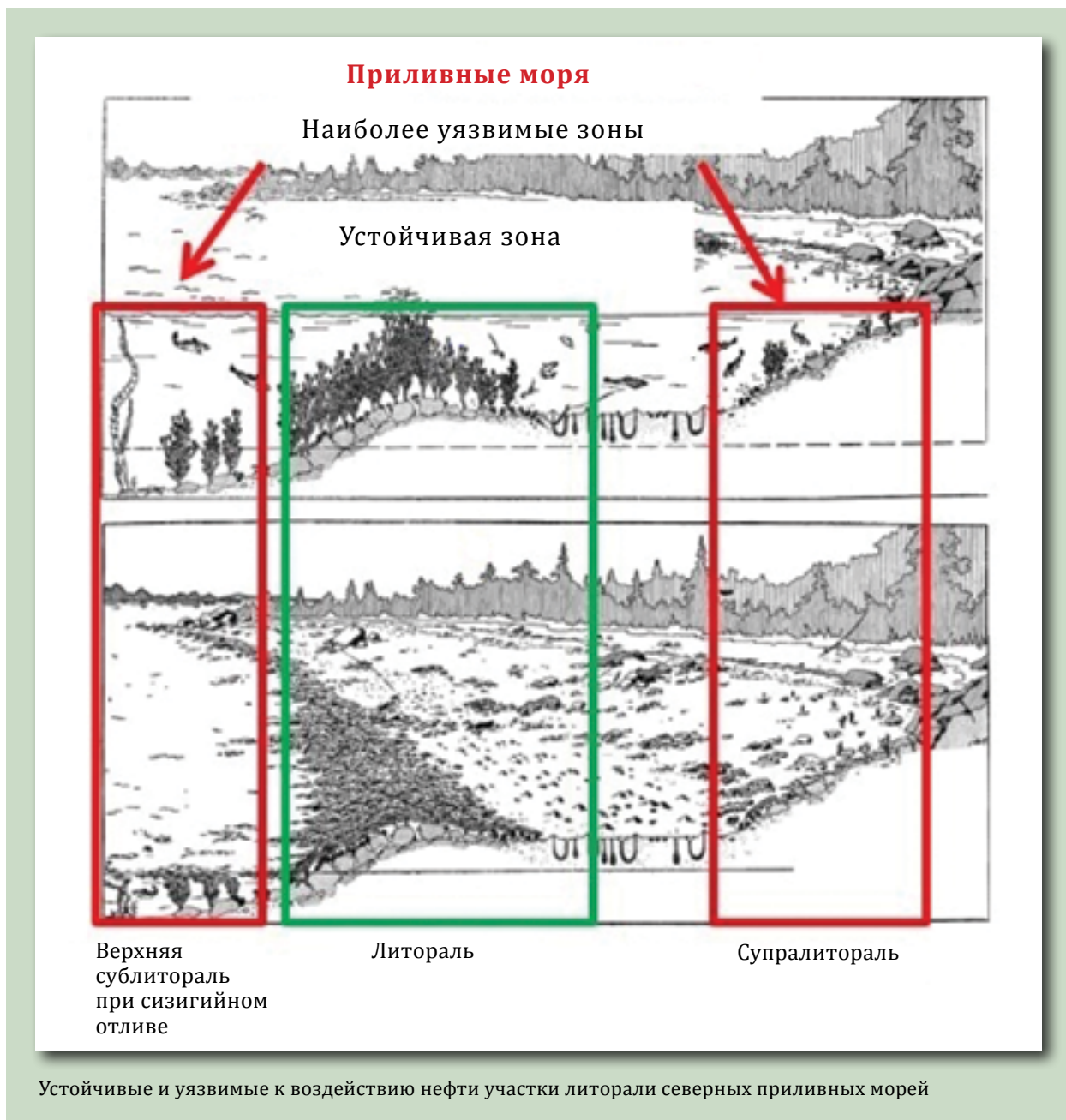
Экспериментальные исследования показали, что макрофиты, произрастающие в умеренно загрязненных акваториях, в отличие от водорослей из чистых районов, адаптированы к воздействию высоких концентраций углеводородов нефти [14]. При крупных техногенных авариях и попадании нефти в морскую среду устойчивость водорослевых сообществ умеренно загрязненных прибрежных зон будет выше, чем у сообществ из чистых акваторий. Отмеченный широкий диапазон толерантности к нефтепродуктам у ряда доминантных видов бурых водорослей Баренцева моря, наряду с представленными в литературе сведениями об их способности к поглощению и нейтрализации углеводородов нефти, позволяет дать более высокую оценку роли макрофитов в очистке прибрежных акваторий от нефтяного загрязнения. Высокая устойчивость макрофитов к воздействию углеводородов нефти позволяет использовать санитарные водорослевые плантации на основе *F. vesiculosus*, *S. latissima* и нефтеокисляющих микроорганизмов для биоремедиации прибрежных акваторий от нефтепродуктов, что уже активно практикуется в нашей стране [9,10].

Морские макрофиты являются эдификаторами подводных растительных сообществ и выполняют множество экосистемных функций – от биотопа и пищевого объекта для беспозвоночных и рыб до регулятора парниковых газов в системе океан-атмосфера и консерватора тяжелых металлов и радионуклидов.

на устойчивость водорослевых популяций и сообществ. В то же время макроводоросли (многолетние виды со сложно дифференцированным талломом) являются субстратом для многих нефтеокисляющих бактерий, что значительно повышает эффективность такого живого биофильтра в очистке водных акваторий от нефтепродуктов [9,10].

На основании натуральных и экспериментальных данных

на ранних стадиях развития, не превышают 5 мг/л (100 ПДК для рыбохозяйственных водоемов). Исследования автора позволили установить ряд закономерностей, характерных для взаимодействия растворенной и пленочной нефти с макроводорослями. Реакция макроводорослей на токсическое действие нефти и нефтепродуктов прослеживается на всех стадиях жизненного цикла. Действие нефтетоксикан-



Адаптированные цифровые двойники позволяют прогнозировать ущерб водным биоресурсам при разливах нефти в Баренцевом море. Модельные расчеты автора распространения нефтяного пятна при вероятном разливе нефти показали, что в осенне-зимний период наиболее загрязненным может быть побережье Новой Земли и Печорского моря, а в весенне-летний – побережье Восточного Мурмана и север-

ной части Белого моря [15]. В прибрежье Печорского моря и Новой Земли запасы водорослей минимальны. Макрофиты верхней литорали практически отсутствуют, но на Восточном Мурмане сосредоточены основные запасы водорослей. Именно для этого участка Баренцева моря вероятный ущерб от гибели фитобентоса будет наиболее существенным. Сезонный ход развития фитобентоса на литорали Баренцева

моря существенно влияет на устойчивость всей прибрежной экосистемы. Анализ возможных сценариев показал, что аварийное попадание нефти в морскую воду не приведет к полному исчезновению бурых водорослей [15]. В случае крупной аварии (попадании в морскую воду более 10 тыс. т) и концентрации нефти в прибрежной зоне более 200 г/м², или 50 мг/л (1000 ПДК), наиболее уязвимы фитоценозы литоральной зоны.

Особенно опасны аварии в летний период, когда происходят репродуктивные процессы у большинства фукусовых и ламинариевых водорослей. Наиболее чувствительны участки литорали распресненных заливов с преобладанием красных и зеленых водорослей. Максимальный ущерб фитобентосу и морской биоте может быть нанесен при попадании нефти в прибрежную зону в сизигийный отлив, когда становятся уязвимы фитоценозы супралиторали (зона заплеска) и сублиторали (рисунок).

процессы у большинства водорослей, ущерб будет значителен. Могут погибнуть не только вегетативные талломы, но и ювенильные проростки макроводорослей. В этом случае восстановление фитоценозов литорали и сублиторали займет 2–3 года в зависимости от наличия «фонда» фертильных водорослей, оставшихся за пределами участка катастрофы и сохраняющегося уровня нефтяного загрязнения воды и донных осадков. На взгляд автора, локальная катастрофа скажется не столь значительно

водорослей будут развиваться аналогично наблюдаемым в Кольском заливе. В то же время популяции макрофитов, обитающих в условиях хронического загрязнения, вероятно, выработали способность к адаптации к неблагоприятным условиям [16]. На основе проведенных исследований автором предложена концептуальная схема реакции сообществ макрофитов северных морей России к воздействию нефтяного загрязнения [17].

Выводы

Концентрации нефти 10 мг/л и выше будут критичны для развития водорослей на стадии размножения и молодых проростков. По мере увеличения концентрации нефти в морской воде до 50 мг/л будет наблюдаться снижение выживаемости макроводорослей, в том числе фукусовых, и увеличение уязвимости водорослевых сообществ. Концентрации нефти более 50 мг/л (200 г/м²) приведут к тотальной гибели массовых видов водорослей. В то же время возможна достаточно быстрая (1–2 года) колонизация поврежденных (уничтоженных) участков литорали макрофитами из соседних акваторий. При больших концентрациях нефти в морской воде, появлении нефтяного «мусса», возникновении нефтяных slickов различной толщины будет отмечаться гибель популяций и прибрежных сообществ, при этом период восстановления прибрежных экосистем, возможно, займет десятилетия. Вероятно, разливы сотен тысяч тонн в морском мелководье будут означать тотальную экологическую катастрофу. Восстановление таких участков побережья займет несколько десятилетий, или это будет означать начало нового

Используя разработанный автором подход, можно получить не только более точную оценку реакции сообщества макрофитов при воздействии нефтепродуктов, но и дать объективный прогноз развития сообществ макрофитов при нефтяном загрязнении в ближайшем или отдаленном будущем.

Отметим, что чувствительность фитоценозов северных морей России к воздействию нефтепродуктов имеет выраженный сезонный характер. При разливе нефтепродуктов в весенний период и гибели большей части популяций водорослей уже осенью могут появиться новые поколения, образовавшиеся из спор и зигот оставшихся фертильных талломов. Однолетние макрофиты с высокой скоростью продуцирования гамет также могут достаточно быстро нарастить свое присутствие. В этом случае восстановление популяции произойдет за 1 год, и ущерб для прибрежной экосистемы будет минимален. При катастрофе в летне-осенний период, когда происходят репродуктивные

но, как, например, хроническое поступление нефтетоксикантов в условиях полузакрытых бухт. Однократное попадание нефти не приведет к полному исчезновению бурых водорослей, которые являются доминантами прибрежной экосистемы. Структурный «скелет» сообщества сохранится, но вместе с тем могут исчезнуть чувствительные к воздействию нефти группы беспозвоночных животных и водорослей. Это может привести к дисбалансу в прибрежных экосистемах и спровоцировать возникновение труднопрогнозируемых явлений, которые способны повлиять на продуктивность и распределение макроводорослей на литорали и сублиторали. Вероятно, сукцессионные процессы в сообществе макро-

цикла развития прибрежных экосистем, где «жизненного места» макрофитам уже не найдется, а их экологическую нишу займет бактериальная экосистема. Опыт подобных региональных или масштабных катастроф показывает, что запас прочности природных экосистем значителен. И даже катастрофы с разливами нефти до 100 тыс. т и выше не приведут к тотальной гибели Живого. Прибрежные экосистемы восстановятся, однако этот процесс может длиться десятилетиями, а новые сообщества зачастую будут иметь упрощенную структуру и меньшую продуктивность.

Несмотря на многолетние исследования влияния нефтяного загрязнения на макрофиты, многие аспекты данного процесса остаются неизученными. Прежде всего, неясны механизмы проникновения и накопления углеводов нефти в талломах водорослей и их дальнейшая деструкция, а также границы устойчивости к нефтепродуктам водорослей со сложным жизненным циклом на ранних стадиях (для которых получение спорного материала в экспериментальных условиях затруднительно). Можно только предполагать наличие некоторой части негативных эффектов в сложных экосистемах, где действие нефти влияет на все уровни экосистемы – от бактерий и фототрофов до растительноядных организмов, хищников и консументов. Только недавно в мире начаты исследования генетической структуры популяций фототрофов, пострадавших при разливах нефтепродуктов. Без окончательного ответа остается вопрос: как будут влиять глобальные климатические изменения в экосистемах на их устойчивость к возрастающе-

му антропогенному воздействию, в том числе нефтяному загрязнению. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Экологический Атлас. Баренцево море / ПАО «НК «Роснефть», ООО «Арктический Научный Центр», Фонд «НИР». – М.: Фонд «НИР», 2020. – 447 с.
2. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. Изд. 2-е переработанное и дополненное. В 2-х т. – М.: ВНИРО, 2017. – 610 с.
3. Шавыкин А.А., Калинин О.П., Духно Г.Н., Сапрыгин В.В., Зырянов С.В. Оценка интегральной уязвимости акватории Баренцева моря к нефтяному загрязнению // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 3. – С. 13–22.
4. Об утверждении перечня видов флоры и фауны, являющихся индикаторами устойчивого состояния морских экосистем Арктической зоны Российской Федерации: распоряжение Минприроды РФ от 22.09.2015 № 25-р – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71128436/> (дата обращения 15.02.2023).
5. Виды – биологические индикаторы состояния морских арктических экосистем / ПАО «НК «Роснефть», ООО «Арктический Научный Центр», Фонд «НИР». – М.: Фонд «НИР», 2020. – 383 с.
6. Новиков М.А. Эколого-рыбохозяйственное картографирование акваторий Баренцева и Белого морей: теоретические основы и методические подходы. – Мурманск: ПИНРО, 2006. – 250 с.
7. Шахин Д.А., Пинаев В.Е. Оценка современного состояния окружающей среды в рамках экологического сопровождения проектов. – М.: МАКС Пресс, 2013. – 214 с.
8. Шавыкин А.А., Малавенда С.В. Уязвимость макрофитобентоса Кольского залива от разливов нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 10. – С. 12–18.
9. Санитарная водорослевая плантация для очистки прибрежных акваторий от нефтепродуктов: от теории к практике / Г.М. Воскобойников, В.В. Ильинский, Е.М. Лопушанская [и др.] // Вопросы

современной альгологии. – 2017. – № 3 (15). – С. 1–76.

10. Семенов А.М., Федоренко В.Н., Семенова Е.В. Микроорганизмы на поверхности морских макрофитов в северных морях России и их возможное практическое использование // Биосфера. – 2014. – Т.6, №1. – С. 60–76.
11. Степаньян О.В. Воздействие нефтяной пленки на фотосинтез бурых водорослей Баренцева моря // Ботанический журнал. – 2014. – Т. 99, № 10. – С. 1095–1100.
12. Stepanyan, O.V. Effects of crude oil on major functional characteristics of macroalgae of the Barents Sea // Russian Journal of Marine Biology. – 2008. – Vol. 34, № 2. – P. 131–134. – DOI: 10.1134/S1063074008020077.
13. Степаньян О.В. Влияние сырой нефти на ранние стадии развития макроводорослей Баренцева моря // Ботанический журнал. – 2013. – Т. 98, № 7. – С. 903–912.
14. Степаньян О.В. Хроническое загрязнение повышает устойчивость бурой водоросли *Fucus vesiculosus* (L.) к действию углеводов нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 2. – С. 22–25.
15. Степаньян О.В., Матишов Г.Г., Кулыгин В.В. Устойчивость макроводорослей Баренцева моря к нефтяному загрязнению // Наука юга России. – 2017. – Т. 13, №3. – С. 103–108. – DOI: 10.23885/2500-0640-2017-13-3-103-108.
16. Stepanyan O.V., Voskoboinikov G.M. Effect of oil and oil products on morphofunctional parameters of marine macrophytes // Russian Journal of Marine Biology. – 2006. – Vol.32, № 4. – P. 241–248. – DOI: 10.1134/S1063074006070042.
17. Степаньян О.В. Концептуальная схема реакции сообществ макрофитов к воздействию нефтяного загрязнения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2020. – № 3. – С. 26–32. – DOI: 10.33285/2411-7013-2020-3(294)-26-32.

Организаторы
Югорские контракты
Технологическая поддержка
EXPOTECH

vk.com/sngexpo
t.me/sngexpo

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА
СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2023



XXVIII INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION
SURGUT. OIL & GAS 2023

27-29 СЕНТЯБРЯ

г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

#приемзаявок #СНГ #СургутНефтьГаз2023
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекакачестве
#ЮгорскиеКонтракты #ExpoTech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2023» принимаются до 13.09.2023 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**

УДК 504.064.47

ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ БУРЕНИЯ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ С УЧЕТОМ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

С.Е. Чигай, директор филиала,
Г.Ю. Куропаткин, заместитель директора,
А.А. Поморцева, ведущий специалист
ООО «Газпром инвест» «Шельф»
E-mail: apomortseva@invest.gazprom.ru

Ключевые слова: буровой шлам; утилизация отходов бурения; шельфовые месторождения; освоение арктического шельфа.

Аннотация. Арктический шельф является одним из самых перспективных районов освоения и добычи топливно-энергетических ресурсов углеводородного сырья РФ. При разработке морских нефтегазовых месторождений одним из ключевых вопросов является обращение с отходами бурения. Авторами проведено сравнение двух основных вариантов обращения с буровым шламом на ледостойких платформах при добыче на арктическом шельфе: транспортировки бурового шлама в герметичных контейнерах на берег с последующей передачей специализированной организации для утилизации; обратной закачки бурового шлама через скважину в изолированный поглощающий пласт горный пород. Установлено, что в зоне мелководных акваторий при освоении морских месторождений в Арктике при обращении с отходами бурения единственным вариантом бесперебойного строительства и ввода скважин в эксплуатацию является обратная закачка бурового шлама в поглощающий пласт. Исходя из проведенного авторами анализа экологического и геологического законодательства на сегодняшний день существует ряд законодательных аспектов, сдерживающих оперативный ввод в эксплуатацию скважины для обратной закачки, что приводит к значительным финансовым потерям. Установлена необходимость пересмотра экологического и геологического законодательства для устранения потенциальных административных рисков, накладываемых на недропользователя.

Разработка шельфовых месторождений нефти и газа арктической зоны РФ является одним из перспективных направлений расширения национальной ресурсной базы углеводородов, представляет собой стратегический минерально-сырьевой резерв страны. Протяженность Российского арктического шельфа составляет 21 % от всей длины шельфа Мирового океана. Согласно графику динами-

ки прогнозных ресурсов углеводородного сырья (рис. 1) наблюдается прирост разведанных запасов углеводородов шельфовых месторождений арктической зоны и составляет около 50 % разведанных запасов страны на 2020 г. [1].

В настоящее время, с учетом малой изученности, недостаточного уровня геологического картирования восточно-арктического шельфа, моря Лаптевых и Восточно-Сибир-

ского моря, наблюдается неравномерное распределение запасов углеводородов на шельфе РФ (рис. 2) [2].

Перспективы расширения углеводородной базы тесно связаны с увеличением темпов геолого-разведочных работ, поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также с ростом промышленных отходов. При разработке месторождений нефти и газа основной объем отходов со-

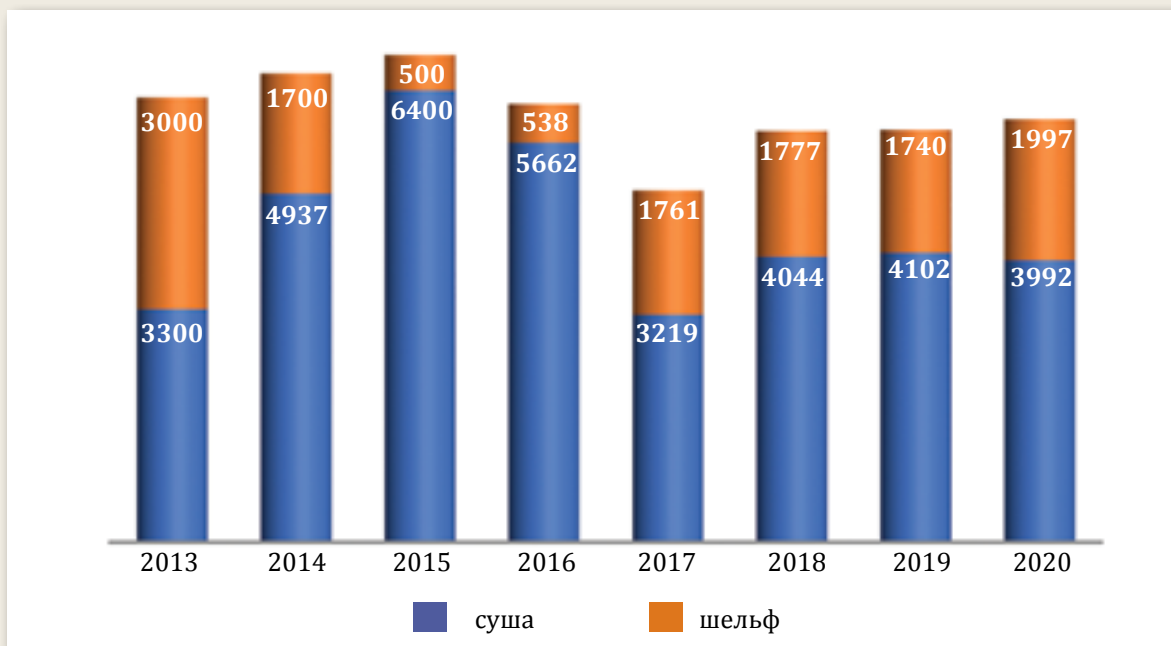


Рис. 1. Динамика прироста прогнозных ресурсов углеводородного сырья РФ до 2020 г.[1]

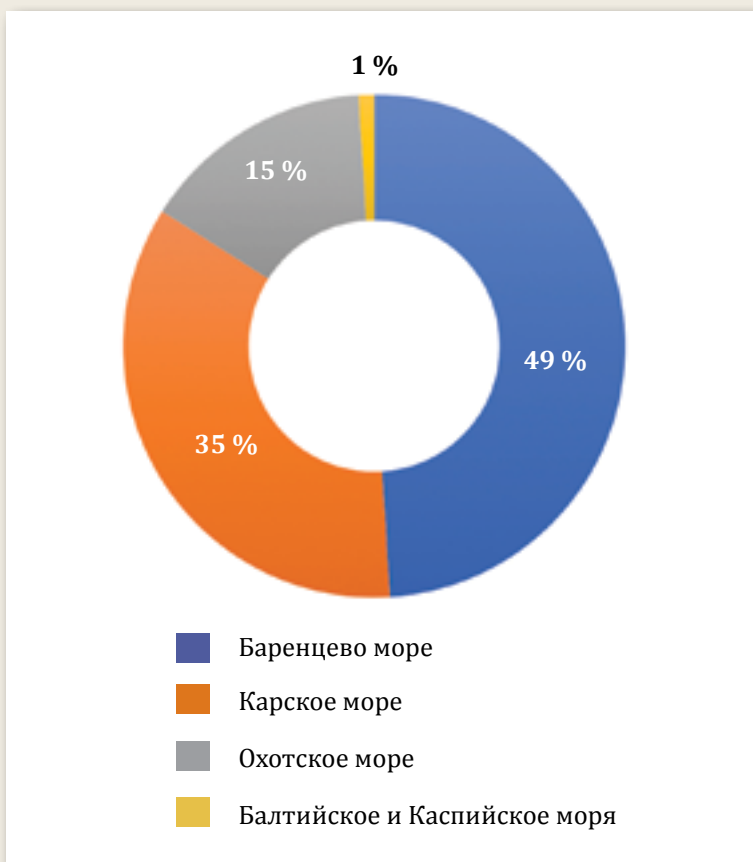


Рис. 2. Распределение запасов углеводорода на шельфе [2]

ставляет буровой шлам (около 1,2 объема ствола самой скважины) [2].

Вопрос обращения с отходами бурения на фоне увеличения темпов освоения шельфовых нефтегазовых месторождений является одним из ключевых [3]. В производственной практике при разработке шельфовых месторождений рассматривают два основных варианта обращения с отходами бурения: вывоз бурового шлама на берег в контейнерах для последующего обезвреживания, переработки и утилизации; закачку бурового шлама через скважину в поглощающий пласт горных пород с ледостойкой стационарной платформой.

При транспортировке бурового шлама в контейнерах на берег с последующей переработкой и утилизацией необходимо обеспечить герметичность контейнеров, а также размещение шлама на береговых шламоотвалах (шламонакопителях) в соответствии

с «СНиП 2.01.28-85 Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию» [3]. Шламонакопитель является специально оборудованным объектом размещения отходов, в котором может осуществляться как хранение отходов сроком до 11 мес, так и их захоронение [4]. К таким объектам также предъявляются специальные требования, как к объекту капитального строительства, – наличие проектной документации, материалов оценки воздействия на окружающую среду и положительного заключения государственной экологической экспертизы федерального уровня [5], а также проведение мониторинга, контроля осуществления работ по восстановлению нарушенных земель.

Шламонакопитель для размещения буровых шламов должен быть внесен в государственный реестр объектов размещения отходов (ГРОРО) [4]. К основным требованиям к шламонакопителям также относятся наличие противофильтрационных экранов, средств сбора эмульсии нефтепродуктов с поверхности шламового амбара, а также осуществление работ по очистке бурового шлама одним из возможных вариантов [6]: термическим – сжиганием в печах различного типа и конструкций, термосушкой, пиролизом; физическим – гравитационным отстаиванием, разделением в центробежном поле, фильтрованием, прессованием; биологическим – использованием микроорганизмов и биопрепаратов, интенсифицирующих деструкцию углеводородов; физико-химическим – применением реагентов и композитных материалов, изменяющих физико-химические свойства (литификация, обезвоживание, реагентное

капсулирование, коагуляция/ сорбция) и т.д.

При надлежащем обезвреживании и переработке бурового шлама до показателей содержания тяжелых металлов, не превышающих установленных норм в соответствии с Методическими указаниями по определению тяжелых металлов в почвах сельхозугодий и продукции растениеводства, буровой шлам может быть использован в качестве минерального наполнителя для бетонной смеси, компонентов автодорожного покрытия и шлакоблоков, однако это требует дополнительных капитальных вложений [3].

в поглощающий пласт с образованием трещины гидроразрыва под действием высокого давления на устье [7]. При этом на нормативном уровне устоялся ряд условий применения обратной закачки. Так, документом «Правила охраны вод от загрязнения при бурении скважин на морских нефтегазовых месторождениях РД 153-39-031-98» допускается закачка отходов бурения в поглощающие горизонты только при отсутствии возможности использования других методов [8].

В добычной практике РФ данная технология применяется относительно недавно.

Вопрос обращения с отходами бурения на фоне увеличения темпов освоения шельфовых нефтегазовых месторождений является одним из ключевых.

Вывоз бурового шлама на берег реализован на всех шельфовых месторождениях Балтийского и Каспийского морей, например компанией ПАО «Лукойл» на Кравцовском нефтяном месторождении Балтийского моря, на месторождении им. В. Филановского и на месторождении им. Ю. Корчагина Каспийского моря.

Технология обратной закачки бурового шлама в пласт включает операции по измельчению бурового шлама, преобразованию его в пульпу с добавлением воды и химических загустителей на специальном оборудовании для достижения необходимых реологических параметров с целью обратной закачки полученной пульпы

Так, например, компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД» технология реализована на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Охотском море; компанией ПАО «Газпром нефть» – на месторождении Приразломное в Баренцевом море; компанией ООО «Газпромнефть-Хантос» – на Приобском месторождении на суше.

Вариант обращения с отходами бурения выбирается (с учетом стоимости, сроков реализации, технологической и логистической надежности, оценки воздействия на окружающую среду) на стадии проектирования буровых работ в проекте строительства сква-

Сравнение вариантов обращения с отходами бурения при разработке шельфовых месторождений в акватории малой глубины

№ п/п	Критерий оценки	Вариант 1. Вывоз на берег	Вариант 2. Утилизация через поглощающую скважину	Примечание
1.	Бесперебойная логистическая целостность	—	+	Вариант 1: вывоз буровых отходов в зимний период – 5 мес (по зимникам), в летний период – 3 мес (по морю), в межсезонье – (4 мес) вывоз шлама невозможен из-за отсутствия навигации
2.	Стоимость реализации	—	+	Рассчитывается в каждом случае. Принято в соответствии со статьей Т.И. Щевелевой [5]
3.	Эффективность и надежность применения	—	+	Вариант 1: вывоз шлама в контейнерах ставит под угрозу сроки ввода скважин в эксплуатацию, возникает риск невыполнения планового объема добычи
4.	Воздействие на окружающую среду	—	+	Вариант 1: оказывает значительное негативное воздействие на окружающую среду
5.	Длительность подготовки для реализации	+	—	Вариант 2: длительный процесс получения лицензий на закачку буровых отходов в пласт (4 года)

жин и утверждается в общей схеме проектов бурения [9].

Сравнение двух основных вариантов обращения с отходами бурения позволит определить наиболее оптимальный способ для условий акватории арктического шельфа (таблица).

При выборе варианта контейнерной транспортировки шлама на берег определяющими факторами являются: расстояние транспортировки, климатические условия, период навигации, наличие наземной береговой инфраструктуры для складирования шлама и его переработки [9].

Существенным ограничением для условий арктического

шельфа выступают глубины акваторий, а также навигационный период и климатические условия. Все шельфовые моря Арктики мелководны, за исключением северной акватории моря Лаптевых. Навигационные условия арктического шельфа позволяют использовать судоходный транспорт всего около 3 мес в году, в течение почти 5 мес в году транспортировка контейнеров возможна по ледовым зимникам на вездеходном транспорте (рис.3), в оставшиеся четыре месяца межсезонья навигация отсутствует полностью (рис. 4).

Из сравнения двух вариантов обращения с отходами

бурения (см. таблицу) видно, что при вывозе шлама на берег, ввиду высоких скоростей строительства скважин, ограниченного пространства платформы для складирования контейнеров, длительного периода отсутствия навигации, неизбежны срывы сроков ввода в эксплуатацию газовых скважин, приостановка работы добычной платформы, а в итоге – невыполнение плана добычи.

Стоит также отметить, что с ростом объемов шлама, а также при увеличении расстояния до береговой площадки складирования стоимость варианта вывоза шлама на берег для последующей утилизации возрастает, а варианта обрат-



Рис. 3. Варианты транспортировки бурового шлама в герметичных контейнерах судами (а) по морю и вездеходами (б) по зимникам

ной закачки шлама в поглощающий горизонт снижается [9].

Способ утилизации буровых отходов через поглощающую скважину имеет значительные преимущества перед вывозом бурового шлама на берег, позволяет обеспечить автономность платформы, ее надежную и планомерную экс-

плуатацию, характеризуется как наиболее безопасный вариант с точки зрения снижения антропогенного воздействия на окружающую среду и сокращения потенциальной площади нарушенных земель.

Среди арктических регионов Российской Федерации в 2021 г. наибольшая площадь

нарушенных земель приходилась на Ямало-Ненецкий автономный округ – 129971 га [1] – ввиду размещения отходов добычи топливно-энергетического сырья (рис. 5).

Начиная с 2016 г., согласно экологическому и геологическому законодательству, для реализации технологии обрат-



Рис. 4. Навигационный период в условиях арктического шельфа

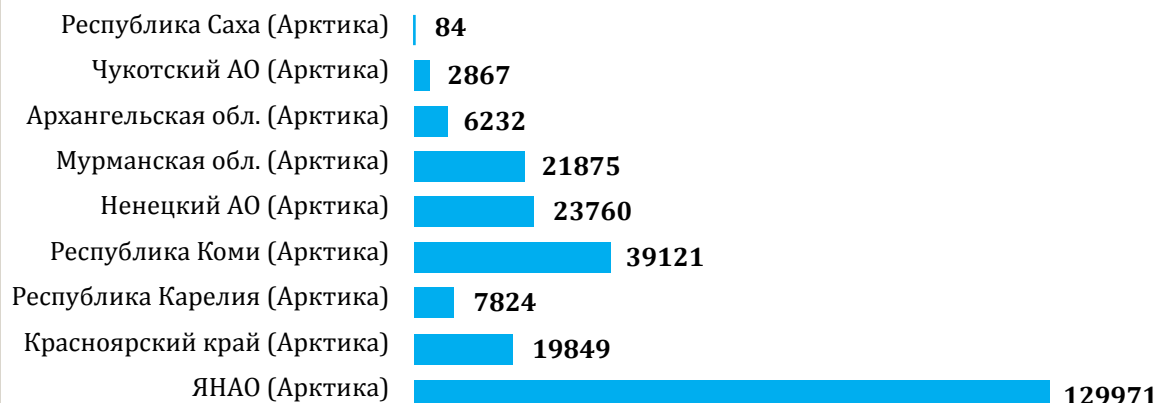


Рис. 5. Площадь нарушенных земель в арктической зоне РФ на 31.12.2021, га [1]

ной закачки буровых отходов в пласт обязательным условием ведения работ является оформление лицензий:

1. Лицензии на геологическое изучение недр (ГИН);
2. Лицензии на право строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;
3. Лицензии на захоронение отходов бурения.

Согласно требованиям законодательства необходима также регистрация объекта размещения отходов бурения в ГРОРО (Порядок ведения государственного кадастра отходов: приказ МПР РФ от 30.09.2011 г. № 792) [6–8].

Работы по захоронению бурового шлама начинаются с получения лицензии на проведение ГИН, в рамках которого проводятся краткие опытно-фильтрационные работы (ОФР) по закачке пульпы, имитирующей подлежащие захоронению отходы в поглощающий пласт (Приказ Минприроды России от 11.12.2013 г. № 586) для определения литологической пригодности пласта,

геометрии домена – области недр под закачку, его коллекторских свойств, а также параметров закачки: скорости закачки, предельного давления, длительности нагнетания и т.д. В соответствии с п. 19 Приказа Минприроды России от 11.12.2013 г. № 586, ОФР проводятся на разведочной стадии – ГИН согласно проекту опытно-промышленной закачки. Результаты фактически выполненных ОФР являются обязательной составляющей отчета о ГИН, который подлежит государственной геологической экспертизе в ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ ГКЗ) для заключения пригодности участка к опытно-промышленной эксплуатации.

Однако законодательство не дает разъяснений по составу имитации пульпы, поскольку при соответствии физических и химических характеристик пульпы, имитирующей подлежащие захоронению отходы (фактической пульпе), законодательные экологические и геологические ограничения недропользователя теряют

свою значимость ввиду недопустимости захоронения отходов бурения без лицензии на обращение с отходами (ст. 10.1 ФЗ «О недрах») и регистрации объекта размещения отходов в реестре ГРОРО [10–12].

После прохождения экспертизы ФБУ ГКЗ отчета ГИН необходимо инициировать работу по получению лицензии на право строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых (ст. 10.1 ФЗ «О недрах»), согласовать проект захоронения отходов бурения, получить горноотводный акт в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). В части обращения с отходами необходимо получить лицензию на захоронение отходов бурения, а также внести объект захоронения в ГРОРО [10–12].

Таким образом, до получения требуемых лицензий и оформления необходимой документации, согласно регламентному порядку для ввода скважины обратной закачки в эксплуатацию (продолжитель-

ностью около 2,5 лет), дорогостоящее оборудование по производству пульпы, которое применялось при проведении ОФР, неизбежно будет простаивать, как и сама буровая установка [10–12] в условиях малых глубин арктических акваторий при невозможности вывоза бурового шлама в периоды отсутствия навигации (ледостава в октябре-ноябре и ледохода в мае-июне).

Необходимо подчеркнуть, что эксплуатация полигона под закачку шлама без полного пакета разрешительных документов является нарушением законодательства (Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 N 89-ФЗ).

Вывод

В настоящее время технология обратной закачки отходов бурения – наиболее передовая, рациональная и перспективная технология при освоении шельфовых месторождений с ледостойких платформ, обеспечивающая автономность платформы, надежную и бесперебойную эксплуатацию, позволяющая минимизировать антропогенное воздействие на окружающую среду. Она способствует реализации принципа нулевого сброса и значительному сокращению площади нарушаемых земель.

Однако для эффективной реализации технологии обратной закачки требуется пересмотр экологического и геологического законодательства на предмет исключения противоречий, для гармонизации и согласования в части вопросов захоронения буровых отходов, поскольку соблюдение регламентных процедур создаст значительные административные риски для недропользователя.

Соблюдение всех требований законодательства при обращении с отходами бурения на стационарных ледостойких добычных платформах в сложных климатических условиях арктического шельфа влечет за собой существенные финансовые риски, связанные с простым бурового комплекса, а также риски нарушения сроков ввода скважин в эксплуатацию, при этом остается единственным вариантом, обеспечивающим автономность ледостойкой платформы и бесперебойную работу эксплуатационного комплекса при освоении месторождений с добычных платформ в Арктике.

Стоит отметить, что основы государственной политики Российской Федерации в Арктике (утв. Президентом Российской Федерации 18.09.2008 г. № Пр-1969) определяют развитие ресурсной базы арктической зоны за счет использования перспективных технологий в качестве одного из стратегических приоритетов государственной политики Российской Федерации в Арктике [1]. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2020 г.: государственный доклад. – М.: Минприроды России; МГУ имени М.В.Ломоносова, 2021. – 864с – URL: <https://2020.ecologygosedoklad.ru/api/media/file/d3005e7015da96594907894c110510956a5a7dff.pdf> (дата обращения 19.01.2023).
2. Верещацкая И.А., Гаврилова Е.А. Проблемы освоения месторождений углеводородов на шельфе Балтики и арктическом шельфе // Молодой ученый. – 2022. – № 43 (438). – С. 217–221. – URL: <https://moluch.ru/archive/438/95703/> (дата обращения: 05.01.2023).
3. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа: в 2-х т.

2-е изд. перераб. и доп. Т. 1: Морской нефтегазовый комплекс: состояние, перспективы, факторы воздействия. – М.: Изд-во ВНИРО, 2017. – 326 с.

4. Об отходах производства и потребления (с изменениями на 26 июля 2019 г.): Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ // Российская газета. 30.06.1998 г. № 121.
5. Об экологической экспертизе (с изменениями на 2 августа 2019 г.): Федеральный закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ // Российская газета. 30.11.1995 г. № 232.
6. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. – М.: Газпром, 1998.
7. Середина Т.В., Семисотова О.С., Штунь Е.Е. Технология обратной закачки шлама в пласт как экологический метод утилизации буровых отходов на шельфе Северного Каспия // Геология, география и глобальная энергия. – 2015. – № 4. – С. 126–133.
8. РД 153-39-031-98 Правила охраны вод от загрязнения при бурении скважин на морских нефтегазовых месторождениях. – М.: Минэнерго России, 1998.
9. Щевелева Т.И. Определение стоимости методов обращения с отходами бурения на морском шельфе // Научное ведение. – 2013. – № 6. – URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/37EVN613.pdf> (дата обращения 19.01.2023).
10. Хасанов Д.А., Теняков Е.О., Павленко О.Л. Проблемные вопросы организации глубинного захоронения буровых отходов // Наука и мир. – 2020. – Т. 2, № 4 (80). – 93 с.
11. Асланян В.В., Петряева А.В., Сорокин С.А. Буровые отходы: проблемы и решения. // Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли: тр. Всерос. науч.-практ. конф. – Самара, 2021.
12. Теняков Е.О., Хасанов Д.А., Смагина Т.Н. Проблемы нормативного регулирования стадийности геологического изучения недр при закачке буровых отходов. // Недропользование XXI век. – № 4. – (87). – С. 216–219.

К 100-ЛЕТИЮ ЮРИЯ ВЯЧЕСЛАВОВИЧА ВАДЕЦКОГО

9 марта 2023 г. исполняется 100 лет со дня рождения видного ученого, одного из старейших нефтяников-буровиков, крупного организатора и руководителя в отечественной нефтедобывающей отрасли Юрия Вячеславовича Вадецкого – доктора технических наук, профессора, лауреата Государственной премии СССР.



Юрий Вячеславович Вадецкий – участник Великой Отечественной войны, доктор технических наук, профессор, автор более 170 научных трудов и изобретений, лауреат Государственной премии СССР, лауреат премии им. академика И.М. Губкина, заслуженный деятель науки и техники Российской Федерации, академик Международной академии информатизации, Почетный нефтяник, Почетный работник газовой промышленности.

За боевые заслуги в годы Великой Отечественной войны Юрий Вячеславович был награжден орденом Отечественной войны I степени, орденом Славы III степени, многими медалями, по итогам трудовой деятельности – тремя орденами Трудового Красного Знамени, медалями, Почетной грамотой Президиума Верховного Совета Татарской АССР.

После окончания с отличием Азербайджанского индустриального института в 1950 г. Юрий Вячеславович был направлен в Объединение «Татнефть», которое в эти годы интенсивно занималось освоением крупнейшего Ромашкинского месторождения. Здесь он с 1951 по 1960 г., работая на разных должностях, прошел путь от инженера участка буровой конторы до главного инженера треста «Татбурнефть». Работая на буровых предприятиях, Ю.В. Вадецкий внес большой вклад в развитие буровых работ. Закончив аспирантуру в декабре 1959 г., он успешно защитил кандидатскую диссертацию.

С 1960 по 1965 г. он являлся заместителем министра геологии и охраны недр Казахской ССР.

В этот период при его участии были открыты крупные месторождения Жетыбай и Узень на Мангышлаке и месторождение Прорва в Гурьевской области.

С 1965 г. Юрий Вячеславович работал в Институте геологических наук (г. Минск). С 1967 по 1973 г. был заместителем начальника Управления геологии при Совете Министров Белорусской ССР, затем – заместителем директора ВНИИБТ – директором Пермского филиала ВНИИБТ (1973–1979) и директором ВНИИБТ в г. Москве (1979–1986).

В 1981 г. Ю.В. Вадецкий успешно защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук.

С 1986 по 2006 г. Юрий Вячеславович занимал должность заместителя Генерального директора ВНИИОЭНГ по научной работе. В этот период он отдавал много сил издательской деятельности института. Был главным редактором журналов «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

Успешно занимался выставочной и внешнеэкономической деятельностью, получив признание иностранных коллег по работе.

В работах института, отмеченных наградами в эти годы, большая доля труда Ю.В. Вадецкого.

Им написан учебник «Бурение нефтяных и газовых скважин», выдержавший шесть изданий при жизни автора. Три издания были выпущены после его смерти по запросу институтов в 2018, 2020 и 2022 гг. За этот учебник Ю.В. Вадецкий в 1988 г. был удостоен Государственной премии СССР.

Большой производственный опыт и всесторонние глубокие знания снискали ему заслуженный авторитет среди нефтяников и буровиков, научных сотрудников и учащихся высших и средних учебных заведений, которые и сегодня пользуются печатными трудами, вышедшими по инициативе и под руководством Ю.В. Вадецкого – это и трехтомник «Нефтегазовой энциклопедии» и «Энциклопедический справочник по бурению на нефть и газ».

Светлая память о большом ученом, замечательном, добром и отзывчивом человеке сохраняется в сердцах его коллег, друзей и товарищей.

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ПРОШЛИ ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ

В марте 2023 г. ООО «Газпром морские проекты» получены два положительных заключения государственной экспертизы ФАУ «Главгосэкспертиза России» по объектам:

- «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море»;
- «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномысское-море».



Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море



Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномыское-море

Проектная документация и инженерные изыскания выполнены специалистами Департамента проектных работ ООО «Газпром морские проекты». Наличие положительных заключений государственной экспертизы позволит заказчику – филиалу ООО «Газпром инвест» «Шельф» – получить разрешение на строительство и приступить к реализации проектов в директивные сроки.

Проектом «Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномыское-море» предусмотрено строительство подводного и берегового участков газопроводов (1 и 2 нитки) диаметром 1000 мм и протяженностью 47 км каждый, метанолопровода и кабельных линий связи (1 и 2 нитка) от ЛСП «Каменномысская» до УКПГ на мысе Парусный.

Проектом «Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномыское-море» предусмотрено строительство УКПГ на мысе Парусный производительностью 15,1 млрд м³ газа в год, ДКС (1 очередь), промбазы с вахтовым жилым комплексом и сопутствующими объектами жизнеобеспечения, вертолётной площадки, электростанции собственных нужд, водозаборных сооружений, площадки поглощающих скважин, магистрального газопровода диаметром 1400 мм от УКПГ на мысе Парусный до головной компрессорной станции Ямбургского месторождения протяженностью 81,5 км, автодороги к УКПГ с твердым покрытием протяженностью 64 км, вдольтрассовых линий электропередачи и ВОЛС. ■

ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ»

(РАНЕЕ ООО «КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ НЕФТЕГАЗПРОЕКТ»)

В ЧАСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ ЗАКЛЮЧЕНИЙ

ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА» И ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ

ЭКСПЕРТИЗЫ ЗА ПЕРИОД 2020–2023 ГГ.

ООО «Газпром морские проекты» выполняет комплекс работ по проектированию обустройства нефтегазовых месторождений и строительства скважин. За последние 3 года успешно завершён значительный объём работ для ПАО «Газпром», ООО «Газпромнефть Заполярье», ООО «Газпром трансгаз Томск» и др. За указанный период получено 21 положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза» и 12 положительных заключений Главной экологической экспертизы. До конца текущего года планируется загрузка ещё 5 объектов проектирования в ГГЭ и 2 объектов в ГЭЭ.

Положительные заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России» за период с 2020 по 2023 г.:

1. Куст газовых скважин №1 Песцового НГКМ (2020 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
2. ТЗРУ Ен-Яхинского НГКМ (2021 НГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
3. ГВТ Ен-Яхинского НГКМ (2020 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
4. ГВТ Песцового НГКМ (2020 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
5. КС с УПГ Песцового НГКМ (2020 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
6. Куст газовых скважин №3А02 Уренгойского месторождения (2022 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
7. Трубопровод ШФЛУ Песцового месторождения (2022 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
8. Кусты газоконденсатных скважин №3А03, №3А05, №3А06 Уренгойского НГКМ (2022 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
9. Газопровод от КГС №3А02 до т.вр. в газопровод куста скважин №110 Уренгойского месторождения (2022 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
10. Объекты внешнего электроснабжения. Уренгойского месторождения (2022 НГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
11. Кусты газоконденсатных скважин №3А01, №3А07 Уренгойского НГКМ (2022 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

12. Установка предварительной подготовки газа. (I очередь) Уренгойского НГКМ (2022 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
13. **Трубопровод внешнего транспорта. Уренгойского НГКМ** (2023 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
14. **КГС № 1-94, № 2-327, № 2-341. Уренгойского НГКМ** (2023 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
15. **Газопровод “УППГ - “УКПГ-1АВ”. Конденсатопровод “УКПГ-1АВ” - УСК”. Уренгойского НГКМ** (2023 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
16. **Реконструкция автоматической газораспределительной станции “Энергия-3” г. Барабинска Барабинского ЛПУМГ** (2022 ГГЭ ООО «Газпром трансгаз Томск»)
17. **Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. Этап 3. Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-5 и УКПГ-6. Объединение УКПГ-5 и УКПГ-6** (2021 ГГЭ ПАО «Газпром»)
18. **Газопровод-отвод к п. Рассвет, Ленинградской области** (2021 ГГЭ ПАО «Газпром»)
19. **Реконструкция парка РВС 5000 м³ под хранение метанола** (2021 ГГЭ ООО «Газпром добыча Ямбург»)
20. **Реконструкция АГРС п/ф “Юбилейная”** (2021 ГГЭ ПАО «Газпром»)
21. **“Газопровод – отвод “КС Южно – Балыкская – г. Нефтеюганск”** (2020 ГГЭ ПАО «Газпром»)
22. **Расширение газотранспортных мощностей для поставок газа потребителям центральных районов Ростовской области на участке г. Шахты – г. Волгодонск. I этап. Газопровод-перемычка к ГРС Волгодонск-1** (2021 ГГЭ ПАО «Газпром»)
23. **Реконструкция ГРС ст. Медведовская Краснодарского края** (2021 ГГЭ ПАО «Газпром»)
24. **Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море** (2023 ГГЭ ПАО «Газпром»)
25. **Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномысское-море** (2023 ГГЭ ПАО «Газпром»)

Загружены на ФАУ «Главгосэкспертиза России»:

1. КГС №16А-1 Уренгойского НГКМ (план март 2023 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
2. Объекты внешнего электроснабжения (2 очередь) Уренгойского НГКМ (план июль 2023 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
3. **КГС № 1-95, № 1-96, № 2-326. Уренгойского НГКМ** (план август 2023 ГГЭ ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
4. **КГС № 1-94, № 2-327, № 2-341. Уренгойского НГКМ** (план декабрь 2023 ГГЭ, откорректированная ПД ООО «Газпромнефть-Заполярье»)
5. Узел замера и редуцирования газа (УЗРГ) на промплощадке Отрадененского ЛПУМГ (план июль 2023 ГГЭ ПАО «Газпром»)

Положительные заключения Государственной экологической экспертизы с 2021 по 2023 г.:

№ п/п	Наименование объекта	Номер и дата заключения (приказа об утверждении) ГЭ, ГЭЭ
2021 год		
1	Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-5 и УКПГ-6. Объединение УКПГ-5 и УКПГ-6	Приказ РПН от 30.07.2021 №936/ГЭЭ
2	Реконструкция парка РВС-5000 м ³ под хранение метанола	Приказ РПН от 30.07.2021 №937/ГЭЭ
3	Строительство разведочной скважины № 7 Ленинградского газоконденсатного месторождения	Приказ РПН от 09.07.2021 №807/ГЭЭ
4	Строительство поисково-оценочной скважины № 2 Скуратовской площади	Приказ РПН от 09.07.2021 №806/ГЭЭ
2022 год		
5	Строительство разведочной скважины № 4 Ледового месторождения	Приказ РПН от 27.05.2022 №750/ГЭЭ
6	Строительство разведочной скважины № 177-Р на Южно-Тамбейском лицензионном участке в акватории Обской губы	Приказ РПН от 27.04.2022 №555/ГЭЭ
7	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для скважин газоконденсатных эксплуатационных Южно-Кириного месторождения в составе проектов: «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Южно-Кириного месторождения» и «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Южно-Кириного месторождения (2 этап)	Приказ РПН от 06.09.2022 №3997
8	Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море	Приказ РПН от 02.12.2022 №2058/ГЭЭ

9	Обустройство газового месторождения Каменномысское-море. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномысское-море	Приказ РПН от 18.10.2022 №1722/ГЭЭ
10	Обустройство Песцового месторождения. Трубопровод ШФЛУ	Приказ РПН от 17.06.2022 № 859/ГЭЭ
11	Обустройство участка 3 А Ачимовских залежей Уренгойского месторождения. УППГ (1 очередь)	Приказ РПН от 23.09.2022 № 1526/ГЭЭ
12	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Газопровод «УППГ – «УКПГ-1АВ». Конденсатопровод «УКПГ-1АВ» – УСК (ГВТ)	Приказ РПН от 28.12.2022 № 2302/ГЭЭ

Загружены на Государственную экологическую экспертизу:

1. Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин №1-94, №2-327, №2-341
2. Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин № 16А-1



ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

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



**25 МАЯ
2023**

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ. Награждение лучших нефтегазостроительных подрядчиков. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



**28 СЕНТЯБРЯ
2023**

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производства 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

ОБЩЕСТВЕННЫЕ ОБСУЖДЕНИЯ: СТАТИСТИКА ВОВЛЕЧЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ ЗА 2019–2022 ГОДЫ

Е.Г. Шеханова, специалист отдела

ООО «Газпром морские проекты»

E-mail: e.shehanova@gazprom-seaprojects.ru

Общественные обсуждения, включающие информирование общественности, открытие общественных приемных, организацию открытого доступа заинтересованных сторон к материалам документации, направлены на выявление общественного мнения относительно намечаемой деятельности и его учет в процессе оценки воздействия на окружающую среду. В соответствии с требованиями Приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду» выделено несколько форм проведения общественных обсуждений, таких как простое информирование, опрос, общественные слушания и иная форма (конференция, круглый стол, анкетирование и т.д.). В статье рассмотрена форма общественных слушаний, которая предполагает собрание всех заинтересованных сторон для обсуждения, после ознакомления общественности с документацией.

Статистика по числу участников общественных обсуждений в форме общественных слушаний, проведенных ООО «Газпром морские проекты» с начала 2019 г. по сентябрь 2021 г., представлена в табл. 1, с сентября 2021 г. по 2022 г. включительно – в табл. 2.

Необходимо понимать, что в течение выбранного периода происходили ключевые преобразования условий проведения общественных обсуждений. Изменения начались со вспышки заболеваемости коронавирусом 2019-nCoV, повлекшей повсеместные запреты и ограничения на проведение массовых мероприятий. Организации оказались в затруднительном положении, так как общественные слушания всегда проводились в очном формате, а переносить мероприятия на неопределенный срок, теряя

время, было бы неразумно. На помощь пришла всемирная информационно-коммуникационная сеть – Интернет, слушания стали проводить в формате видео-конференц-связи (ВКС).

С одной стороны, переход в формат ВКС имеет ряд плюсов. Все желающие могут подключиться, послушать, задать интересующие вопросы, не покидая своих рабочих мест. Однако есть и другая сторона, до некоторых отдаленных уголков нашей страны интернет еще не добрался, есть население, предпочитающее проживать на межселенных территориях и вести кочевой образ жизни. Также не исключены проблемы с подключением к сети. Например, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в зимний период часто происходят перебои со связью. Кроме того, некоторые представители местного населения негативно

настроены к онлайн-встречам, считая общение вживую более естественным и продуктивным.

В сентябре 2021 г. вся процедура общественных обсуждений подверглась модернизации в соответствии с вступившим в силу Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду» (далее Требования). Значительно изменилась система оповещения общественности о проведении общественных обсуждений. До 01.09.2021 г. информация о предстоящих обсуждениях публиковалась в официальных изданиях органов исполнительной власти и местного самоуправления, на территории которых намечается реализация объекта государственной экологической экспертизы, согласно Положению об оценке воздействия на-

Таблица 1

Статистика вовлеченности населения в общественные слушания за 2019–2021 гг., проводимые в соответствии с Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утвержденным приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372

№	Объект	Район	Кол-во участников ОС
2019 год			
1*	«Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС №506»	Надымский ЯНАО	25
2*	Программа инженерных изысканий по объекту «Строительство разведочной скважины № 177-Р на Южно-Тамбейском ЛУ в акватории Обской губы»	Ямальский ЯНАО	47
3*	«Реконструкция КРП-14 с подводными газопроводами-отводами»	Московская область	22
4*	«Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин пласта ПК1 Семаковского месторождения с горизонтальным профилем ствола и большим отходом от вертикали»	Надымский ЯНАО	26
5*	Программа морских комплексных инженерных изысканий для обеспечения постановки и эксплуатации СПБУ под поисково-оценочное бурение на Лунском лицензионном участке	МО «Городской округ Ногликский»	17
		МО городской округ «Охинский»	11
6*	«Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК3, № СК9, № СК10 Южно-Кириного месторождения»	МО «Городской округ Ногликский»	21
7*	«Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК8, № СК19, № СК20 Южно-Кириного месторождения»	МО «Городской округ Ногликский»	21
8*	«Строительство разведочной скважины № 177-Р на Южно-Тамбейском ЛУ в акватории Обской губы»	Ямальский ЯНАО	32
2020 год			
1*	Программа инженерных изысканий на морские участки по объекту «Обустройство Северо-Каменномысского месторождения»	Ямальский ЯНАО с. Новый Порт	27
		Ямальский ЯНАО с. Мыс Каменный	30
		Тазовский ЯНАО	25
		Надымский ЯНАО	20

Таблица 1
(Продолжение)

№	Объект	Район	Кол-во участников ОС
2*	Программа инженерных изысканий на морские участки по объекту «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море»	Ямальский ЯНАО с. Новый Порт	12
		Ямальский ЯНАО с. Мыс Каменный	30
		Тазовский ЯНАО	25
		Надымский ЯНАО	20
3*	«Строительство поисково-оценочной скважины № 2 Скуратовской площади»	Ямальский ЯНАО	26
4*	«Строительство разведочной скважины № 5 Ленинградского газоконденсатного месторождения»	Ямальский ЯНАО	26
5*	«Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-5 и УКПГ-6. Объединение УКПГ-5 и УКПГ-6»	Тазовский ЯНАО	23
		Надымский ЯНАО	29
6*	«Реконструкция парка РВС 5000 м ³ под хранение метанола»	Надымский ЯНАО	29
2021 год			
1	Обустройство Ен-Яхинского месторождения. ТЗРУ	Пуровский ЯНАО	21
2	Строительство разведочной скважины № 162 Тасийского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения	Ямальский ЯНАО	18
3	Строительство разведочной скважины № 163 Тасийского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения	Ямальский ЯНАО	18
4	Разведочная скважина № 300 Бованенковского НГКМ, разведочная скважина № 306 Бованенковского НГКМ	Ямальский ЯНАО	19
5*	Обустройство Песцового месторождения. Трубопровод ШФЛУ	Надымский ЯНАО	37
		Пуровский ЯНАО	28
6	Поисково-оценочная скважина № 262 Харвутинской площади	Надымский ЯНАО	44
7	Разведочная скважина № 228 Ямбургской площади	Тазовский ЯНАО	18
8	Строительство разведочной скважины № 230 Ямбургской площади	Тазовский ЯНАО	18
9	Строительство разведочной скважины № 231 Ямбургской площади	Тазовский ЯНАО	18

Таблица 1
(Окончание)

№	Объект	Район	Кол-во участников ОС
10	Строительство поисково-оценочных скважин №№ 600, 601, 604 Комсомольского месторождения	Пуровский ЯНАО	20
11	Строительство разведочной скважины № 125 Западно-Тамбейского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения	Ямальский ЯНАО	18
12	Строительство разведочной скважины № 126 Западно-Тамбейского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения	Ямальский ЯНАО	18
13	Строительство разведочной скважины № 127 Западно-Тамбейского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения	Ямальский ЯНАО	18
14	Строительство разведочной скважины № 165 Тасийского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения	Ямальский ЯНАО	18
15*	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Куст газоконденсатных скважин № 3А02	Пуровский ЯНАО	27
16*	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Кусты газоконденсатных скважин № 3А01, № 3А07	Пуровский ЯНАО	27
17*	Обустройство участка 3А Ачимовских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин № 3А03, № 3А05, № 3А06	Пуровский ЯНАО	27
18	Скважина поисково-оценочная № 498 Ямсовейского месторождения. Скважина поисково-оценочная № 499 Ямсовейского месторождения. Скважина поисково-оценочная № 487 Ямсовейского месторождения	Пуровский ЯНАО	19
19*	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Газопровод «УППГ – «УКППГ-1АВ». Конденсатопровод «УКППГ-1АВ» – УСК»	Пуровский ЯНАО	31
20*	Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин №16А-1	Надымский ЯНАО	42
Примечание.			
	Общественные обсуждения в очном формате		
	Общественные обсуждения в формате ВКС		
*	Объекты, подлежащие ГЭЭ в соответствии с Федеральным законом №174-ФЗ «Об экологической экспертизе»		

Таблица 2

Статистика вовлеченности населения в общественные слушания за 2021–2022 гг., проводимые в соответствии с требованиями Приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду»

№	Объект	Район	Кол-во участников ОС
2021 год			
1*	Строительство разведочной скважины № 177-Р на Южно-Тамбейском лицензионном участке в акватории Обской губы	Ямальский ЯНАО	32
2*	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Газопровод от куста газоконденсатных скважин №3А02 до т.вр. в газопровод куста скважин №110	Пуровский ЯНАО	25
3*	Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномыское-море	Ямальский ЯНАО	31
		Надымский ЯНАО	96
		Тазовский ЯНАО	31
2022 год			
1*	Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 2. Береговые сооружения обустройства газового месторождения Каменномыское-море	Надымский ЯНАО	57
2*	Строительство поисково-оценочной скважины № 5 Русановского лицензионного участка	Ямальский ЯНАО	17
3*	План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов для скважин газоконденсатных эксплуатационных Южно-Киринского месторождения в составе проектов: «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Южно-Киринского месторождения» и «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Южно-Киринского месторождения (2 этап)»	МО «Городской округ Ногликский»	25
4*	Обустройство газового месторождения Каменномыское-море. Этап 3. Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «А» газового месторождения Каменномыское-море с технологическими коммуникациями для подключения ДКС	Ямальский ЯНАО	21
		Надымский ЯНАО	28
		Тазовский ЯНАО	20
5*	Обустройство Песцового месторождения. Площадка налива	Надымский ЯНАО	32

**Таблица 2
(Продолжение)**

№	Объект	Район	Кол-во участников ОС
6*	Обустройство участка 3А Ачимовских залежей Уренгойского НГКМ. Установка предварительной подготовки газа. (I очередь)	Пуровский ЯНАО	21
7*	Программы морских комплексных инженерных изысканий для ликвидации объекта незавершенного строительства: «Эксплуатационная скважина № Р4 Киринского ГКМ», входящего в состав инвестиционного проекта «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Киринского ГКМ» (код стройки 046-3001292)	МО «Городской округ Ногликский»	25
8*	Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК3, № СК9, № СК10 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1	МО «Городской округ Ногликский»	20
9*	Групповой рабочий проект на строительство скважин газоконденсатных эксплуатационных № СК8, № СК19, № СК20 Южно-Киринского месторождения. Дополнение 1	МО «Городской округ Ногликский»	20
10*	Скважина газоконденсатная эксплуатационная № СК46 Южно-Киринского месторождения	МО «Городской округ Ногликский»	20
11*	Скважина газоконденсатная эксплуатационная № СК5 Южно-Киринского месторождения. Дополнение № 2	МО «Городской округ Ногликский»	20
12*	Обустройство участка Валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин № 1-94, № 2-327, № 2-341	Пуровский ЯНАО	14
13*	Программа на выполнение инженерных изысканий для разработки проектной документации на строительство объекта «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море». Этап 1. Межпромысловые подводные коммуникации обустройства газового месторождения Каменномысское-море. Этап 3. Ледостойкая стационарная платформа (ЛСП) «А» газового месторождения Каменномысское-море с технологическими коммуникациями для подключения ДКС»	Ямальский ЯНАО (+ Надымский и Тазовский)	43
14*	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Газопровод «УППГ – «УКПГ-1АВ». Конденсатопровод «УКПГ-1АВ» – УСК» (повторно)	Пуровский ЯНАО	14
15*	Строительство поглощающих скважин № 1П, 2П, 3П месторождения Каменномысское-море	Надымский ЯНАО	41

Таблица 2
(Окончание)

№	Объект	Район	Кол-во участников ОС
16*	Строительство наблюдательной скважины №4Н месторождения Каменномысское-море	Надымский ЯНАО	41
17	Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. Этап 4. Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2	Надымский ЯНАО	27
18*	Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Трубопроводы внешнего транспорта	Пуровский ЯНАО	15
19*	Строительство поисково-оценочной скважины № 1 Северо-Харасавэйской площади	Ямальский ЯНАО	17
20*	Ликвидация объекта незавершенного строительства: «Эксплуатационная скважина № Р4 Киринского ГКМ», входящего в состав инвестиционного проекта «Бурение эксплуатационное на месторождениях. Обустройство Киринского ГКМ» (код стройки 046-3001292)»	МО «Городской округ Ногликский»	21
21*	Строительство поисково-оценочной скважины № 5 Русановского лицензионного участка (повторно)	Ямальский ЯНАО	18
Примечание.			
	Общественные обсуждения в очном формате		
	Общественные обсуждения в формате ВКС		
*	Объекты, подлежащие ГЭЭ в соответствии с Федеральным законом №174-ФЗ «Об экологической экспертизе»		

мечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утвержденному приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 г. № 372. Теперь на основании Требований уведомления размещаются на официальных сайтах государственных органов федерального, регионального и муниципального уровней, а также на сайте заказчика (исполни-

теля), а публикации в СМИ осуществляются при отсутствии сайта государственного органа регионального или муниципального уровня.

В большинстве случаев форму общественных слушаний администрации назначают для объектов, подлежащих государственной экологической экспертизе (ГЭЭ) в соответствии с Федеральным законом

№174-ФЗ «Об экологической экспертизе». После вступления в силу Федерального закона от 02.07.2021 N 341-ФЗ «О внесении изменения в ст. 11 Федерального закона «Об экологической экспертизе» объектов, подлежащих ГЭЭ, стало больше, а соответственно, возросло число общественных слушаний.

ООО «Газпром морские проекты» имеет значительный



Общественные слушания, Ямальский район

опыт проведения общественных обсуждений в разных районах. За исследуемый период общественные обсуждения только в форме слушаний проводились на территориях ЯНАО, Сахалинской и Московской областей:

- 22 раза в Ямальском районе ЯНАО;
- 16 раз в Надымском районе ЯНАО;
- 13 раз в Пуровском районе ЯНАО;
- 8 раз в Тазовском районе ЯНАО;
- 10 раз в МО «Городской округ Ногликский» Сахалинской области;
- 1 раз в МО городской округ «Охинский» Сахалинской области;
- 1 раз в городском округе Красногорск Московской области.

С учетом опыта общения с общественностью разных районов можно отметить, что в каждом районе есть свои особенности, в том числе и в проведении общественных обсуждений. Администрация Тазовского района для вовле-

чения большего количества людей всегда проводит дополнительное информирование о намечаемой деятельности для ознакомления жителей района с объектом проектирования и учета их мнения, включая население, проживающее в тундре, посредством сотрудничества с общественными организациями. Администрация Ямальского района выступает за проведение очных слушаний, обеспечивая явку заинтересованных лиц за счет тесного взаимодействия с районным общественным движением «Ямал» коренных малочисленных народов Севера. Администрация МО «Городской округ Ногликский» предлагает вариативность для желающих поучаствовать в слушаниях: можно подключиться дистанционно, а можно приехать в здание библиотеки, где организовано подключение к конференции.

Выводы

Опираясь на приведенные данные, можно сделать следующие выводы.

1. Население отдаленных регионов не готово полностью перейти на формат онлайн-встреч, так как многие ведут кочевой образ жизни и не имеют доступа к сети Интернет.

2. Органы местного самоуправления играют негласную, но очень важную роль в процессе организации общественных обсуждений, которая заключается в обеспечении вовлеченности заинтересованного населения путем широкого и своевременного информирования населения.

3. Безусловно, число участников зависит от объекта, представляемого на обсуждение. Чем крупнее объект, тем больше интереса и беспокойства он вызывает у населения. Представители общественности находят способы, чтобы обозначить свое мнение, участвуя в слушаниях и направляя письма в ООО «Газпром морские проекты» как исполнителю, а также заказчикам, администрации и органам исполнительной власти. ■

ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ЗАПУСТИЛО КУРС ЛЕКЦИЙ ДЛЯ СТУДЕНТОВ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

14 марта в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина состоялся запуск курса лекций «Реализация морских проектов по добыче нефти и газа» от «Газпром морские проекты». Мероприятие торжественно открыли ректор Губкинского университета Виктор Георгиевич Мартынов и генеральный директор ООО «Газпром морские проекты» Сергей Геннадьевич Зенин.



Ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина В.Г. Мартынов и генеральный директор ООО «Газпром морские проекты» С.Г. Зенин на торжественном открытии курса лекций «Реализация морских проектов по добыче нефти и газа»

«В рамках разработанной программы взаимодействия Губкинского университета и «Газпром морские проекты» мы предусмотрели участие руководства компании в образовательном процессе университета и сегодня, воплощая в жизнь эту возможность, торжественно запускаем флагманский курс лекций, из которого вы узнаете об особенностях освоения нефтегазовых месторождений и реализации круп-

ных проектов на шельфе» – обратился к слушателям курса **Сергей Геннадьевич Зенин.**

В ходе мероприятия Губкинскому университету был презентован макет ледостойкой стационарной платформы «Каменномысская».

«Ещё один немаловажный пункт в соглашении о сотрудничестве – это участие нашей компании в развитии инфраструктуры университета. Для «Газпром морские проекты» –

большая честь внести свой вклад в модернизацию кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений. Сегодня ведутся ремонтные работы на кафедре для того, чтобы вы, дорогие студенты, – перспективное будущее отрасли, смогли получать знания в самых современных условиях. Для наглядного изучения особенностей устройства современных морских платформ для нефтегазодобычи мы рады презентовать



Торжественное открытие курса лекций «Реализация морских проектов по добыче нефти и газа» от ООО «Газпром морские проекты» в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина макет ледостойкой стационарной платформы «Каменномысская», которая в скором времени обеспечит работу по добыче газа с арктического шельфа России» – отметил **Сергей Геннадьевич Зенин**.

После торжественной части первые лекции прочли заместитель генерального директора по перспективному развитию **Борис Александрович Сердитов**

и руководитель группы МТО **Ринат Рашитович Жафяров**, рассказав о ретроспективе морских проектов компаний Группы «Газпром» и функциях концептуального проектирования при обустройстве морских месторождений.

Курс состоит из шести модулей и охватывает ключевые этапы реализации шельфовых проектов: проектирование, бурение и обустройство. Кроме того, в программу курса вклю-

чены лекции по отраслевым практикам, логистике и экологии в Арктике.

Лекции пройдут с 14 марта по 20 апреля по вторникам и четвергам с 16:00 до 19:00 в многофункциональном тренажерном учебном центре по работе с наземным и подводным оборудованием (352 ауд). По окончании курса, при посещении более 80% занятий и прохождении итогового теста слушателям будут выданы сертификаты.

Также, в этом году ООО «Газпром морские проекты» впервые приняло участие в весенней ярмарке вакансий дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром», которая прошла 16 марта в Губкинском университете.

Компанию представили руководители управлений персоналом, проектирования, экологического и финансово-экономического. За время работы ярмарки было принято более 60 анкет от студентов университета на трудоустройство и прохождение ежегодной летней производственной практики. ■



Участие ООО «Газпром морские проекты» в весенней ярмарке вакансий дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМ ЖУРНАЛЕ «ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» В 2022 ГОДУ

Автор, название статьи	номер журнала	страница
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» заключило соглашение о сотрудничестве с Губкинским университетом	2	3
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН. ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ		
<i>Петренко В.Е., Оганов Г.С., Сальников А.С., Меркурьев Д.В., Потапов А.В.</i> Пути оптимизации продолжительности строительства эксплуатационных скважин на Южно-Кириновском месторождении	1	4
<i>Следков В.В.</i> Комплексная оценка эффективности процесса строительства скважин и внедрения инноваций	1	14
<i>Владимиров С.Г., Крайнева О.В.</i> Анализ эффективности методов борьбы с АСПО в добывающих скважинах	1	20
<i>Меркурьев Д.В.</i> Компенсация реактивной мощности буровых установок	2	6
<i>Бабин И.М.</i> Методика проектных расчетов и определение интервалов дифференциального прихвата бурильной колонны	2	11
<i>Оганов Г.С., Магомедгаджиева М.А., Алексеева К.В., Дзюбло А.Д.</i> Технические решения по термостабилизации грунтов многолетнемерзлых пород месторождения Семаковское	3	4
ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА		
<i>Бобов Д.Г., Гусейнов Ч.С.</i> Оценка массы и габаритов обитаемого подводного бурового аппарата	1	28
<i>Харченко Ю.А., Кротов К.Н.</i> Системы энергоснабжения и управления подводно-добычных комплексов на арктических морских месторождениях	2	22
<i>Земляновский В.А., Гусейнов Ч.С., Кульпин Д.Л.</i> Парк каскадно установленных подводных резервуаров СПГ	2	33
<i>Харченко Ю.А., Зубков С.К.</i> Обоснование местоположения системы подготовки воды для ППД при подводном обустройстве нефтяного месторождения	3	12
<i>Хоштария В.Н., Гуляев В.И.</i> Формирование и развитие морской минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» во втором десятилетии XXI в.	4	5

Автор, название статьи	номер журнала	страница
<i>Петренко В.Е., Нуриев М.Ф.</i> Направления развития технологий и оборудования для освоения морских лицензионных участков	4	12
<i>Оганов Г.С., Меркурьев Д.В., Бабин И.М.</i> Опыт проектирования и строительства скважин в акватории Арктики и континентального шельфа Российской Федерации	4	20
<i>Богатырева Е.В., Мирзоев Д.А., Вольгемут Э.А.</i> Применение обобщенной методики оптимизации комплексных схем обустройства и освоения морских месторождений углеводородов	4	30
<i>Оганов Г.С., Сердитов Б.А., Куропаткин С.Ю., Марченко С.П.</i> Особенности освоения газового месторождения Каменномысское-море	4	40
ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ		
<i>Астапов Д.В.</i> Применение детандер-генераторных агрегатов на объектах магистральных трубопроводов	1	36
ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ		
<i>Соловьянов А.А.</i> Климатическая повестка и энергетика России: путь перемен	1	42
<i>Блиновская Я.Ю., Охоткина В.Э.</i> Оценка эффективности сорбентов из нетканых материалов при ликвидации разливов тяжелых сортов нефти и нефтепродуктов в замерзающих акваториях	1	52
<i>Мязин В.А., Чапоргина А.А.</i> Сорбционно-биологическая очистка нефтезагрязненных прибрежных территорий в Евро-Арктическом регионе	2	56
<i>Монинец С.Ю.</i> Применение методик для анализа совокупной экологической выгоды для принятия решения при ликвидации разливов нефти в море	3	26
<i>Каштанова И.Е., Дубовцева С.В.</i> Экологические аспекты воздействия на окружающую среду при строительстве скважин в арктических морях	4	48
<i>Соловьянов А.А.</i> Добыча и сжигание попутного нефтяного газа в России	4	54
ТОПЛИВА В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ		
<i>Спиркин В.Г., Тонконогов Б.П.</i> Особенности применения нефтяных топлив в двигателях оборудования нефтегазодобычи	3	18
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ		
<i>Староконь И.В., Муравьев Е.А., Шмырев Д.В., Частухин А.П.</i> Актуальные технические и правовые проблемы обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса	4	62

Автор, название статьи	номер журнала	страница
ВЫДАЮЩИЕСЯ УЧЕНЫЕ И ОРГАНИЗАТОРЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ		
<i>Богатырева Е.В., Оганов А.С.</i> Б.А. Никитин – руководитель, ученый, педагог	3	40
ГЕОЛОГИЯ		
<i>Лобусев М.А., Бочкарев А.В., Лобусев А.В., Антипова Ю.А., Гумерова А.Н.</i> Критерии выделения Арктической газоносной провинции на севере Западно-Сибирского мегабассейна	2	40
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ		
<i>Кауракова М.В.</i> Влияние антироссийских санкций на международное сотрудничество в Арктике по освоению углеводородного потенциала	3	32
ИНФОРМАЦИЯ		
<i>Серова Е.</i> Общественные слушания 2022 года	1	59
План по дополнительному профессиональному образованию руководителей и специалистов топливно-энергетического комплекса	1	62
Перечень международных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых в первом полугодии 2022 года	1	65
<i>Серова Е.Г.</i> Общественные обсуждения: первое полугодие 2022 года	2	64
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» выступило спонсором XIX Международной конференции «Освоение шельфа России и СНГ – 2022»	2	66
Итоги международной выставки «Нефтегаз-2022»	2	68
Перечень международных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых во втором полугодии 2022 года	2	71
<i>Серова Е.Г.</i> Общественные обсуждения: летний период 2022 года	3	48
Итоги VI ежегодного международного инвестиционного форума и выставки «Восточный нефтегазовый форум»	3	50
Губкинский университет – Центр инновационных компетенций. Дополнительное профессиональное образование руководителей и специалистов топливно-энергетического комплекса	3	56
Календарь российских деловых мероприятий нефтегазовой отрасли на сентябрь–декабрь 2022 года	3	58
Делегация ООО «Газпром морские проекты» посетила Сахалин для участия в первом техническом форуме Дальнего Востока	4	70
Внешние мероприятия ООО «Газпром морские проекты» в первом полугодии 2023 года	4	72

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