

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

**DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS**

**Строительство  
скважин,  
оборудование  
и технологии**

**Освоение шельфа**

**Защита окружающей  
среды от загрязнения**

**Нормативные  
документы**

**Информация**

**№3. 2019**



Адреса и телефоны офисов ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»:

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

т./ф.: +7 (391) 256-80-30 / +7 (391) 256-80-32 [office@krskgazprom-ngp.ru](mailto:office@krskgazprom-ngp.ru)

123242, **г. Москва**, ул. Малая Грузинская, д.3

т./ф.: +7 (495) 966-25-50 / +7 (495) 966-25-51 [office-msk@krskgazprom-ngp.ru](mailto:office-msk@krskgazprom-ngp.ru)

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

т./ф.: +7 (846) 379-26-84 / +7 (846) 379-26-85 [office-smr@krskgazprom-ngp.ru](mailto:office-smr@krskgazprom-ngp.ru)

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

т./ф.: +7 (34552) 679-200 [office-tmn@krskgazprom-ngp.ru](mailto:office-tmn@krskgazprom-ngp.ru)

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

## Редакционный совет

**Теликова Р.С.** – председатель, генеральный директор  
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;

**Арно О.Б.** – генеральный директор ООО «Газпром добыча  
Ямбург»;

**Кроха В.А.** – генеральный директор ООО «Газпром  
добыча шельф Южно-Сахалинск»;

**Лукьянчиков М.И.** – генеральный директор  
ООО «Газпром газнадзор».

## Редакционная коллегия

**Оганов Г.С.** – главный редактор, первый заместитель  
генерального директора  
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»,  
д-р техн. наук, профессор;

**Волкова В.А.** – заместитель главного редактора,  
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;

**Дзюбло А.Д.** – Российский государственный университет  
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
д-р техн. наук, профессор;

**Добролюбов С.А.** – декан Московского государственного  
университета имени М.В. Ломоносова,  
д-р геогр. наук, профессор;

**Зубченко А.В.** – ведущий научный сотрудник ФГУП  
«Полярный научно-исследовательский  
институт морского рыбного хозяйства  
и океанографии им. Н.М. Книповича»,  
д-р биол. наук, профессор;

**Кершенбаум В.Я.** – заведующий кафедрой Российского  
государственного университета нефти и  
газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн.  
наук, профессор;

**Хведчук И.И.** – независимый эксперт по геолого-  
разведочным работам.

## УЧРЕДИТЕЛЬ:

ООО «Красноярскгазпром  
нефтегазпроект»

Издается с 2017 г.

Выходит 4 раза в год

## РЕДАКЦИЯ:

Научный редактор

Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка

Т.В. Мальцева

Корректор

Н.В. Шулятикова

## АДРЕС РЕДАКЦИИ:

123242 Москва, ул. Малая

Грузинская, д. 3.

Тел.: (495) 966-25-50.

E-mail: office-msk@krskgazprom-ngp.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 «Красноярскгазпром  
нефтегазпроект», а также  
фотографии, предоставленные  
авторами статей.

Подписано в печать 25.09.2019.

Формат 60×90<sup>1/8</sup>

Офсетная печать.

Усл. печ. л. 8,0.

Уч.-изд. л. 8,4.

Тираж 350 экз.

Отпечатано в типографии:

ООО ПГ «АРС-ПРЕСС»

121170 г. Москва,

Кутузовский просп., 36.

© «Проектирование и разработка  
нефтегазовых месторождений»

# СОДЕРЖАНИЕ

## СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

- 3 *Оганов Г.С., Свиридова Т.А.*  
Технико-технологические решения по заканчиванию скважин для эксплуатации пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами
- 12 *Будянский В.С., Власов А.В., Крекин М.В., Мutowкин Н.Ф., Павлык В.В.*  
Прямые управляемые гидравлические забойные двигатели в сочетании с системами верхнего привода для направленно-горизонтального бурения
- 16 *Симонянц С.Л.*  
Гидравлические забойные двигатели: проблемы и перспективы
- 21 *Оганов Г.С., Прохоренко В.В.*  
Проектирование направленных скважин на основе вариационных принципов

## ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 27 *Маммадов С.М., Холодилов В.А., Окишев Р.Н.*  
Особенности перспектив освоения газовых месторождений западно-арктического шельфа

## ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

- 32 *Спиркин В.Г.*  
Состояние и перспективы применения биодизельных топлив для улучшения экологии окружающей среды. Часть 2
- 37 *Сальников А.В.*  
Анализ полигонных методов тестирования эффективности диспергентов для ликвидации аварийных разливов нефти в арктических морях
- 43 *Васильев С.И., Мелкозеров В.М., Калякин О.П., Григорьев Р.Р.*  
Влияние карбамидного утеплителя на экологическое состояние грунтов при строительстве скважин

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 48 *Мирошниченко С.А.*  
Целесообразность получения разрешительных документов для организации охранной зоны трубопроводов на акватории водных объектов

## ИНФОРМАЦИЯ

- 54 Перечень конгрессных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых на территории Российской Федерации в ноябре–декабре 2019 года

УДК 622.24

# ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ СКВАЖИН ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ С НИЗКИМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

**Г.С. Оганов**, первый заместитель генерального директора, д-р техн. наук, профессор;

**Т.А. Свиридова**, главный геолог

ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».

E-mail: t.sviridova@krskgazprom-ngp.ru

**Ключевые слова:** газоконденсатная залежь; продуктивный пласт; фильтрационно-емкостные свойства; нецементируемый хвостовик; фильтр; многостадийный гидравлический разрыв пласта.

**Аннотация.** В статье рассмотрены варианты заканчивания скважин, предназначенных для эксплуатации залежей, продуктивные пласты которых отличаются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Приведены оптимальные и научно обоснованные технико-технологические решения по заканчиванию скважин, направленные на обеспечение получения проектных дебитов пластового флюида.

Современные геолого-разведочные работы ориентированы, главным образом, на поиски и разведку месторождений с коллекторами, характеризующимися улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Но природные ресурсы традиционных скоплений углеводородов ограничены и не возобновляемы, а при современном высоком уровне потребления

их истощение происходит довольно быстро. Это делает актуальным вовлечение в разработку низкокондиционных коллекторов. Широкий литологический ряд, большой стратиграфический диапазон и повсеместное распространение таких коллекторов с уже выявленной нефтегазоносностью свидетельствуют о серьезных перспективах их освоения\*.

## Выбор вариантов оборудования призабойной зоны добывающих скважин

Заканчивание скважин является наиболее важным и экономически значимым этапом при строительстве скважин. Промысловая практика убедительно свидетельствует о том,

\* Волченкова Т.Б. Изучение низкокондиционных коллекторов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна – актуальная задача нефтегазовой геологии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 4. – С. 5–8.



Рис. 1. Фильтр беспроволочный типа ФБ

**Нецементируемые хвостовики с фильтрами предлагается использовать на участках месторождения с небольшой эффективной толщиной продуктивного горизонта.**

что качество выполнения работ этого этапа, начиная от вскрытия продуктивного пласта бурением и заканчивая вызовом притока, оказывает непосредственное влияние на достижение скважиной потенциально возможных дебитов газа и газового конденсата, ее эксплуатационную надежность и срок эффективной эксплуатации. При этом значительная роль отводится правильному выбору оборудования призабойной зоны продуктивного пласта.

При выборе оптимальных вариантов заканчивания скважин, предназначенных для эксплуатации залежей с коллекторами с низкими ФЕС, рассмотрены существующие технологии, которые применялись в схожих геолого-технических условиях, а также новейшие разработанные методики и оборудование, которые до настоящего времени не применялись на месторождениях РФ.

#### **Зацементированная эксплуатационная колонна**

Конструкция большинства скважин, пробуренных на этапе разведочных работ на месторождениях, предусматривала цементирование эксплуатационной колонны с последующей перфорацией для проведения испытаний продуктивных отложений. В связи с тем, что в качестве коллекторов рассматриваются породы, имеющие низкие фильтрационно-емкостные свойства, для промышленной эксплуатации таких месторождений предлагаются более эффективные по сравнению с перфорацией зацементированной колонны методы заканчивания скважин. Дополнительная перфорация продуктивных пластов может рассматриваться только в качестве интенсифицирующего воздействия на призабойную зону пласта.

#### **Нецементируемый хвостовик-фильтр**

Для предохранения продуктивного пласта от дополнительного загрязнения цементным раствором целесообразнее оборудовать скважины нецементируемыми хвостовиками. Также необходимо отметить, что одним из основных условий эффективной эксплуатации залежи является выбор конструкции скважин с горизонтальным окончанием по продуктивному пласту.

В большинстве случаев низкопроницаемые коллекторы сложены плотными алевролитопесчаными породами различного минерального состава. В случае отсутствия условий для разрушения ПЗП и выноса песка потоком пластового флюида может быть рассмотрен вариант оборудования призабойной зоны простыми фильтрами.

**Фильтр беспроволочный типа ФБ** (рис. 1) состоит из перфорированной трубы, на наружной поверхности корпуса которой отсутствует фильтрующий элемент.

Выпускается в исполнениях с полыми пробками – герметизирующими колпачками и без них. Пробки устанавливаются в от-

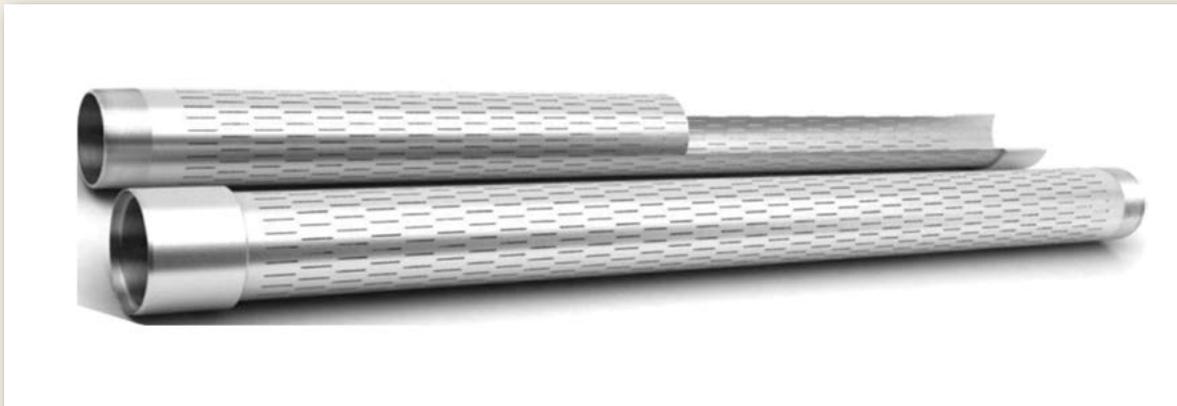


Рис. 2. Фильтр щелевой типа ФС-ПЩ

верстия корпуса и обеспечивают герметичность фильтра при внутреннем избыточном давлении до 5 МПа, таким образом может быть осуществлена промывка скважины через башмак колонны. Полые пробки удаляются путём их механического разрушения. Промывка скважины, оборудованной фильтрами без полых пробок, проводится с использованием дополнительных устройств, герметизирующих колонну фильтров, например с устройством изоляции фильтров (УИФ).

Фильтр спускается в зону продуктивного пласта и устанавливается в заданном интервале скважины с помощью подвески хвостовика.

**Щелевой фильтр типа ФС-ПЩ** (рис. 2) – обсадная труба, перфорированная щелями, – один из наиболее простых фильтров, наряду с фильтрами ФБ. Щелевой фильтр имеет большую пропускную способность по сравнению с перфорированным фильтром. Обычно изготавливается из толстостенных обсадных труб.

Для предотвращения разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, попадания в скважину песка и других механических примесей в результате длительной эксплуатации можно использовать **фильтр скважинный типа ФС** (рис. 3), который представляет собой изделие, состоящее из корпуса с отверстиями. На его наружной поверхности закреплён фильтрующий элемент щелевого типа, получаемый при спиральной навивке нержавеющей проволоки специального треуголь-

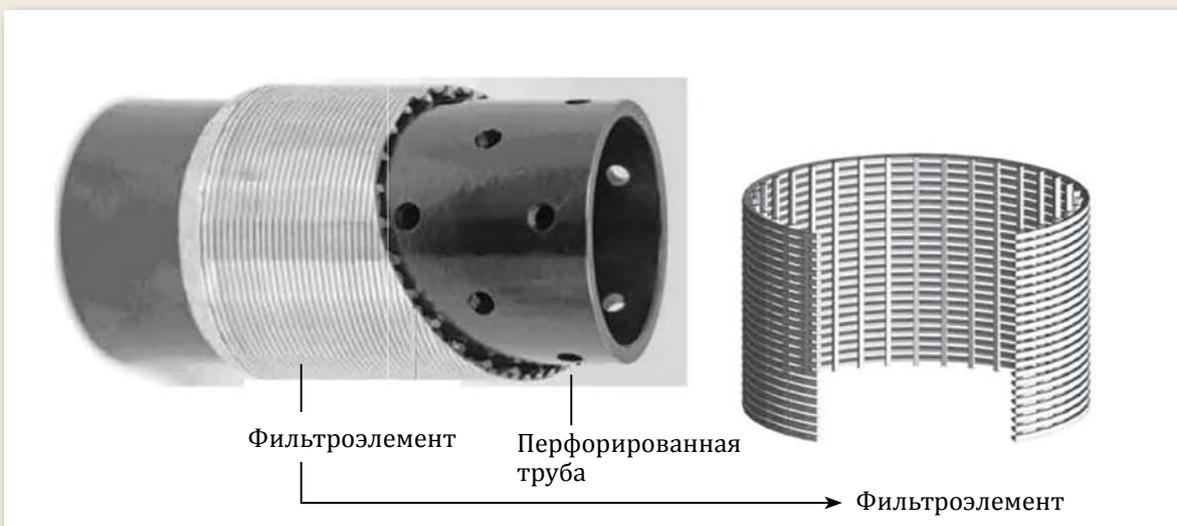


Рис. 3. Фильтр скважинный типа ФС



Рис. 4. Бескаркасный скважинный щелевой фильтр типа ФСБЩ

ного профиля на продольные несущие элементы (стрингеры). Места пересечения стрингеров и проволоки соединены сваркой.

Длина фильтрующего элемента, величина щелевого зазора и число отверстий в корпусе фильтра на 1 м длины фильтрующего элемента определяются условиями его эксплуатации. Фильтр ФС оснащается полыми пробками – колпачками либо используется без них.

**Бескаркасный щелевой скважинный фильтр типа ФСБЩ** (рис. 4) представляет

собой сварную конструкцию, состоящую из несущих мощных опорных колосников (термин бескаркасные в данном случае предполагает отсутствие трубного каркаса) с обмоткой из профилированной (трапециевидальной формы) проволоки. Каждое пересечение опорных колосников и проволоки сваривается контактной точечной электросваркой в местах стыка вершин. В результате образуется многоярусный цилиндр, обладающий большой прочностью и жесткостью, при этом имеющий одно непрерывное отверстие, которое

идет по спирали вдоль всей его длины.

Конструктивной особенностью бескаркасных щелевых фильтров является одинарная фильтрующая поверхность (отсутствие трубного каркаса), которая исключает возможность создания тупиковых зон и в разы снижает гидравлические потери при притоке флюида в скважину. Методом обратной промывки фильтр может быть очищен от загрязнений.

При применении фильтров с герметизирующими колпачками после установки хвостовика-фильтра в скважине проводится их разбуривание. При этом существует риск скопления на забое металлических остатков разбуренных колпачков, поэтому необходимо планировать продолжительную промывку фильтрового интервала для нормализации забоя или дополнительно предусмотреть работы шламометаллоуловителем.

Если будут применяться фильтры без герметизирующих колпачков либо щелевые фильтры, спуск хвостовика

**Заканчивание скважин является наиболее важным и экономически значимым этапом при строительстве скважин. Промысловая практика убедительно свидетельствует о том, что качество выполнения работ этого этапа, начиная от вскрытия продуктивного пласта бурением и заканчивая вызовом притока, оказывает непосредственное влияние на достижение скважиной потенциально возможных дебитов газа и газового конденсата, ее эксплуатационную надежность и срок эффективной эксплуатации.**

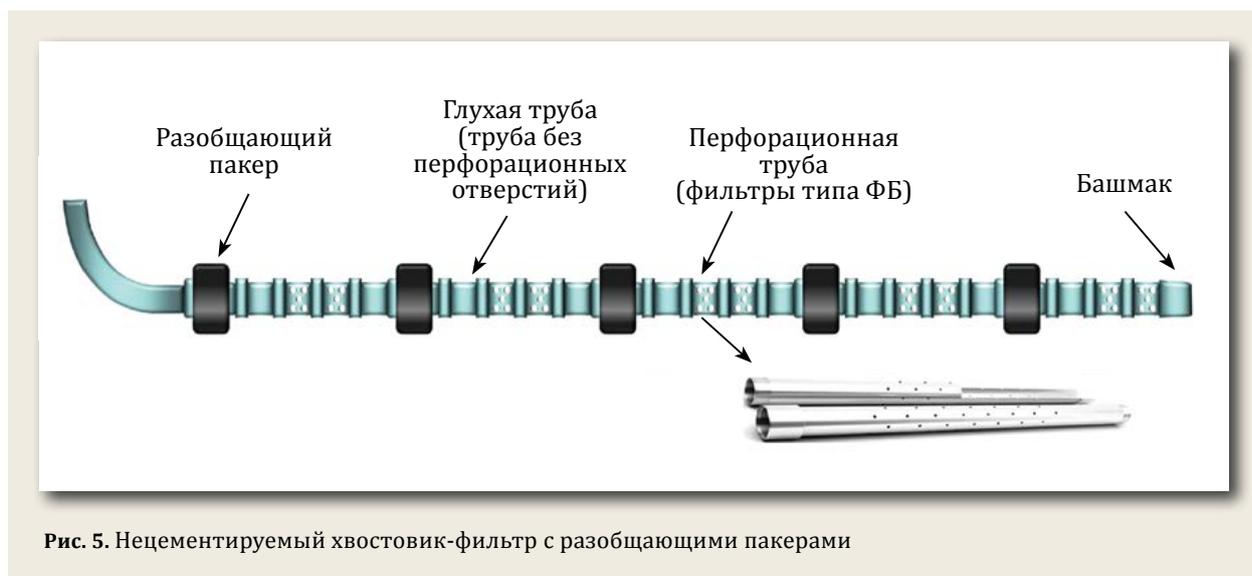


Рис. 5. Нецементируемый хвостовик-фильтр с разобщающими пакерами

вика с промывкой возможно осуществлять при помощи УИФ. Устройство извлекается совместно с подъемом транспортировочной компоновки буровых труб.

К достоинствам метода заканчивания скважин хвостовик-фильтром можно отнести хорошую связь с пластом, технологическую простоту установки оборудования, практическое распространение и опыт подрядных организаций по работе с данным оборудованием, а также низкую стоимость по сравнению с другими методами заканчивания, рассмотренными далее.

Для возможности отсечения водоприточных зон в процессе эксплуатации скважин рекомендуется оснащать фильтровую зону разобщающими пакерами. На рис. 5 приведен нецементируемый хвостовик в комплектации с фильтрами типа ФБ и разобщающими пакерами.

#### **Нецементируемый хвостовик с компоновкой для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП)**

В связи с тем, что самой эффективной интенсифицирующей

обработкой для пластов-коллекторов с низкими ФЕС был признан гидроразрыв пласта, с целью улучшения дренирования и повышения продуктивности скважины рекомендуется оснащать хвостовик муфтами (портами) МГРП для последовательного выполнения работ по гидроразрыву пласта на всем протяжении горизонтального участка. Предварительно планируется разбить продуктивный интервал на несколько зон (50–150 м) включением в состав компоновки хвостовика разобщающих пакеров (набухающих или гидравлических) и установить пять муфт МГРП. Спускают и устанавливают нецементируемые хвостовики с пакерами и портами МГРП в заранее выбранных по результатам ГИС интервалах.

Компоновка заканчивания по данной схеме может оснащаться портами, активируемыми шарами, или управляемыми портами.

**Компоновка для МГРП с портами, активируемыми шарами разного диаметра.** Муфты ГРП активируются сбросом и прокачкой шаров до посадочного седла (рис. 6). Каждый шар имеет расчетный диаметр

для последовательной посадки в соответствующем седле снизу вверх, отсекая предыдущий интервал ГРП.

Нарастиванием избыточного давления открывается муфта ГРП и закачивается проппант через муфту в пласт, интервал которого ограничен заколонными пакерами. Закачка может проводиться через установленные в скважине эксплуатационные НКТ с комплексом подземного оборудования (КПО), при этом подземное оборудование должно быть рассчитано на соответствующее давление. После обработки всех интервалов шары и их седла фрезеруются инструментом, спускаемым на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ).

При применении муфт ГРП, активируемых растворимыми шарами, после окончания работ по ГРП шары растворяются при помощи выбранного агента (например 12%-я соляная кислота) что исключает работы по фрезерованию седел и шаров. Требования к растворимым шарам следующие:

- растворяющий шар агент выбирают до начала работ в зависимости от пластовых условий, определенных по результа-

там лабораторного тестирования по растворению шара;

- шар должен растворяться только после доставки растворяющего агента через ГНКТ на шар;

шару (путем установки ванны или непосредственной подачи растворяющего реагента на шар) растворение шара от номинального диаметра до минимального диаметра муфты в

должен выдерживать перепад давления до 70 МПа в течение 10 ч в скважинных условиях.

К рискам при выборе данного метода заканчивания можно отнести:

- перетоки жидкостей ГРП между секциями и неконтролируемые утечки (данный риск относится ко всем вариантам заканчивания с разобщающими набухающими пакерами) при недостаточном набухании закоронных пакеров;

- ограничение числа портов внутренними диаметрами как хвостовика, так и установленного НКТ с КПО, размерами седел и последовательностью шаров с увеличивающимися размерами;

- до размещения растворяющего агента шар не должен реагировать с внешней средой и растворяться. После доставки растворяющего агента к

компоновке скважины должно происходить не более чем за 30 мин;

- без реакции с растворяющим агентом шар в седле

- нарушение этапности проведения ГРП («человеческий фактор», необходим постоянный контроль) при несоответствии диаметров по-

**При выборе оптимальных вариантов заканчивания скважин, предназначенных для эксплуатации залежей с коллекторами с низкими ФЕС, рассмотрены существующие технологии, которые применялись в схожих геолого-технических условиях, а также новейшие разработанные методики и оборудование, которые до настоящего времени не применялись на месторождениях РФ.**

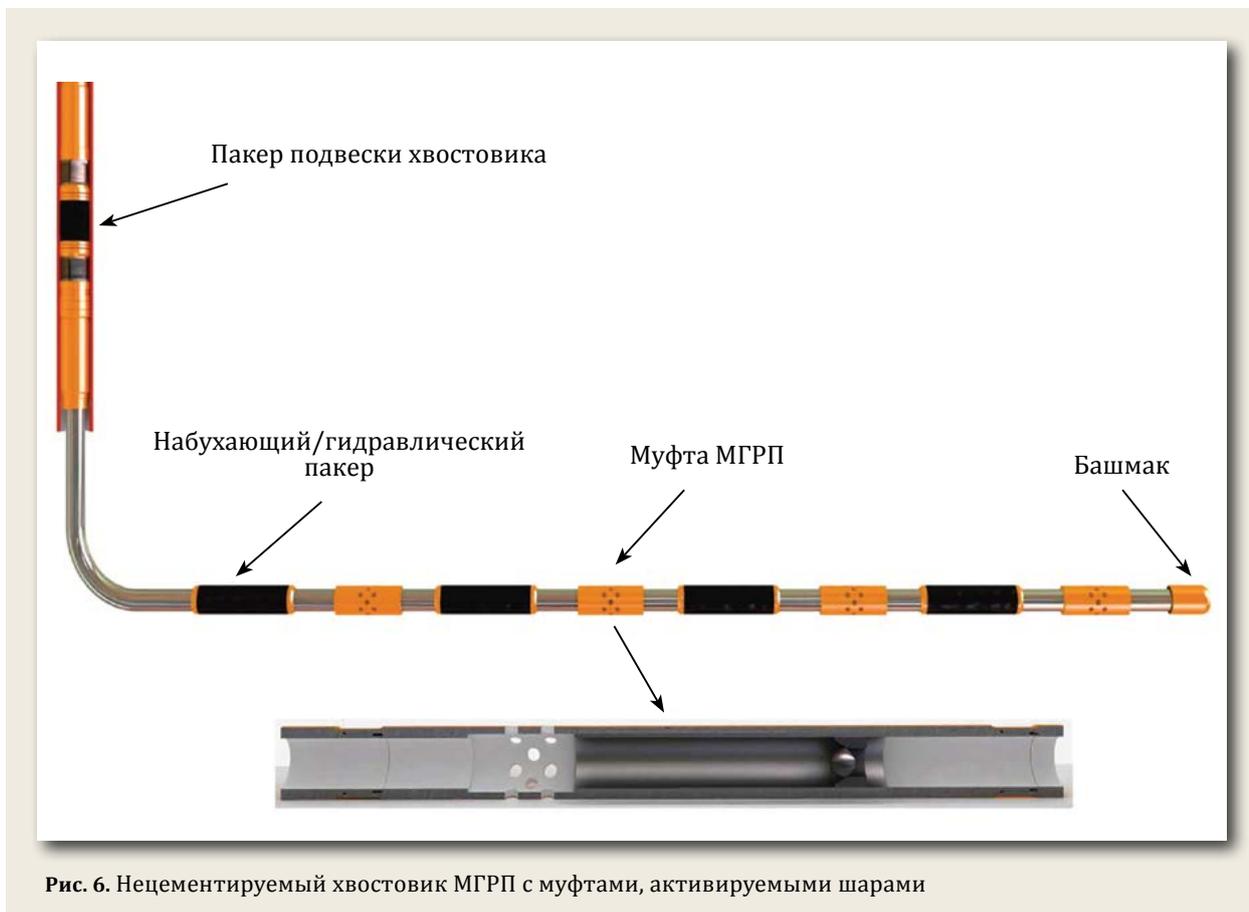


Рис. 6. Цементируемый хвостовик МГРП с муфтами, активируемыми шарами

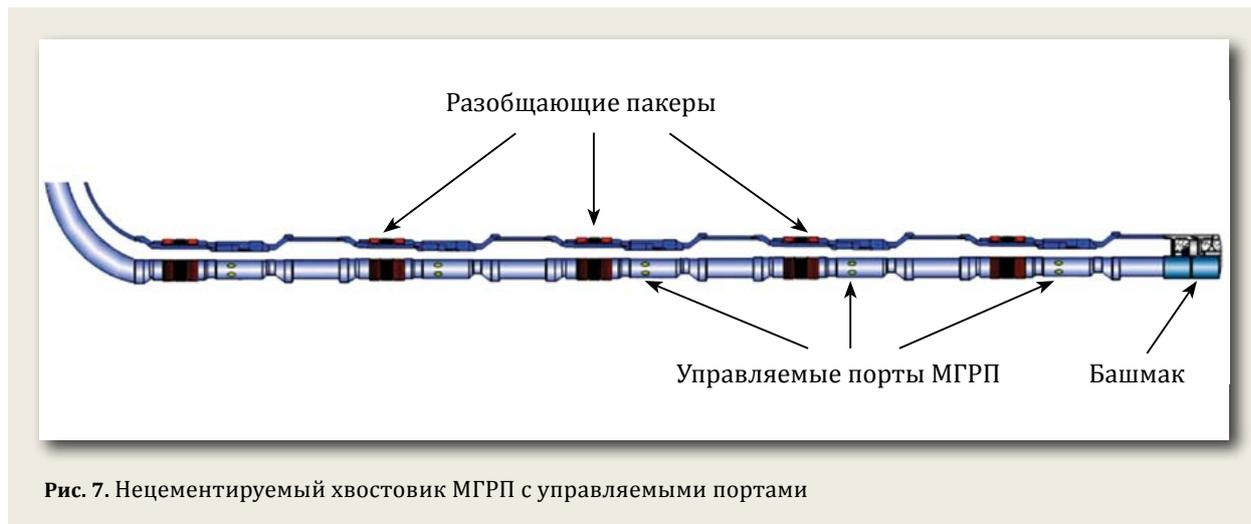


Рис. 7. Нецементируемый хвостовик МГРП с управляемыми портами

садочных седел и диаметров прокачиваемых шаров;

- недостаточная нагрузка на долото при разбурировании шаров инструментом на ГНКТ колтюбинговой установки, что приводит к увеличению продолжительности операции;
- неполное растворение материала шара при неверном подборе агента.

К достоинствам данного метода относятся:

- практическое распространение и опыт подрядных организаций по проведению многостадийного ГРП с шабрами;
- возможность контроля за развитием трещины;
- надежная изоляция ранее стимулированных зон при правильной установке заколонных пакеров;
- потенциальная возможность изоляции обводненных интервалов.

**Компоновка для МГРП с управляемыми портами.** Управляемые порты МГРП открываются специальным переключающим инструментом (ключом), активируемым гидромониторным давлением в ГНКТ (рис. 7). Ключ перемещает скользящую втулку порта МГРП в открытое положение,

**Нецементируемые хвостовики, оснащенные компоновкой для проведения МГРП, предлагаются к реализации на участках месторождения, где эффективная толщина продуктивного горизонта достаточна для развития трещины ГРП без риска вскрытия водонасыщенной части пласта.**

которое проверяется наличием приемистости скважины. После сбрасывания внутритрубного гидромониторного давления цанги переключающего инструмента убираются в тело корпуса, инструмент извлекается из скважины. После проведения ГРП снова спускается ключ, закрывается порт в обработанном интервале, затем переключающий инструмент перемещается на глубину установки следующего порта МГРП для его открытия и проведения гидроразрыва. Перед началом освоения, при помощи инструмента переключения, открывают все порты МГРП, начиная с первого.

К основным недостаткам заканчивания скважины по данному варианту следует отнести:

- более сложную и затратную по стоимости конструкцию

по сравнению с предыдущим вариантом;

- большое число операций с ГНКТ по открытию каждого управляемого порта МГРП.

#### **Нецементируемый хвостовик-фильтр с компоновкой для многостадийного гидроразрыва пласта**

Для увеличения площади притока пластового флюида и возможности его интенсификации в выбранных зонах пласта как в начале эксплуатации, так и на любом этапе работы скважин рассмотрено несколько схем комбинированного варианта заканчивания с оснащением забоя фильтрами и оборудованием для многостадийного гидроразрыва пласта.

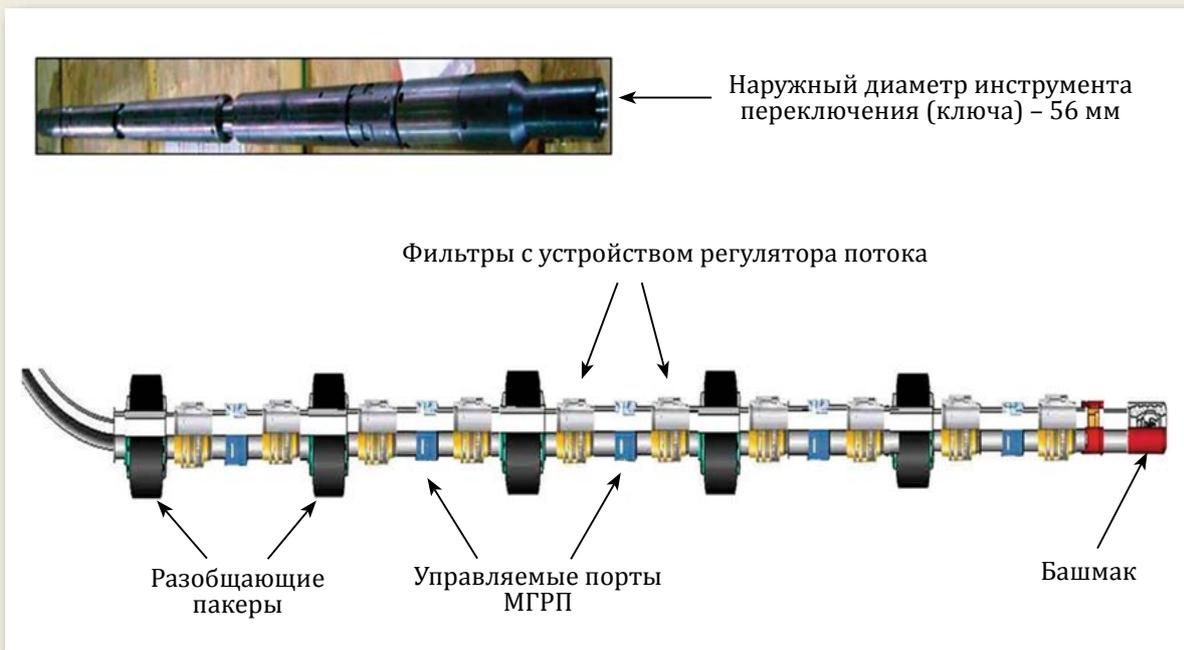


Рис. 8. Цементируемый хвостовик-фильтр с компоновкой для многостадийного гидроразрыва пласта с управляемыми портами и устройствами регулятора потока (схема 1)

**Схема 1** (рис. 8). Компоновка хвостовика состоит из за колонных пакеров, фильтров с устройствами контроля потока и управляемых портов МГРП.

Разобщение продуктивного пласта на зоны осуществляется набухающими либо гидрав-

лическими пакерами. Порты МГРП имеют возможность многократной активации при помощи специального инструмента переключения – ключа, спускаемого на ГНКТ. Применяются фильтры без герметизирующих колпачков. Филь-

тровые элементы оснащены устройствами регуляции потока, при помощи которых фильтры могут находиться в закрытом состоянии, обеспечивая возможность спуска компоновки хвостовика с промывкой через башмак.



Рис. 9. Цементируемый хвостовик-фильтр с компоновкой для многостадийного гидроразрыва пласта с управляемыми портами и внутренней безмуфтовой трубой (схема 2)

Процедура ГРП проводится последовательно в каждом интервале через порт МГРП при закрытых фильтрах. После завершения обработки всего продуктивного пласта последовательно, снизу вверх, спуском ключа на ГНКТ открываются все устройства контроля потока на фильтрах и порты. Далее проводится освоение скважины.

К основным достоинствам заканчивания скважины по комбинированному варианту можно отнести следующие:

- исключение операции по разбурированию колпачков фильтров либо применение устройства изоляции фильтров;
- надежную изоляцию фильтров устройствами регуляции потока при спуске в скважину и проведении операций ГРП;
- увеличение площади притока пластового флюида;
- возможность селективной обработки выбранных интервалов;
- возможность проведения повторных ГРП при падении дебитов.

К рискам по заканчиванию скважины по комбинированному варианту следует отнести:

- отсутствие практического опыта применения этого метода;
- применение специальных фильтров с усложненной конструкцией;
- большое число операций с ГНКТ по открытию устройств регуляции потока, установленных на каждом фильтре.

**Схема 2** (рис. 9). Компоновка хвостовика состоит из разобшающих заколонных пакеров, фильтров и муфт МГРП. В компоненте используются фильтры в стандартном исполнении, без

герметизирующих колпачков. Изоляция фильтров осуществляется установкой неизвлекаемой внутренней безмуфтовой трубы с изоляционной муфтой. Герметичность обеспечивается уплотнительной компоновкой. Муфты МГРП и изоляционные муфты фильтров открываются/закрываются инструментом на ГНКТ. Перед операцией ниже муфты ГРП спускается и устанавливается на ГНКТ пакер для отсечения обрабатываемого интервала. Проппант закачивается по межтрубному пространству между хвостовиком и ГНКТ при закрытой изоляци-

новки внутренней трубы, изолирующей фильтры.

Плюсы этого варианта заканчивания следующие:

- при проведении операций ГРП фильтры надежно изолированы;
- возможно использование фильтров серийного производства либо имеющихся в наличии;
- снижение стоимости при изоляции большого участка фильтров одной-двумя муфтами.

По итогам рассмотрения вариантов заканчивания скважин для эксплуатации залежей

---

**Современные геолого-разведочные работы ориентированы, главным образом, на поиски и разведку месторождений с коллекторами, характеризующимися улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Но природные ресурсы традиционных скоплений углеводородов ограничены и не возобновляемы, а при современном высоком уровне потребления их истощение происходит довольно быстро. Это делает актуальным вовлечение в разработку низкокондиционных коллекторов.**

---

онной муфте фильтров. После завершения закачки проводят срыв пакера, промывку интервала через ГНКТ. Затем переходят к обработке следующего интервала.

По завершении всех стадий ГРП проводятся открытие изоляционных муфт фильтров и освоение скважины.

К рискам по данному варианту заканчивания следует отнести:

- отсутствие практического опыта применения этого метода;
- значительное снижение внутреннего проходного диаметра хвостовика из-за уста-

с коллекторами с низкими ФЕС можно дать следующие рекомендации:

1. Нецементируемые хвостовики с фильтрами предлагается использовать на участках месторождения с небольшой эффективной толщиной продуктивного горизонта.

2. Нецементируемые хвостовики, оснащенные компоновкой для проведения МГРП, предлагаются к реализации на участках месторождения, где эффективная толщина продуктивного горизонта достаточна для развития трещины ГРП без риска вскрытия водонасыщенной части пласта. ■

УДК 622.243.92

# ПРЯМЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ В СОЧЕТАНИИ С СИСТЕМАМИ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ДЛЯ НАПРАВЛЕННО-ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

**В.С. Будянский**, управляющий директор;

**А.В. Власов**, ведущий конструктор;

**М.В. Крекин**, главный инженер проекта;

**Н.Ф. Мутовкин**, ведущий конструктор

ООО «Буровые гидромашин-Центр».

*E-mail: lbgt@yandex.ru;*

**В.В. Павлык**, директор

ООО «Геомаш сервис».

*E-mail: hydrazd@gmail.com*

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины; гидравлический забойный двигатель; РУС; верхний привод; вращение забойной компоновки.

**Аннотация.** Предлагается новая конструкция винтового забойного двигателя БГУ с прямым корпусом для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Представлены результаты эксплуатационных испытаний двигателей БГУ при направленной проводке скважин на месторождениях Нижневартковского региона.

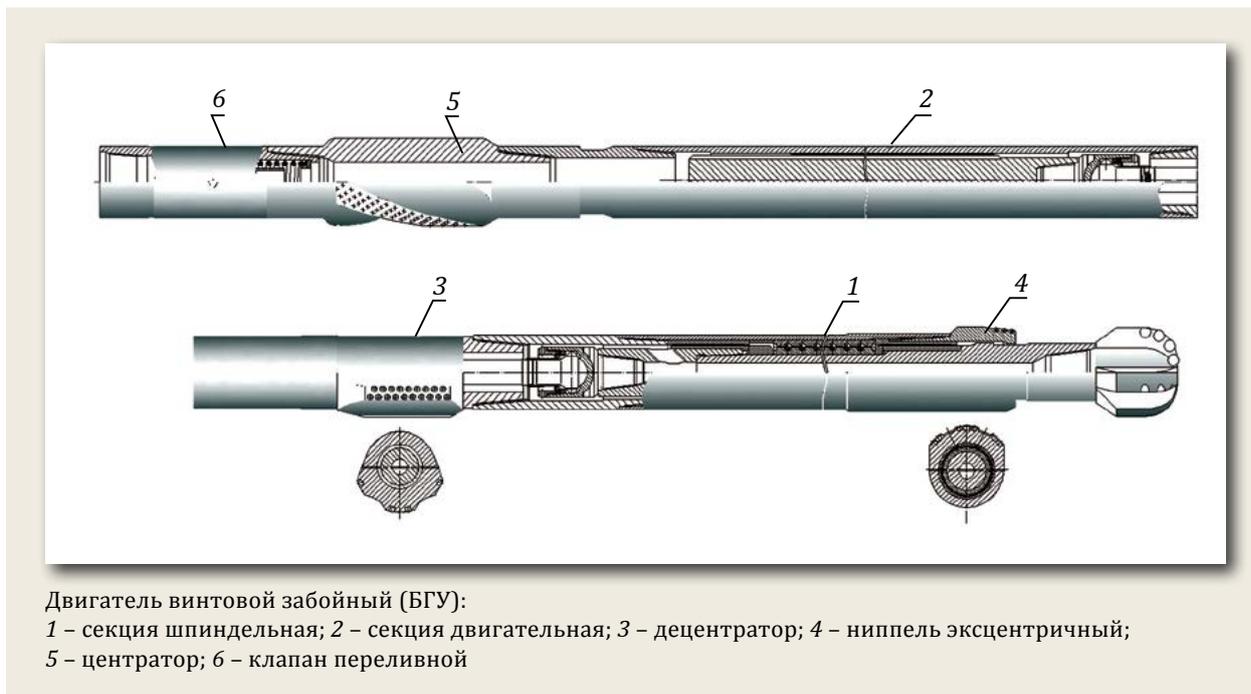
Системы верхнего привода (СВП) стали находить все большее применение, что позволяет повысить безопасность работ на буровой и улучшить условия труда. Однако повысить технико-экономические показатели буровых работ за счет СВП практически не удастся. И причиной тому не большие сроки окупаемости дорогостоящего оборудования, а ограничение частоты враще-

ния  $n_{\text{БК}}$  бурильной колонны, обусловленное присутствием в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) управляемого гидравлического забойного двигателя (ГЗД) с угловым перекосом [1].

Хорошо известно, что качество очистки ствола скважины, особенно горизонтального, и возможность доведения нагрузки к долоту зависят, в основном, от двух режимных параметров: расхода  $Q$  бурового

раствора и частоты вращения  $n_{\text{БК}}$  бурильной колонны [2, 3].

Реальная практика бурения такова, что имеет место технологическое ограничение по расходу  $Q$  из-за опасений поглощения бурового раствора, разрыва пласта и др. В этих условиях для качественной очистки ствола следует интенсифицировать вращение бурильной колонны. Однако сделать это не представляется возможным из-за высокой вероятности аварийной



поломки ГЗД с угловым переко- сом. Чем больше угол переко- са, тем меньше допустимая частота вращения бурильной колонны. Так, например, максимально допустимая частота вращения при наиболее распространен- ных углах перекоса  $1^{\circ}15'$ – $1^{\circ}45'$  составляет порядка  $50$ – $75$  мин $^{-1}$ . Согласно исследованиям [4], для качественной очистки горизон- тального ствола необходимо вращение бурильной колонны с частотой  $n_{\text{вк}}$  в диапазоне  $100$ – $150$  мин $^{-1}$  в зависимости от ве- личины расхода  $Q$ .

Приведем некоторые ре- зультаты работы авторов по со- вершенствованию собственно ГЗД для направленного, в том числе горизонтального, бурения. ООО «Буровые гидромаши- ны-Центр» была предложена, поддержана супервайзингом западно-сибирского дивизиона «ТНК-ВР» и успешно опробова- на ООО «РеКомГео» технология направленного бурения управ- ляемыми **прямыми** ГЗД, допу- скающими вращение буриль- ной колонны в вышеуказанном диапазоне частот.

Для управления движением КНБК в заданном направлении

прямые забойные двигатели БГУ (рисунок) [5] были снабже- ны оппозитно расположенны- ми на его корпусе выступами, выполненными в виде лопа- стей, оснащённых износостой- кими резцами. При вращении бурильной колонны такой дви-

правлению бокового фрезеро- вания.

Для практического под- тверждения эффективности технологии бурения на базе двигателей БГУ были прове- дены их промышленные испы- тания. Эти работы велись дви-

**Переход на прямые управляемые ГЗД типа БГУ, позволя- ющие повысить скорость бурения за счёт интенсификации вращения бурильной колонны, полагаем, заинтересует буровиков.**

гатель обеспечивает стабили- зацию прямолинейного дви- жения КНБК, а без вращения колонны КНБК продвигается по криволинейной траектории в сторону верхнего выступа. Искривление ствола скважины происходит за счёт сложения скоростей разрушения породы по направлению оси долота и перпендикулярного ему на-

гателями диаметрами  $178$  и  $124$  мм в нижнеартовском ре- гионе в  $2011$ – $2013$  гг. За ука- занный период было пробуре- но шесть скважин, в том числе пять из них – долотами  $220,7$  мм и одна скважина (боковой ствол) долотом  $142,9$  мм.

Целями испытаний были:

– проверка управляемости двигателей при проходке ис-

Номер		Интервал бурения, м	Время, ч
скважины	куста		
<b>Самотлорское месторождение</b>			
80603	1717Б	926-1848	16,2
11504	1268Б	878-2198	30,3
<b>Пермяковское месторождение</b>			
993	26	937-2829	31,7
996	26	928-2841	43,9
895	24	950-2552	30,6

кривленных и прямолинейных, в том числе горизонтальных, участков;

– сравнение расчетных и фактических данных по интенсивности искривления;

– оценка влияния частоты вращения бурильной колонны на механическую скорость проходки;

стабилизации и искривления. Работа двигателем БГУ-178 показала возможность проводки скважин по заданному профилю, в том числе с выходом на зенитный угол 90°.

Двигатель показал хорошую управляемость при наборе зенитного угла и изменении азимута. На участках стабилизации

уменьшение интенсивности искривления по сравнению с расчетной. При проходке пологих и горизонтальных участков отмечалась хорошая управляемость.

Сравнение расчётной и фактических величин интенсивности искривления показало их удовлетворительное совпадение. Так, при расчётной интенсивности 2,2–2,6 °/10 м фактический диапазон наблюдаемой интенсивности находился в основном в пределах 1,7–2,5 °/10 м.

Обладая большим ресурсом по интенсивности искривления, двигатели БГУ могут обеспечить минимум затрат времени на проходку искривленных участков, где механическая скорость проходки многократно ниже, чем на участках стабилизации. Однако при существующей телеметрии с отложенным на 15–20 м от забоя контролем инклинометрических параметров, прежде всего зенитного угла, использовать потенциальные возможности БГУ затруднительно.

К сожалению, из-за отсутствия во время испытаний буровых установок с верхним приводом, не удалось реали-

**Системы верхнего привода (СВП) стали находить в отечественном бурении все большее применение, что позволяет повысить безопасность работ на буровой и улучшить условия труда. Однако повысить технико-экономические показатели буровых работ за счет СВП практически не удастся.**

– оценка калибрующей способности армированных оппозитных выступов двигателя, а именно корреляция между диаметральными размерами указанных выступов, долота и ствола скважины.

В таблице приведены общие данные по пробуренным скважинам долотами 220,7 мм.

Суммарная проходка составила 7648 м за 152,8 ч механического бурения на участках

при зенитном угле более 35° в мягких породах двигатель давал некоторый рост зенитного угла с интенсивностью порядка 0,12–0,2 °/10 м. При оснащении двигателя стабилизатором, установленным в верхней части двигателя, его работа в режиме стабилизации улучшалась.

При работе по снижению зенитного угла в мягких породах в ряде случаев наблюдалось

зывать в бурении и главное преимущество БГУ – возможность его повышенной частоты вращения порядка  $100 \text{ мин}^{-1}$  в скважине. Поэтому результат по механической скорости проходки оказался таким же, как при работе двигателями ДРУ-178 и ДР-178.

Важно отметить, что все пять скважин были проведены без осложнений и завершились беспрепятственным спуском эксплуатационной колонны, чему способствовало улучшенное состояние откалиброванного и частично расширенного армированными выступами БГУ ствола. Способность двигателя калибровать и расширять ствол скважины была проверена при проходке бокового ствола двигателем БГУ-124.

В марте 2013 г. был испытан двигатель БГУ-124 при проходке бокового ствола (интервал 2036–2734 м) на скв. 8915Г куста 260В Самотлорского месторождения долотом ВІТ 142,9ВТ413.ТВ. Для обеспечения надежного выхода из окна обсадной колонны двигатель был выполнен с высокой расчётной интенсивностью искривления  $6,8\text{--}7,2 \text{ }^\circ/10 \text{ м}$ . Фактическая интенсивность искривления участков слайдирования составила  $6\text{--}7 \text{ }^\circ/10 \text{ м}$ .

При работе на стабилизации бурильную колонну вращали с частотой  $42\text{--}64 \text{ мин}^{-1}$ . При увеличении частоты вращения бурильной колонны наблюдался примерно пропорциональный рост механической скорости. На участках стабилизации отмечался некоторый самопроизвольный рост зенитного угла с интенсивностью до  $0,2 \text{ }^\circ/10 \text{ м}$ .

По завершении проходки бокового ствола была проведена кавернометрия, которая показала увеличение его фактического диаметра на 5–7 мм больше диаметра долота. Это не было неожиданным ввиду того, что при вращении буриль-

ной колонны нижний армированный выступ двигателя БГУ калибрует ствол, доводя его до расчётного диаметра. Благодаря этому спуск обсадной колонны в боковой ствол был осуществлен без его проработки, предусмотренной планом работ.

Последними были пробурены две сравнительно сложные скважины.

На Пермьяковском месторождении скв. 993 бурилась модернизированным двигателем БГУ1-178М в интервале 937–2829 м под эксплуатационную колонну долотом 220,7LMV4634. Главным результатом при проходке этой скважины было достижение высокой стабильности поведения компоновки на проектных прямолинейных участках. Так, относительный объём корректирующего «слайдирования» на этих участках составил всего 2,2 % по сравнению с 7–9,5 % по соседним скважинам. Кроме того, бурение двигателем БГУ1-178М показало увеличение до 20 % механической скорости в нижнем интервале (1500–2850 м) скважины за счёт повышения частоты вращения бурильной колонны с 30 до  $50 \text{ мин}^{-1}$ .

Следующая скв. 11504 куста 1268Б на Самотлорском месторождении в интервале 880–2198 м (под эксплуатационную колонну) проводилась по сравнительно сложной пространственной траектории с практически горизонтальным окончанием (зенитный угол  $88^\circ$ ). Проходка указанного интервала показала хорошую управляемость двигателя БГУ1-178М, обеспечившего необходимый набор зенитного угла с  $22$  до  $88^\circ$  при одновременном изменении азимутального направления со  $105$  до  $15^\circ$ .

В заключение отметим, что прямые управляемые ГЗД типа БГУ не заменяют ротор-

ные управляемые системы (РУС) при проходке горизонтальных стволов длиной более 700–800 м. Однако, учитывая, что в 2018 г. в РФ средняя длина горизонтальных стволов составила примерно 800 м, в ближайшей перспективе значительный объём будет выполняться управляемыми ГЗД. В этой связи переход на прямые управляемые ГЗД типа БГУ, позволяющие повысить скорость бурения за счёт интенсификации вращения бурильной колонны, полагаем, заинтересует буровиков. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Филимонов О.В. Турбинно-роторный способ бурения. Возможность применения компоновок, имеющих некоторый угол перекоса // Экспозиция Нефть Газ – 2013 – № 6(31) окт. – С. 44–47.
2. Будянский В.С. Вращение забойного двигателя – фактор повышения эффективности бурения скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 11. – С. 4–8.
3. Садыхов Ю.В., Гасанов Г.Г., Дадашев Н.Г. О вращении бурильной колонны при бурении забойными двигателями // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 11. – С. 17–19.
4. Влияние вращения бурильной колонны на качество очистки ствола при бурении наклонно направленных скважин / Р.А. Санчес, Дж.Дж. Алар, А.А. Басал, А.Л. Мартинес // JPT Journal. – 1999. – 4 –2 June.
5. Пат. РФ на изобретение № 2448231. Компоновка для направленного бурения / В.С. Будянский, А.В. Власов, Н.Ф. Мутовкин. – 03.11.2010.

УДК 622.243.92

# ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

**С.Л. Симонянц**, д-р техн. наук, профессор  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.  
E-mail: ssturbo@mail.ru

**Ключевые слова:** способы бурения скважин; гидравлические забойные двигатели; турбобур; винтовой забойный двигатель; буровое долото.

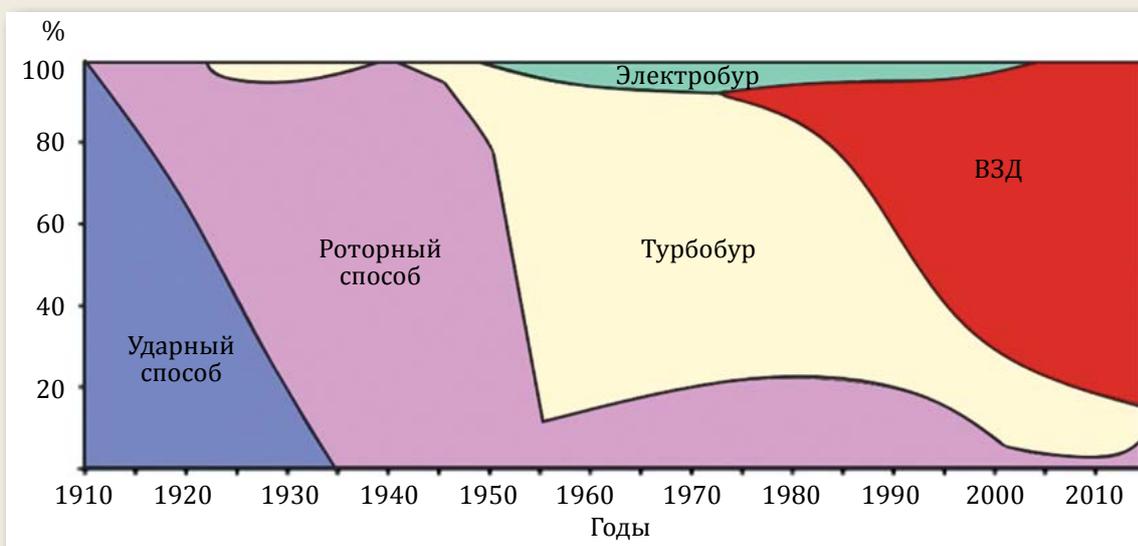
**Аннотация.** Рассмотрено современное состояние применения гидравлических забойных двигателей при бурении нефтегазовых скважин. Показаны преимущества и недостатки турбобуров и винтовых забойных двигателей. Определены области их эффективного применения.

**Т**радиционным основным способом бурения нефтяных и газовых скважин в России является турбинный, современное название которого – способ бурения скважин гидравлическими забойными двигателями. Объем примене-

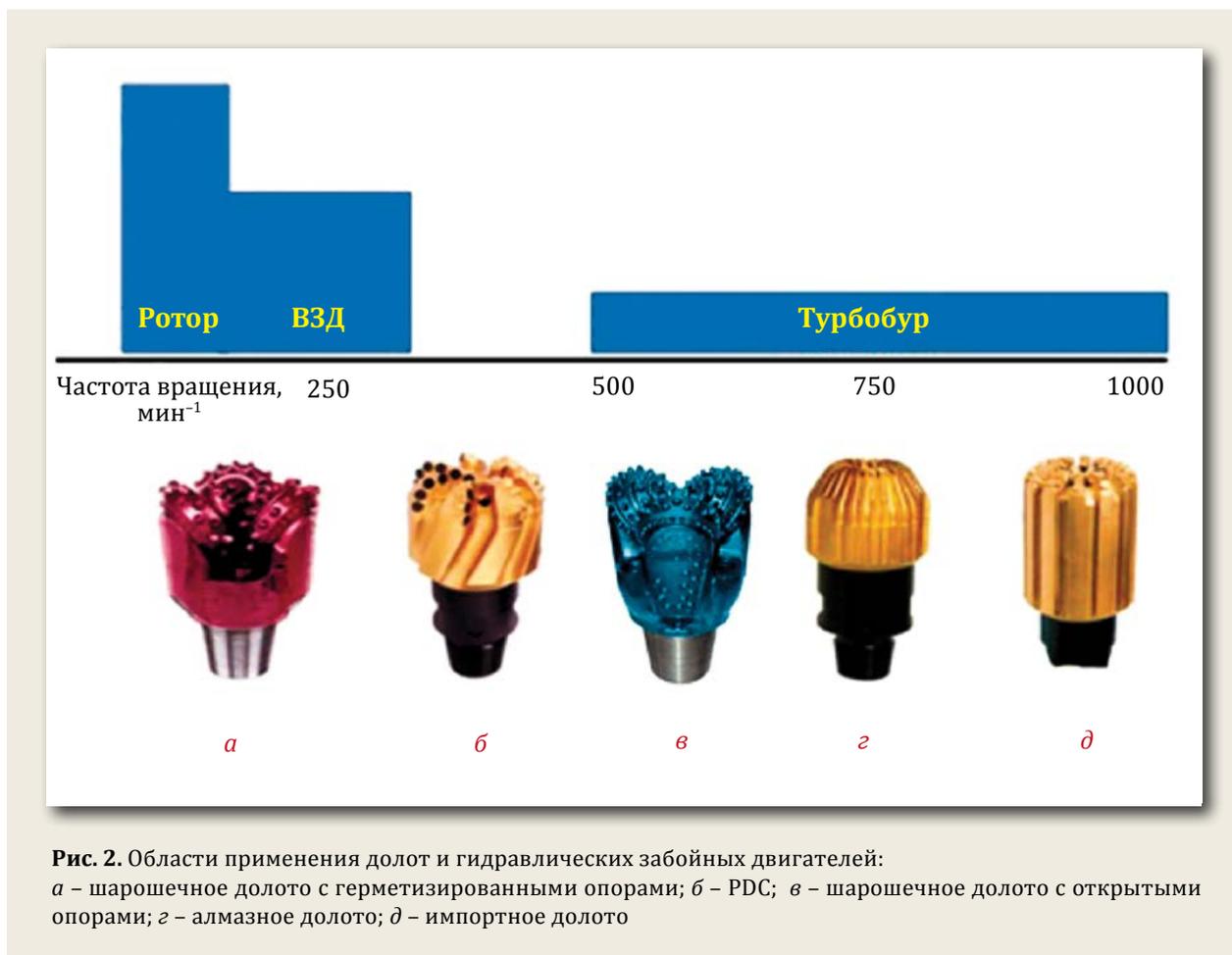
ния этого способа составляет более 90 %, из которого более 70 % выполняется винтовыми забойными двигателями, а остальное приходится на турбобуры (рис. 1).

Турбобуры, являющиеся высокооборотными забойны-

ми двигателями, стали широко применять во второй половине XX в. при массовом разбуривании месторождений Урало-Волжского региона, а в дальнейшем – Западной Сибири [2]. Основным типом породоразрушающего инструмента



**Рис. 1.** Проходка по способам бурения в СССР и России



было трёхшарошечное долото с «открытыми» опорами, высокооборотный режим которого позволял наращивать скорости бурения. Также турбобуры успешно работали с алмазными долотами при проходке глубоких интервалов в твёрдых породах. Проходка турбобурами составляла более 80 %. Применение турбобуров обеспечивало серьезные преимущества по сравнению с роторным способом бурения:

- заметное снижение числа аварий с бурильными трубами;
- существенное увеличение скорости бурения;
- значительное улучшение возможности бурения наклонно направленных скважин.

С появлением и широким внедрением в практику стро-

ительства скважин трёхшарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами потребовался низкооборотный режим бурения. Винтовой забойный двигатель (ВЗД) стал доминировать в качестве привода долота во всех регионах массового бурения [1, 2]. Появление высокопроизводительных долот PDC с алмазно-твердосплавными резами также привело к рас-

ширению объёмов применения ВЗД.

Турбобур и винтовой двигатель представляют собой принципиально разные забойные гидромоторы, имеющие специфические достоинства и недостатки. Вместе с тем они являются техническими средствами одного способа бурения нефтегазовых скважин. Производство гидравлических забойных двигателей (ГЗД) обоих

**Для обеспечения высокого качества строительства скважины конструкция и энергетическая характеристика ГЗД должны в максимальной степени способствовать бурению ствола скважины по заданной траектории с целью реализации ее проектного профиля, не допускать произвольного искривления и не ухудшать состояние ствола скважины.**

**Основной объём проходки при строительстве нефтегазовых скважин в нашей стране производится винтовыми забойными двигателями. Отечественная промышленность выпускает большое число типоразмеров винтовых забойных двигателей, предназначенных для бурения вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин трёхшарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и долотами PDC.**

видов зачастую организуется на одном машиностроительном предприятии, а при их эксплуатации и ремонте используется одна и та же инфраструктура. Многообразие конструкций и характеристик разных типов ГЗД объективно увеличивает преимущества способа бурения скважин гидравлическими забойными двигателями, так как расширяет его технико-технологические возможности по сравнению с роторным способом бурения [3].

Сегодня области эффективного применения турбобуров и ВЗД определены и разграничены. Турбобуры – высокооборотные забойные двигатели

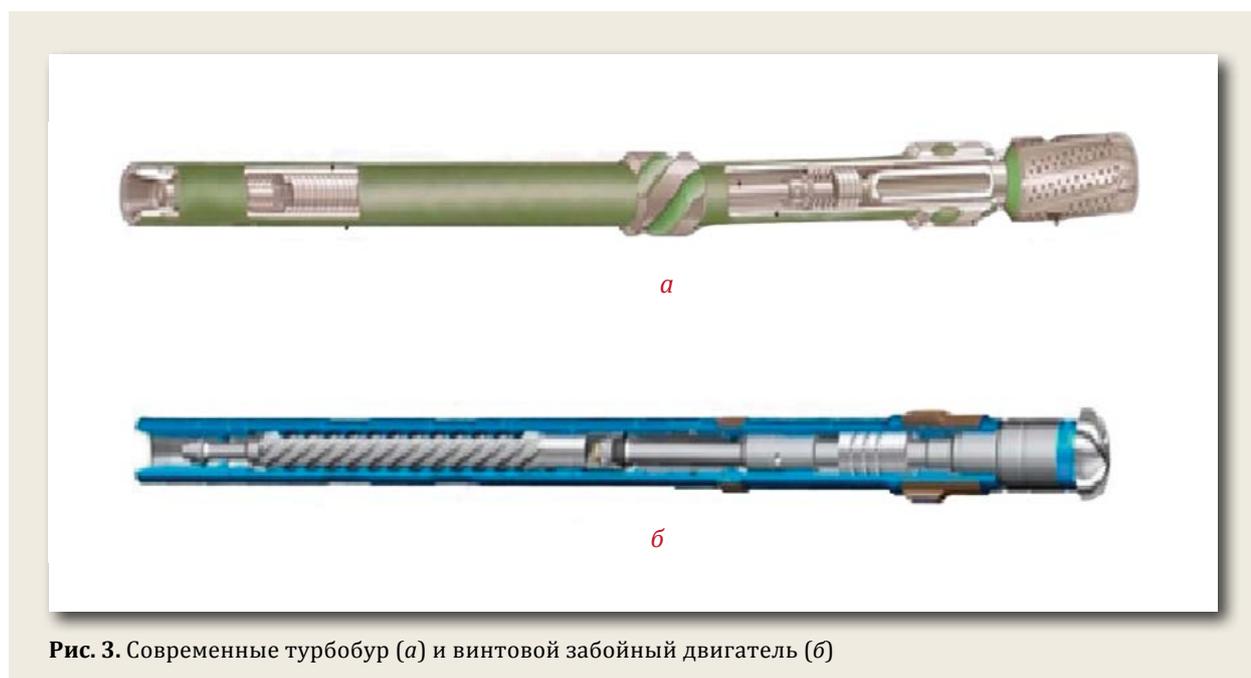
с частотой вращения от 500 до 1200 мин<sup>-1</sup> – применяются, в основном, с алмазными долотами истирающего типа и с шарошечными долотами с «открытыми» опорами. ВЗД – это низкооборотные двигатели с частотой вращений от 90 до 300 мин<sup>-1</sup>, предназначенные для работы с шарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и долотами PDC режуще-скалывающего типа (рис. 2).

Развитие турбобуров и винтовых двигателей шло разными путями, но в настоящее время сложился единый концептуальный подход к конструктивной схеме гидравли-

ческого забойного двигателя. Это короткий (8–15 м) забойный двигатель, с высокомоощным рабочим органом (многоступенчатая турбина или винтовая пара), оснащенный узлом искривления с регулируемым углом перекося осей, сменными опорно-центрирующими устройствами и другими приспособлениями, необходимыми для его успешной эксплуатации (рис. 3). Моторесурс забойного двигателя должен быть соизмерим со временем, необходимым для бурения заданного интервала скважины. Такие гидравлические забойные двигатели выпускаются сегодня российскими, американскими и китайскими производителями.

Императивное требование к ГЗД состоит в том, что гидравлический забойный двигатель должен обеспечивать качество, эффективность и безопасность процесса бурения скважины.

Для обеспечения высокого качества строительства скважины конструкция и энергетическая характеристика ГЗД должны в максимальной сте-



**Рис. 3.** Современные турбобур (а) и винтовой забойный двигатель (б)

пени способствовать бурению ствола скважины по заданной траектории с целью реализации ее проектного профиля, не допускать произвольного искривления и не ухудшать состояние ствола скважины.

Эффективность процесса бурения зависит от степени соответствия рабочего режима ГЗД оптимальным параметрам режима бурения. Энергетическая характеристика ГЗД должна обеспечивать работу бурового долота при оптимальной или близкой к ней частоте вращения, иметь достаточный запас крутящего момента для реализации регламентированной осевой нагрузки на долото и минимальный перепад давления. Энергетические параметры ГЗД не должны существенно изменяться в течение нормированного срока его работы.

Применение ГЗД не должно являться причиной возникновения осложнений и аварий при бурении. Габаритный размер ГЗД должен соответствовать типоразмеру породоразрушающего инструмента. Энергетическую характеристику забойного двигателя следует выбирать в соответствии с моментоемкостью «долота-породы» и требуемыми параметрами режима бурения. Форсирование параметров режима бурения разрешается в пределах установленных ограничений. Конструкция ГЗД должна быть оснащена противоаварийными приспособлениями и допускать использование, при необходимости, стандартного ловильного инструмента.

Главное назначение гидравлических забойных двигателей состоит в том, чтобы быть эффективным приводом бурового долота. Поэтому важнейшим показателем ГЗД является его энергетическая характеристика, под которой понимается совокупность зависимостей крутящего момента, частоты

вращения, перепада давления, мощности и коэффициента полезного действия, характеризующих режим работы забойного двигателя. Энергетическая характеристика гидравлических забойных двигателей должна обеспечивать работу бурового долота при оптимальных параметрах режима бурения. Только в этом случае могут быть получены максимальные технико-экономические показатели строительства скважины. Современные гидравлические забойные двигатели предназначены также для обеспечения высокого качества строительства скважины. Конструкции и энергетические параметры гидравлических забойных двигателей должны в максимальной степени способствовать буре-

забойного двигателя [4]. При этом обеспечиваются большие проходки за рейс в твердых и крепких породах, включая абразивные пропластки. Например, при бурении скважин на нефтяных месторождениях Республики Беларусь широко применяются высокомошные российские турбобуры с иностранными алмазными долотами с механической скоростью проходки 1,5–2,8 м/ч на глубинах до 5000 м.

Основной объём проходки при строительстве нефтегазовых скважин в нашей стране производится винтовыми забойными двигателями. Отечественная промышленность выпускает большое число типоразмеров винтовых забойных двигателей, предназначенных

---

**Турбобур и винтовой двигатель представляют собой принципиально разные забойные гидромоторы, имеющие специфические достоинства и недостатки. Вместе с тем они являются техническими средствами одного способа бурения нефтегазовых скважин.**

---

нию ствола скважины по заданной траектории для получения ее проектного профиля.

Разные параметры энергетических характеристик турбобуров и винтовых двигателей влияют на выбор областей их эффективного применения. Наилучшие результаты использования высокооборотных турбобуров проявляются при бурении в интервалах глубин свыше 3000 м безопорными долотами истирающе-режущего типа, которые вооружены синтетическими или природными алмазами. Эта концепция соответствует основной особенности турбобура как высокооборотного гидродинамического

для бурения вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин трёхшарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и долотами PDC. Бурение искривленных участков наклонных скважин, горизонтальных и разветвлённых стволов в основном выполняется с помощью ВЗД-отклонителей.

Низкооборотные винтовые забойные двигатели обладают повышенным крутящим моментом по сравнению с высокооборотными турбобурами. Сравнение энергетических характеристик турбобура и ВЗД показывает, что турбобур обладает так называемой мягкой

моментной зависимостью от частоты вращения, в то время как у ВЗД она имеет «жесткий» вид. Поэтому параметры режима бурения с ВЗД более стабильны, чем у турбобура. С другой стороны, в процессе работы и износа двигателей энергетическая характеристика турбобура мало изменяется, тогда как у ВЗД наблюдается существенное снижение энергетических параметров. Уровень поперечных вибраций, генерируемых ВЗД, также весьма высок, что отрицательно сказывается на качестве ствола скважины.

В силу своих конструктивных особенностей винтовые забойные двигатели имеют некоторые ограничения по эксплуатации в условиях утяжеленных буровых растворов (плотность более 1500 кг/м<sup>3</sup>), высоких забойных температур (свыше 140 °С), буровых растворов, содержащих углеводородные компоненты и агрессивные химические реагенты. Также при использовании ВЗД требуется более тщательная очистка бурового раствора от твердых абразивных частиц.

Важное преимущество винтового двигателя – его незначительная длина по сравнению с серийными многосекционными турбобурами. Это обстоятельство сыграло решающую роль при определении основного технического средства направленного бурения скважин. Создание винтовых забойных двигателей позволило разработать и внедрить прогрессивные технологии бурения нефтегазовых скважин. Сегодня технология бурения скважин с помощью винтового забойного двигателя с долотами PDC режуще-скалывающего типа, с вращением и слайдированием бурильной колонны, позволяющая проходить весь заданный интервал за один рейс при обеспечении проектного темпа искривления ствола скважины, является наиболее распростра-

ненной в районах массового строительства нефтяных и газовых скважин, в первую очередь, в Западной Сибири. Применение винтовых забойных двигателей сыграло большую роль в развитии методов горизонтального, многоствольного бурения и бурения дополнительных стволов. Объемы строительства скважин с горизонтальным или разветвленным окончанием ствола в России и в мире значительно возрастают. Это было бы невозможно без применения ВЗД.

В настоящее время в России спрос на турбобуры резко снизился, в то время как потребность в винтовых забойных двигателях постоянно увеличивается. Структура спроса на ГЗД по большому счету определяется региональными и горно-геологическими факторами, а также конструкциями скважин, которые нефтегазовые компании заказывают буровым подрядчикам. Сегодня строительство нефтяных и газовых скважин, в основном, ведется в Западной Сибири, на севере европейской части России и в районах Урала-Волги. Это относительно неглубокие скважины (2500–3500 м), без аномальных пластовых давлений и высоких забойных температур. Конструкции скважин, как правило, наклонно направленные, часто с горизонтальным окончанием ствола. Для бурения этих скважин в основном применяются долота PDC с алмазно-твердосплавными резаками и трехшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами. Как уже отмечалось, наиболее подходящим видом забойного привода этих долот являются винтовые двигатели. Турбобуры применяются в основном с трехшарошечными долотами с открытыми опорами при бурении верхних интервалов, а также с алмазными долотами, объем применения которых

невелик. Кроме того, жесткие требования по обеспечению проектного профиля скважины вынуждают буровиков постоянно применять забойные телеметрические системы, которые могут успешно работать с короткими ВЗД. В капитальном ремонте скважин, при бурении вторых боковых стволов широко используются малогабаритные ВЗД. Все это способствует росту спроса на винтовые забойные двигатели.

Если в России появятся районы промышленной добычи углеводородов с другими горно-геологическими условиями, то спрос на ГЗД может измениться. Вполне вероятно, что потребуются забойные двигатели, предназначенные для работы на больших глубинах, при высоких забойных температурах (более 150 °С) и при низких расходах бурового раствора повышенной плотности. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Создание винтовых забойных двигателей – выдающееся достижение отечественной буровой техники / Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 1. – С. 8-13.
2. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 208 с.
3. Симонянц С.Л. Турбобур и винтовой забойный двигатель: диалектика развития. Доклад SPE - 182147. – 2016. – 16 с.
4. Шумилов В.П., Симонянц С.Л., Литвяк В.А. Турбобуры ВНИИБТ – актуальная основа современной техники турбинного бурения // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 1. – С. 17–19.

УДК 622.24

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ВАРИАЦИОННЫХ ПРИНЦИПОВ

**Г.С. Оганов**, первый заместитель генерального директора, д-р техн. наук, профессор;

**В.В. Прохоренко**, ведущий инженер, канд. техн. наук

ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».

*E-mail: v.prokhorenko@krskgazprom-ngp.ru*

**Ключевые слова:** наклонно направленная скважина; горизонтальная скважина; проектный профиль; энергосберегающий профиль; вариационные принципы.

**Аннотация.** В статье рассмотрен алгоритм проектирования оптимального профиля скважины на основе вариационных принципов с точки зрения минимизации энергопотребления в целях преодоления сил сопротивления в процессах бурения и установки обсадных колонн в открытом стволе с заданными начальной и конечной точками. Предпочтение сделано в пользу варианта движения первоначально покоящихся материальных частиц под действием гравитации и кулоновского трения по изначально неизвестной траектории, которая складывается при решении возникающих проблем. Сформулирована математическая проблема в форме вариационных принципов минимизации времени проходки. Приведены примеры расчетов профиля скважины, основанные на предложенной теоретической модели. Приведено уравнение сохранения энергии.

Как известно, наиболее эффективным способом разбуривания нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе в природоохраненных зонах и труднодоступных местах является наклонно направленное и горизонтальное бурение, в том числе с большим отклонением от вертикали. При этом качество разработки проектной документации на строительство таких скважин существенным образом влияет на успешность освоения месторождения в целом, поскольку неточные проектные решения могут привести к значительным материальным затратам при его разбуривании. В свою очередь, основополагающим моментом при создании проектной документации на строительство направленных скважин является этап расчета профиля ствола во взаимосвязи с параметрами скважин [1].

Существующая практика проектирования наклонно направленных и горизонтальных скважин, а также боковых стволов ( типовые проектные профили) основана на использовании дуг окружностей в качестве криволинейных участков, которые сопрягаются с прямолинейными

участками либо друг с другом [2]. При этом в точках сопряжения разных участков профиля имеется разрыв по интенсивности искривления. Действительно, при проектировании профиля с использованием дуги окружности интенсивность искривления является постоянной величиной, отличной от нуля, а для прямолинейных интервалов интенсивность искривления равна нулю. На практике (в процессе бурения) невозможно осуществить переход от дуги окружности к прямолинейной траектории без промежуточного криволинейного участка с переменной интенсивностью искривления. Проводка скважины осуществляется по криволинейной траектории с переменной интенсивностью искривления и переход от одного типа траектории к другому типу происходит постепенно. Поэтому фактическая траектория скважины всегда будет отличаться от проектной траектории типового проектного профиля.

Использование типовых проектных профилей оправдано, прежде всего, простотой их расчетов. Особенно это важно было в начальный период наклонно направленного бурения [3]. В

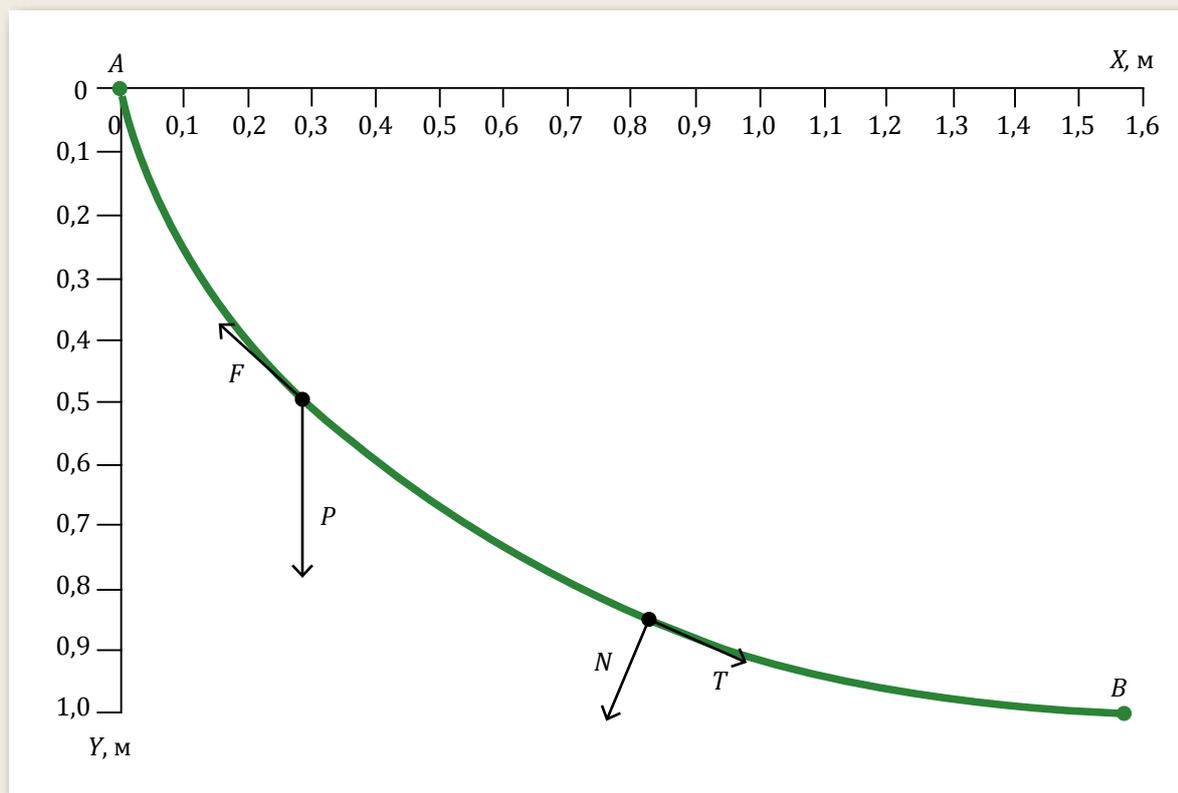


Рис. 1. Схема механических сил, действующих на движущуюся частицу

настоящее время, когда расчеты проектных профилей проводятся с использованием персональных компьютеров, возможны более сложные вычисления, необходимые для проектирования наиболее рациональных (энергосберегающих) профилей направленных скважин с переменной интенсивностью искривления. Такие профили обеспечивают минимальные силы сопротивления при спуске-подъеме бурильных и обсадных колонн, что очень важно при бурении глубоких (с большими отходами) наклонных и горизонтальных скважин [4–8].

**Как известно, наиболее эффективным способом разбуривания нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе в природоохранных зонах и труднодоступных местах является наклонно направленное и горизонтальное бурение, в том числе с большим отклонением от вертикали.**

Несмотря на существующие отдельные публикации относительно энергосберегающих профилей направленных скважин, опыт их бурения пока незначителен [5, 6].

В статье сформулирован аналитический метод построения оптимального профиля скважины с большим отклонением ствола от вертикали с использованием вариационных принципов механики [9, 10].

Выбор геометрической формы траектории проектного профиля предлагается осуществлять исходя из минимизации времени прохождения первоначально покоящейся материальной частицы вдоль определяемой траектории с заданными начальной и конечной точками (соответственно устьем и забоем). Движение материальной частицы происходит под действием собственного веса и сил сопротивления.

Для моделирования контактного трения колонны труб о горную породу при их перемещении в скважине используется наиболее простой закон Кулона – Амонтона. Полагаем, что азимутальный угол искомой геометрической линии остаётся неизменным.

Определим криволинейную траекторию спуска материальной частицы под действием гра-

витации и кулоновского трения за минимально возможное время.

Найдем плоскую кривую, соединяющую две заданные точки  $A$  и  $B$  (рис. 1), при движении вдоль которой материальная частица, первоначально находившаяся в точке  $A$  в состоянии покоя и перемещающаяся под действием силы тяжести с учетом сухого трения скольжения по закону Кулона – Амонтона, достигнет точки  $B$  за наименьшее время

$$t_{AB} = \int_A^B \frac{ds}{v} \rightarrow \min,$$

где  $s$  – путь движения точки;  $v$  – скорость движения.

Силы гравитации  $P$  и кулоновского трения  $F$ , действующие на частицу, выражаются следующим образом:

$$P = mgy;$$

$$F = -\mu(P \cdot N)T = -\mu mg(y \cdot N)T = -\mu mg \frac{dx}{ds} T.$$

Здесь  $m$  – масса частицы;  $\mu$  – безразмерный коэффициент трения;  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$  – ускорение силы тяжести;  $N$  – нормальная составляющая веса;  $T$  – касательная составляющая веса.

Компоненты сил, направленные вдоль траектории движения материальной частицы, определяют ускорение  $a$ , с которым частица перемещается из точки  $A$  в точку  $B$ , в соответствии со вторым законом Ньютона

$$ma = m \frac{dv}{dt} = (P \cdot T) + (F \cdot T) = mg \left( \frac{dy}{ds} - \mu \frac{dx}{ds} \right).$$

Учитывая, что  $ds = vdt$ , преобразуем уравнение движения следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{dv}{dt} &= v \frac{dv}{ds} = \frac{1}{2} \frac{d}{ds} (v^2) = g \left( \frac{dy}{ds} - \mu \frac{dx}{ds} \right) v^2 = \\ &= 2g(y - \mu x) + \text{const}. \end{aligned}$$

Полученное выражение представляет собой закон сохранения энергии. По условию задачи в начальной точке  $A$  ( $x = y = 0$ ) частица находится в состоянии покоя, т. е. её начальная скорость равна нулю ( $v = 0$ ). Таким образом,  $\text{const} = 0$ , а  $v = \sqrt{2g(y - \mu x)}$ . Полное время движения вдоль линии  $AB$  равно

$$t_{AB} = \int_A^B \frac{ds}{v} = \frac{1}{\sqrt{2g}} \int_A^B \sqrt{\frac{1+(y')^2}{y-\mu x}} dx.$$

Величину этого функционала необходимо минимизировать, т. е. подобрать такую непрерывную гладкую функцию  $y = y(x)$ , для которой

полное время спуска частицы  $t_{AB}$  будет наименьшим из всех возможных. При этом линия  $y(x)$  должна удовлетворять заданным граничным условиям. В качестве варьируемой функции используем подинтегральное выражение из формулы для  $t_{AB}$ , которое обозначим здесь  $G$ .

Применяя классическое уравнение Эйлера – Лагранжа вариационного исчисления [9, 10]

$$\frac{\partial G}{\partial y} - \frac{\partial^2 G}{\partial x \partial y'} - y' \frac{\partial^2 G}{\partial y \partial y'} - y'' \frac{\partial^2 G}{\partial y'^2} = 0,$$

получаем для искомой траектории  $y(x)$  следующее равенство:

$$\left[ 1 + (y')^2 \right] (1 + \mu y') + 2(y - \mu x) y'' = 0.$$

Это обыкновенное нелинейное дифференциальное уравнение второго порядка. Оно допускает вычисление первого интеграла, который будет иметь вид

$$\frac{1 + (y')^2}{(1 + \mu y')^2} = \frac{H}{y - \mu x + H\mu^2},$$

где  $H$  – произвольная постоянная, определяемая из заданных граничных условий.

Полученное уравнение не интегрируется в квадратурах. Следовательно, общего решения рассматриваемой задачи в явном виде не существует. Решение поставленной задачи в параметрической форме выражается через обычные тригонометрические функции и имеет вид

$$\begin{aligned} x &= \frac{H}{2} [\theta - \sin \theta + \mu(1 - \cos \theta)]; \\ y &= \frac{H}{2} [1 - \cos \theta + \mu(z + \sin \theta)]; \\ &(0 \leq \theta \leq \pi), \end{aligned} \tag{1}$$

где  $\theta$  – зенитный угол.

Заметим, что при  $\mu = 0$  найденные формулы (1) описывают хорошо известную кривую – брахистохрону (см., например, [9, 10]). Эта линия относится к семейству циклоид.

Рассмотрим оптимальную траекторию скважины, где  $h$  – длина прямолинейного вертикального участка;  $a$  – глубина скважины по вертикали, считая от точки зарезки ствола;  $b$  – отклонение забоя от вертикали;  $L_{\text{верт.}}$  – глубина скважины по вертикали  $L_{\text{верт.}} = h + a$ .

Вначале определим  $H$  из второго уравнения (1) при  $\theta = \pi$

$$H = \frac{2a}{2 + \mu\pi},$$

тогда

$$\begin{aligned} x &= \frac{a}{2 + \mu\pi} [\theta - \sin \theta + \mu(1 - \cos \theta)], \\ y &= \frac{a}{2 + \mu\pi} [1 - \cos \theta + \mu(\theta + \sin \theta)]. \end{aligned} \quad (2)$$

Наибольшее значение  $x$  при  $\theta = \pi$  будет

$$b = ak, \quad k = \frac{\pi + 2\mu}{2 + \mu\pi}.$$

Построенная по формулам (2) траектория скважины (первая циклоида) соответствует значениям  $\theta = \pi$  и отклонения забоя  $b = ak$ . Если забой скважины расположен левее первой циклоиды, т. е.  $b_1 < ak$ , то траектория ее будет иметь форму укороченной циклоиды, которая пересекает горизонтальную линию забоя в точке забоя.

Если же забой скважины расположен правее точки  $b$ , т. е.  $b_1 > ak$ , следует рассматривать вторую циклоиду, далее третью циклоиду и т. д.

Допустим, что задано условие  $b < b_2 < b'$ , т. е.  $ak < b_2 \leq 2ak$ . В этом случае необходимо построить вторую циклоиду, координаты которой изменяются в пределах  $0 \div 2a$  и  $0 \div 2ak$ . Если  $b_2$  находится в пределах  $2ak < b_2 \leq 3ak$ , то следует строить третью циклоиду с наибольшими координатами  $0 \div 3a$  и  $0 \div 3ak$  и т. д.

Вернемся к случаю, когда  $b_2$  находится в пределах второй циклоиды.

Определим наибольший угол  $\theta_K$ , который образуется при пересечении искомой траектории с горизонтальной линией забоя скважины в точке забоя

$$\frac{b_2}{2a} = \frac{\frac{H}{2} [\theta_K - \sin \theta_K + \mu(1 - \cos \theta_K)]}{\frac{H}{2} [1 - \cos \theta_K + \mu(\theta_K + \sin \theta_K)]}.$$

Определив  $\theta_K$  можно вычислить значение  $H$

$$H = \frac{2a}{[1 - \cos \theta_K + \mu(\theta_K + \sin \theta_K)]}. \quad (3)$$

Уравнение траектории в общем виде для любой координаты забоя скважины в системе  $a-b$  будет

$$\begin{aligned} x &= \frac{na [\theta - \sin \theta + \mu(1 - \cos \theta)]}{1 - \cos \theta_K + \mu(\theta_K + \sin \theta_K)}, \\ y &= \frac{-a [1 - \cos \theta + \mu(\theta + \sin \theta)]}{1 - \cos \theta_K + \mu(\theta_K + \sin \theta_K)} - h, \end{aligned} \quad (4)$$

где  $n$  – коэффициент, равный соответственно для первой циклоиды  $n = 1$ , для второй  $n = 2$ , третьей  $n = 3$  и т. д.

Радиус искривления траектории  $R$  – величина переменная, изменяющаяся в каждой точке вдоль траектории кривой от  $A$  до  $B$ , и определяется из выражения

$$R = \frac{4H}{n^2} \left( \sin \frac{\theta}{2} + \mu \cos \frac{\theta}{2} \right) \sqrt{\left( n^2 \sin^2 \frac{\theta}{2} + \cos^2 \frac{\theta}{2} \right)^3}. \quad (5)$$

Кроме траектории скважины для расчета бурильной колонны необходимо знать общую длину скважины по стволу и усилия, действующие на колонну при подъеме бурильного инструмента.

Длину колонны определим из общего выражения для плоской кривой

$$l = \int \sqrt{1 + (y')^2} dx.$$

После преобразований получим

$$l = \frac{2H_{\text{МАК}}}{n} \int_0^{\theta} \left( \sin \frac{\theta}{2} + \mu \cos \frac{\theta}{2} \right) \sqrt{n^2 \sin^2 \frac{\theta}{2} + \cos^2 \frac{\theta}{2}} d\theta. \quad (6)$$

Усилие, действующее на колонну в точке резки ствола скважины при ее подъеме, определяем из выражения

$$\begin{aligned} P_{\text{НН}} &= q \frac{4H_{\text{МАК}}}{n^2} \times \\ &\times \int_0^{\theta} \left( \sin \frac{\theta}{2} + \mu \cos \frac{\theta}{2} \right) \sqrt{\left\{ n^2 \sin^2 \frac{\theta}{2} + \cos^2 \frac{\theta}{2} \right\}^3} \cdot \left[ \mu \left( 2 \sin \frac{\theta}{2} - 1 \right) + \cos \frac{\theta}{2} \right] d\theta. \end{aligned} \quad (7)$$

Величина  $P_{\text{НН}}$  определяется путем численного интегрирования или с использованием пакета программ для ПК, так, например, с использованием компьютерных программ Mathcad.

Для оценки растягивающего усилия на крюке при подъеме, например бурильной колонны диаметром 149,2 мм (вес одного погонного метра равен 39,4 кг), для типового варианта, состоящего из дуг окружности и прямолинейных участков, а также для предлагаемого кри-

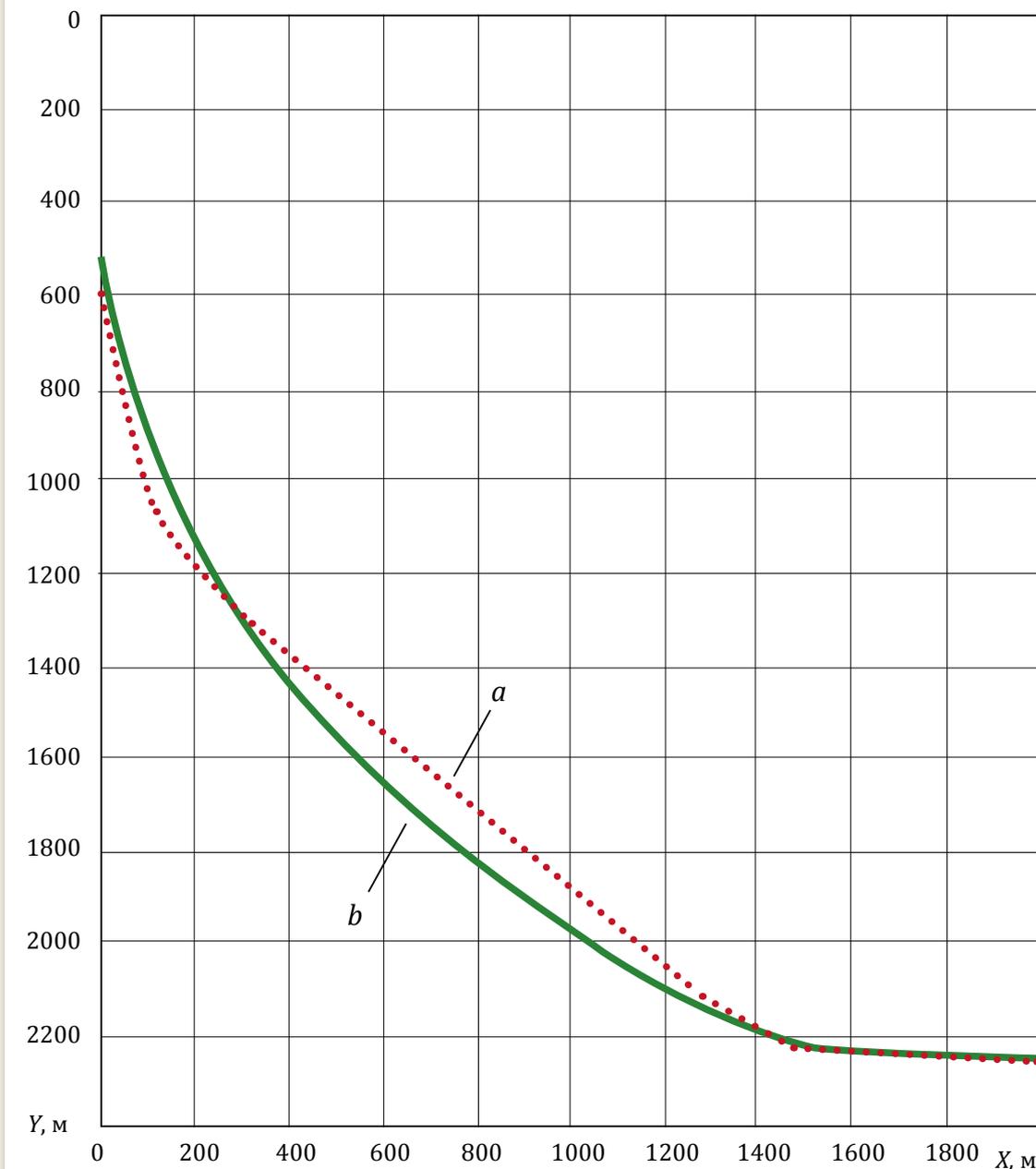


Рис. 2. Проектные профили скважины:  
*a* – пятиинтервальный; *b* – энергосберегающий

волинейного профиля скважины, приведем результат примера их расчета. Коэффициент трения в обсадной колонне 0,25, а в открытом стволе 0,4.

Рассмотрим пример расчета проектного профиля скважины с глубиной по вертикали, рав-

ной 2252 м. Начальная точка забуривания криволинейного участка находится на глубине 470 м. Смещение конечного забоя от устья 1988 м. Продуктивный пласт вскрывается условно-горизонтальным участком с зенитным углом  $88^\circ$  с кровлей, расположенной на глубине 2238 м.

**Использование типовых проектных профилей оправдано, прежде всего, простотой их расчетов. Особенно это важно было в начальный период наклонно направленного бурения [3]. В настоящее время, когда расчеты проектных профилей проводятся с использованием персональных компьютеров, возможны более сложные вычисления, необходимые для проектирования наиболее рациональных (энергосберегающих) профилей направленных скважин с переменной интенсивностью искривления.**

Типовой проектный профиль скважины, рассчитанный традиционным методом, состоящий из прямых интервалов и дуг окружности, приведен на рис. 2, а.

На рис. 2, б приведен график энергосберегающего профиля скважины, рассчитанный с помощью Mathcad с использованием разработанного авторами алгоритма. Исходя из данных расчетов, растягивающая нагрузка на крюке для типового пятиинтервального профиля равна 1128 кН, а для энергосберегающего – 976 кН, что на 13,5 % меньше.

В заключение отметим, что предложенный общий вариационный подход к построению наиболее экономичных с точки зрения энергетических затрат траекторий движения, соединяющих заданные начальную и конечную точки, по сути является первым шагом на пути создания адекватных научно обоснованных теоретических моделей проектирования оптимальных профилей нефтяных и газовых скважин с учётом механических сил, реально действующих в стволе при перемещении колонны труб.

По энергосберегающим профилям, рассчитанным в соответствии с изложенным алгоритмом и с участием авторов, на шельфе Вьетнама были пробурены первые скважины [6].

Получены следующие результаты:

а) уменьшение сил сопротивления при спускоподъемных операциях примерно на 10 %, снижение вращающего момента на роторе на

20 % и суммарная экономия энергозатрат при вращении бурильной колонны на 20–25 %;

б) снижение числа затяжек и посадок при бурении и спуске обсадных колонн;

в) сокращение времени на бурение на 5–7 %.

Выводы, полученные в исследованиях, также были учтены в расчетах профилей направленных скважин при разработке проектной документации на строительство скважин на Яреюском, Торавейском, Варандейском (НАО), Киринском (о. Сахалин) и Бейсугском (Краснодарский край) месторождениях. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Оганов С.А., Оганов Г.С. Технология бурения наклонно направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 219 с.
2. Строительство нефтегазовых скважин: учеб. для вузов. В 2 т./ А.Г. Калинин [и др.] – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – Т. 2, ч. 1. – 427 с.
3. Гулизаде М.П. Турбинное бурение наклонных скважин. – Баку: Азнефтнешер, 1956.– 307 с.
4. Оганов А.С., Беляев В.М., Прохоренко В.В. Исследование особенностей криволинейных профилей наклонно направленных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 6. – С. 19–21.
5. Технология проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин по криволинейным профилям / А.С. Оганов, В.В. Прохоренко, В.Т. Лыонг, Л.К. Ньяк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – С. 6–9.
6. Чан Суан Дао, Ширин-Заде С.А. Новые профили наклонно направленных скважин на месторождениях Белый Тигр и Дракон // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1.
7. Криволинейные профили, учитывающие естественную форму изгиба колонны труб в скважине / И.Л. Барский, А.М. Гусман, Б.Р. Лалаянц [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2.– С. 16–26.
8. Криволинейные энергосберегающие профили направленных скважин / Г.С. Оганов, А.Е. Сароян, В.В. Прохоренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 3. – С. 61–63.
9. Ректорис К. Вариационные методы в математической физике и технике. – М.: Мир, 1985.– 590 с.
10. Фридман А. Вариационные принципы и задачи со свободными границами. – М.: Наука, 1990.– 536 с.

*Авторы чтят память д-ра техн. наук, профессора С.А. Ширин-Заде, а также выражают благодарность В.А. Пинскеру за участие в разработке предложенной модели профиля скважины.*

УДК 553.981.2

# ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНО-АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

**С.М. Маммадов**, директор департамента, канд. техн. наук,

**В.А. Холодилов**, советник директора департамента, д-р геол.-минер. наук

ООО «НьюТек Сервисез»;

**Р.Н. Окишев**, главный инженер, канд. техн. наук

ООО «Газпром геологоразведка».

E-mail: nts@nt-serv.com

**Ключевые слова:** западно-арктический шельф; освоение морских газоконденсатных месторождений (ГКМ); шельфовые проекты; эффективная подготовка к разработке ГКМ.

**Аннотация.** Рассмотрены вопросы состояния освоения, проблемы ввода в разработку газовых месторождений западно-арктического шельфа. Представлен алгоритм эффективной подготовки к разработке газовых месторождений на поисково-оценочном этапе работ.

Освоение углеводородного сырья западно-арктического шельфа по своим масштабам имеет для России стратегическое значение. Его масштабность подтверждается наличием крупных газоперспективных структур по данным 3D сейсморазведки и открытиями уникальных нефтегазоконденсатных месторождений в Баренцевом и Карском морях. Ограничениями для вовлечения в разработку газовых месторождений являются в первую очередь их низкая изученность (недоразведанность промышленных категорий запасов), суровые природно-климатические и сложные горно-геологические условия, а также сопряженные с

этим технико-технологические проблемы освоения.

Сокращение активных запасов газа в разрабатываемых и существенно менее качественная структура запасов в подготовленных к освоению месторождениях в традиционных районах добычи в России приводят к необходимости поиска новых резервов углеводородного сырья, в том числе разветвления геолого-разведочных работ на арктическом шельфе.

Во многих современных стратегических документах отмечено, что традиционные регионы подготовки материально-сырьевой базы углеводородов (МСБ УВ) существенно истощены и уже в ближайшем будущем не смогут обеспечить

воспроизводство выбывающих запасов в необходимых объемах и в перспективе их могут заменить нефтегазоносные структуры, расположенные в труднодоступных и удаленных от традиционных районов, в частности на арктических шельфах, и прежде всего западно-арктических морей.

Огромные объемы углеводородных ресурсов в пределах Карского и Баренцева морей (более 70 % потенциала арктического шельфа), преобладание в их составе газа (до 90 %) определяют западно-арктический шельф как основной регион геолого-разведочных работ (ГРР) подготовки сырьевой базы и формирования новых районов добычи газа. ПАО «Газпром»

как компания мирового уровня, владеющая уже выявленными газовыми активами в этом регионе и обладающая значительными финансовыми и технологическими ресурсами, является главенствующей в освоении морских арктических газовых объектов на данном этапе.

Сегодняшние технологии поисковых и разведочных работ в России позволяют проводить эффективное изучение сейсморазведкой, а также бурить одиночные поисковые скважины, укладываясь в цикл летнего сезона в акваториях арктических морей. При этом даже крупные и уникальные по запасам выявленные и подготовленные к разработке морские месторождения могут рассматриваться в качестве альтернативы сухопутной базе для развития нефтегазодобычи на арктическом шельфе в относительно далекой перспективе в силу наличия разведанных запасов газа и конденсата на п-ове Ямал и нерешенности сегодня многих технологических проблем при организации добычи и транспортировки, требующих дополнительных затрат, определенного времени и высокой себестоимости.

Условия освоения месторождений УВ в прибрежной части (Приямальский шельф) и на открытой, удаленной от берега акватории (Баренцево, Карское моря) существенно различаются. С учетом этого должна строиться и стратегия последовательной (поэтапной) разведки – от наиболее геологически привлекательных, основываясь на оценке ресурсов углеводородов более доступных технологически, к более сложным, требующим наукоемких решений и специального оборудования. Затем, по мере новых технологических решений и прогресса в технологиях по такой же схеме может строиться и стратегия последовательного вовлечения в освоение месторождений от прибрежных, являющихся

морскими продолжениями сухопутных месторождений, к относительно близко расположенных к берегу мелководных с опорой на сухопутные базы, к более удаленным и с большими глубинами моря. Следует отметить, что ПАО «Газпром» в своих стратегических планах придерживается таких принципов. Уже ведется освоение и подготовлены к освоению газоконденсатные месторождения в Обской и Тазовской губах, начато освоение прибрежного Приразломного нефтяного месторождения, ведется освоение месторождений на прибрежном шельфе о. Сахалин. Дальнейшие планы компании связаны с развитием проектов на Приямальском шельфе и выходом с работами на более удаленные от берега участки Карского и Баренцева морей.

При формировании стратегии освоения западно-арктического шельфа поисково-разведочное бурение является одним из главных факторов, определяющих первоочередные направления, конкретные объекты и объемы для их проведения. Вместе с сугубо технологической компонентой соответствующих перспективных добывающих комплексов должна рассматриваться также и экономическая составляющая инвестиционных проектов. По этому параметру арктические шельфовые проекты могут выступать параллельно с сухопутными.

ПАО «Газпром» наряду с НК «Роснефть» является основным недропользователем (рисунок) в пределах рассматриваемой арктической шельфовой зоны. Обе компании, получая от государства лицензии, приняли на себя значительные обязательства по проведению ГРП на нефть и газ, которые планируют осуществить в течение следующих 10 лет. Имеющиеся у ПАО «Газпром» технические средства и технологические ресурсы (морские буровые уста-

новки, вспомогательные суда) вполне позволяют рассчитывать на выполнение лицензионных обязательств (конечно, при должном и своевременном финансировании), в первую очередь, в части завершения изучения сейсморазведочными работами (подготовки к бурению наиболее значимых локальных газоперспективных объектов) и рационального дальнейшего разведочного бурения. С учетом дороговизны поисковых и разведочных буровых работ на арктическом шельфе принципиально важной становится задача оптимизации затрат на их выполнение с выделением наиболее значимых первоочередных разведочных газовых объектов. Оптимизация предполагает не только концентрацию финансирования на наиболее значимых направлениях и объектах, но и подразумевает целевое динамичное поступление соответствующих инвестиций во времени во избежание необоснованного «омертвления» финансовых средств.

По мере прогресса в технологиях должно обеспечиваться комплексное освоение сначала прибрежных (в том числе являющихся морскими продолжениями сухопутных) месторождений, затем относительно близко расположенных от берега мелководных с опорой на сухопутные базы снабжения и береговую транспортно-производственную инфраструктуру и далее более удаленных и с большими глубинами моря, с все более сложной ледовой обстановкой, с возможной опорой на ранее введенные уже морские объекты освоения и их инфраструктуру.

В качестве основной тактической схемы формирования программы ГРП в пределах Приямальского шельфа следует принять поэтапное вовлечение лицензионных участков с выделением базовых объектов разведки и добычи (газоносные

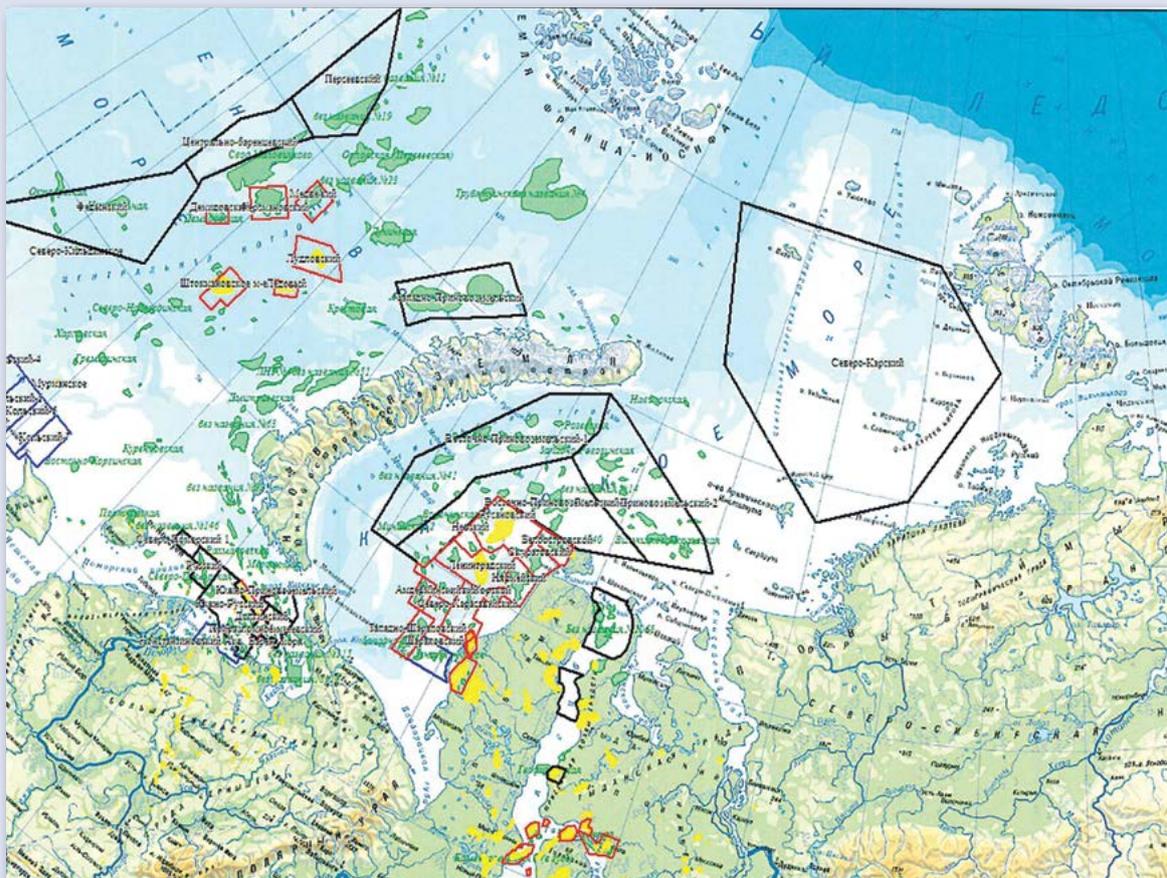


Схема лицензирования арктического шельфа России

пласты сенманских и альб-аптских отложений мела, залегающие на глубинах до 2000 м и в отдельных случаях до 2700 м и обладающие высоким газовым потенциалом). По результатам сейсморазведочных работ, в этом комплексе отложений сегодня выделяется крупная зона нефтегазонакопления – Ленинградско-Русановская (с уникальными газоконденсатными месторождениями Ленинградское и Русановское), а также структурные ловушки: Нармейская, Скуратовская, Белоостровская и др. Оперативная оценка потенциала этой зоны позволяет говорить о возможном сосредоточении в ней более 70 % газа Приамальского шельфа. Вторая, практически соизмеримая по потенциалу зона газонефтегазонакопления, на сегодня

существенно менее изученная – Обручевская (в ее пределах расположены Обручевский, Северо-Харасавейский, Амдерминский, Западно-Шараповский, Шараповский и Морской лицензионные участки) – еще требует уточнения основных черт геологического строения, характеристик углеводородного потенциала, выделения газоперспективных объектов для проведения поисково-разведочного бурения.

Реализация представленной схемы позволяет отметить целесообразность проведения поисково-разведочного бурения, оптимизировать его объем, эффективно соотносить его с технико-технологическим потенциалом и инвестиционными возможностями компании. Такой подход можно рассматри-

вать как первый этап оптимизации затрат при освоении арктического шельфа.

В качестве второго этапа (шага) в повышении эффективности прироста запасов газа следует рассматривать технико-экономическое обоснование непосредственно проектных решений, определяющих заложение и строительство поисково-разведочных скважин, в частности, выбор точки бурения с учетом инженерно-геологических исследований придонного слоя грунта и верхней части осадочного чехла, уходя от зон многолетнемерзлых пород на глубинах до 400–500 м. Эта составляющая относится непосредственно к технологиям глубокого бурения.

Технический потенциал бурового подразделения компа-

нии ПАО «Газпром» представлен двумя типами буровых установок – самоподъемными и полупогружными. Их базирование в Мурманске и использование на Приамальском шельфе (буксировка занимает не более 7–10 сут) позволяют существенно сократить сроки мобилизации-демобилизации и дополнительно снизить затраты на строительство скважин.

Схематично общий алгоритм принятия решений для повышения эффективности прироста запасов УВ на арктическом шельфе за счет оптимизации ГРП (тактика реализации программы ГРП) представлен в виде четырех составляющих (этапов).

**Этап II.** Обязательным элементом, учитываемым при выборе первоочередных поисковых объектов, должно быть определение минимально рентабельных размеров возможных скоплений углеводородов в пределах этих объектов. Они индивидуальны для каждого из перспективных районов вследствие специфики физико-географических и инфраструктурных особенностей каждого из них. Все выделенные перспективные направления (первоочередные объекты изучения) должны отвечать критерию технологической доступности на этапе последующей разработки.

**Этап III.** Отнесение продуктивных пластов или локальных

специальной категории запасов, не предусматривающей на данном этапе их вскрытие скважинами (условно, категория предварительно оцененных не вскрытых скважинами).

**Этап IV.** Постоянный мониторинг реализации программ ГРП для отслеживания и контроля за нефтегеологическими результатами, обеспечив понимание необходимости осуществления тех или иных исследований и выработки решений по их финансированию, в том числе оценки предполагаемых объемов собственных или привлеченных финансовых ресурсов. Это позволит минимизировать объемы «замороженных» средств, наличие которых неизбежно в случае продолжения дорогостоящих исследований в рамках геолого-разведочного процесса (например, глубокого бурения) на объектах, заведомо выпадающих из числа первоочередных и ввод которых в разработку может отодвигаться на многие десятилетия. Содержательный смысл и главная нефтегеологическая задача мониторинга – ориентировать программу ГРП на выявление «базовой» промышленной нефтегазоносности в перспективной зоне и своевременное прекращение ее дальнейшего детального изучения. Критерии, на основе которых может быть обосновано подобное прерывание или «усечение» первоначальной программы работ, должны формироваться исходя из состояния технической оснащенности компаний, с учетом текущего состояния МСБ УВ, в зависимости от текущего или перспективного состояния рынка углеводородов.

Таким образом, в пределах арктического шельфа на ближайшую и среднесрочную перспективы должны быть определены первоочередные газоперспективные объекты на основе данных 3D сейсморазведки и поисково-оценочного бурения для дальнейшего про-

---

**При формировании стратегии освоения западно-арктического шельфа поисково-разведочное бурение является одним из главных факторов, определяющих первоочередные направления, конкретные объекты и объемы для их проведения.**

---

**Этап I.** Соблюдение этапности проведения геолого-разведочных работ, позволяющее в соответствии с накопленной нефтегеологической информацией и достигнутой изученностью, выделять базовые (первоочередные) объекты и гарантированно отбраковать возможные второстепенные (будущие объекты-сателлиты). Такая тактика не предусматривает выполнение полномасштабной программы ГРП на всех лицензированных участках компаний (в частности, ПАО «Газпром» и НК «Роснефть»), но позволит оценить потенциал наиболее значимых направлений, определить в их составе первоочередные поисковые объекты.

объектов в их пределах к менее значимым (к второстепенным или объектам второй очереди изучения), исходя из оценок объема ресурсного потенциала (не достигают критических значений, обеспечивающих рентабельность последующего освоения), и с учетом их возможного выхода на рентабельность может осуществляться с началом разработки базового (первоочередного) объекта данной зоны. С позиций новой классификации запасов наличие подобных «некондиционных» объектов в пределах единой зоны с выявленными крупными (базовыми) объектами при условии их подготовки 3D сейсморазведкой делает целесообразным выделение

ведения разведочного бурения. Менее значимые локальные объекты в единых зонах газонакопления должны рассматриваться как спутники. Их освоение, при необходимости, будет базироваться на технологиях и реализации апробированных решений, примененных на базовых месторождениях первой очереди.

Наращивание новых запасов в пределах арктических акваторий (в том числе на Приямальском шельфе) и особенно их вовлечение в разработку следует рассматривать как взаимозависимые комплексные решения, определяемые добычей газа на месторождениях п-ова Ямал. Проекты Приямальского шельфа при условии изменения санкций, в которых сегодня находится Россия, системы допуска к работам на акватории со стороны правительства и, соответственно, изменения экономической ситуации с газом на рынке Европы, могут стать драйверами роста, обеспечивающими инвестиционную привлекательность для зарубежных инвесторов.

С точки зрения глубины проработки технических и технологических решений наиболее изученным сегодня является проект Штокмановского ГКМ. С точки зрения возможностей организации добычи и транспортировки газа многочисленные проработки в рамках этого проекта свидетельствуют о технической реализуемости. Все принципиальные решения по нему в части добычи сводятся к подводному заканчиванию скважин и подаче пластовой продукции непосредственно на полупогружные добывающие платформы (предусматривается до трех-четырех по числу фаз или пусковых очередей проекта).

Очень важно сегодня оценить добычный потенциал других месторождений рассматриваемой арктической зоны. Например, Ленинградское и

Русановское месторождения на Карском шельфе могут обеспечить в совокупности добычу не менее 50 млрд м<sup>3</sup>, газовые залежи месторождения Победа (в случае подтверждения его потенциала) – до 10–15 млрд м<sup>3</sup>. Однако эти месторождения приурочены к зоне развития высокоподвижных ледовых полей, удалены от берега на сотни километров, а глубины моря здесь составляют до 80–100 м. Сегодня (или в среднесрочной перспективе) существует технологическая сложность их освоения. Отсутствие промышленной оценки их запасов газа тормозит решение этой проблемы.

Ресурсный потенциал (преимущественно газовый, соглас-

ближайшую и среднесрочную перспективы должна, в первую очередь, ограничиваться выделением участков для бурения рационального числа поисково-разведочных скважин на каждом.

Ситуация освоения ГКМ западно-арктического шельфа усугубляется неустойчивостью макроэкономической среды, в которой функционирует нефтегазовая отрасль (цены на нефть и газ, налогообложение нефтегазовых компаний, возможные транспортно-логистические решения по каждому из проектов), колоссальным влиянием на экономические показатели физико-географической обстановки, характеризующей местоположение того

---

**Сокращение активных запасов газа в разрабатываемых и существенно менее качественная структура запасов в подготовленных к освоению месторождениях в традиционных районах добычи в России приводят к необходимости поиска новых резервов углеводородного сырья, в том числе развертывания геолого-разведочных работ на арктическом шельфе.**

---

но последней количественной оценке) прогнозной части шельфа Баренцева и Карского морей исчисляется десятками триллионов кубометров в пределах каждого. Учитывая имеющиеся геологические данные и современную сейсмогеологическую информацию по этим регионам, в пределах этих шельфов гарантированно будут выявлены десятки крупных и еще несколько уникальных месторождений, в том числе и в пределах технологически доступной части арктической зоны.

Таким образом, разработка стратегии изучения и освоения сырьевой базы УВ в пределах арктического шельфа на

или иного перспективного объекта (глубины моря и удаленность от берега, ледовые условия и прочие). Яркий пример этого – Штокмановский проект, технологические решения по которому, в принципе, существуют, и их реализация не сопряжена с чрезмерными рисками. Огромный ресурсный потенциал гарантирует вполне допустимую себестоимость и приемлемые финансово-экономические показатели, но сравнительные характеристики практически по всем параметрам проигрывают проектам сухопутной ресурсной базы п-ова Ямал, вследствие чего проект до сих пор не запущен. ■

УДК 665.6/.7

# СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БИОДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИИ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

## Часть 2

**В.Г. Спиркин**, д-р техн. наук, профессор  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.  
E-mail: V.G.Spirkin@mail.ru

**Ключевые слова:** альтернативные топлива; биодизель; технология; перезтерификация; гидрокрекинг; экологические свойства; рапсовое масло; эксплуатационные свойства; присадки.

**Аннотация.** Рассмотрены технические требования на биотопливо и смеси базового биодизельного топлива с нефтяным газойлем в соответствии с европейским стандартом EN 14214:2003 и российскими ГОСТами. Приведены типы присадок к биотопливу для улучшения эксплуатационных свойств: антиокислительных, антикоррозионных, депрессорных, моюще-диспергирующих. Показано, что биодизель является перспективным альтернативным топливом для двигателей, производство и применение которого вместо нефтяного топлива не ухудшает экологию окружающей среды.

**Б**иодизельное топливо в Европе производится по двум принципиальным схемам: «немецкой» и «французской». В Германии работает 12 централизованных и 80 децентрализованных заводов по производству рапсового масла, а топливо Biodiesel выпускают восемь немецких фирм. «Французская» схема предусматривает централизованное производство данного топлива на мощных установках (5–10 тыс. т/год).

В настоящее время биодизель признан Агентством по охране окружающей среды и Министерством энергетики (США) в качестве альтернативного горючего, соответствующего требованиям по защите атмосферного воздуха и окружающей среды. Биодизель обладает следующими преи-

муществами по сравнению с нефтяными топливами:

- при попадании в воду не причиняет вреда растениям и животным, так как не токсичен;
- разлагается в естественных условиях, практически не содержит серы и канцерогенных примесей типа бензола;
- в виде 20%-й смеси с обычным дизельным топливом улучшает смазку трущихся узлов двигателя;
- значительно снижает вредные выбросы CO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, мелких частиц и летучих органических соединений.

В табл. 1 и 2 приведены европейский стандарт EN 14214:2003 «Автомобильные топлива. Метилловые эфиры жирных кислот (FAME) для дизельных двигателей. Требования и методы испытаний» и национальный стандарт Российской Федера-

ции ГОСТ Р 52368-2005 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия».

Существует ГОСТ Р 53605-2009, который соответствует европейскому стандарту EN 14214:2003. Рассмотрим влияние некоторых физико-химических показателей биодизельного топлива, определяемое стандартом EN 14214:2003, на параметры дизеля и его эколого-эксплуатационные характеристики. Повышенные по сравнению с дизельным топливом на 10 % плотность и в 1,5 раза кинематическая вязкость способствуют некоторому увеличению дальности топливного факела и диаметра капель распыленного топлива, что может привести к увеличенному попаданию биодизельного топлива на стенки камеры сгорания и гильзы цилиндра.

Таблица 1

**Европейский стандарт EN 14214:2003 на метиловые эфиры жирных кислот для дизельных двигателей**

Показатели	Значения	
	Min	Max
Массовое содержание эфиров, %	96,5	-
Плотность при температуре 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	860	900
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	3,50	5,0
Температура вспышки, °С	120	-
Содержание серы, мг/кг	-	10,0
Коксуемость 10%-го остатка, % мас.	-	0,30
Цетановое число	51,0	-
Зольность, % мас.	-	0,02
Содержание воды, мг/кг	-	500
Содержание механических примесей, мг/кг	-	24
Испытания на медной пластинке (3 ч при 50 °С), оценка	Класс 1	
Окислительная стабильность при 110 °С, ч	6,0	-
Кислотное число, мг КОН/г	-	0,50
Йодное число, г J <sub>2</sub> / 100 г	-	120
Содержание, % мас.		
метилового эфира линоленовой кислоты	-	12,0
полиненасыщенных метиловых эфиров	-	1
метанола	-	0,2
моноглицеридов	-	0,8
диглицеридов	-	0,2
триглицеридов	-	0,2
свободного глицерина	-	0,02
общего глицерина	-	0,25
Содержание, мг/кг		
1-й группы металлов (Na+K)	-	5,0
2-й группы металлов (Ca+Mg)	-	5,0
фосфора	-	10

Таблица 2

**Национальный стандарт РФ на топливо дизельное ЕВРО  
ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590:2004)**

Показатели	Значение
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	820–845
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	2,00–4,50
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, выше	55
Содержание серы для марок I – III, мг/кг, не более	I – 350; II – 50,0; III – 10,0
Коксуемость 10%-го остатка разгонки, % мас., не более	0,30
Цетановый индекс, не менее	46,0
Цетановое число, не менее	51,0
Зольность, % мас., не более	0,01
Содержание воды, мг/кг, не более	200
Общее загрязнение, мг/кг, не более	24
Коррозия медной пластинки (3 ч при 50 °С), единицы по шкале	Класс 1
Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м <sup>3</sup> , не более	25
Содержание полициклических ароматических углеводородов, %, не более	11
Фракционный состав, % об. при температуре:	
250 °С, менее	65
350 °С, не менее	85
360 °С, не более	95
Предельная температура фильтруемости (топливо для умеренного климата), °С, не выше, для марок:	
А	5
В	0
С	-5
D	-10
Е	-15
F	-20

Меньшие значения коэффициента сжимаемости биодизельного топлива приводят к увеличению действительного угла опережения впрыскивания топлива и максимального давления в форсунке. Высокое цетановое число биодизельного топлива (50–52 и более) способствует сокращению периода задержки воспламенения и менее жесткой работе дизеля. Повышенная почти в 3 раза температура вспышки биодизельного топлива в закрытом тигле (120 °С и более) обеспечивает высокую пожаробезопасность. Кислород (~ 10 %) в молекуле метилового эфира позволяет интенсифицировать процесс сгорания и обеспечить более высокую температуру в цилиндре дизеля, что способствует повышению индикаторного и эффективного КПД двигателя, но приводит к некоторому увеличению оксида азота  $\text{NO}_x$  в отработавших газах.

Для сохранения номинальных параметров двигателя при переводе на биодизельное топливо требуется некоторая перерегулировка топливной аппаратуры (топливный насос высокого давления настраивают на увеличение цикловой подачи топлива). Применение биодизельного топлива позволяет уменьшить выбросы вредных веществ с отработавшими газами [1–3]. Для дизельных двигателей с вихревой камерой (предкамерой) и непосредственным впрыском снижение составляет (%):  $\text{CO}$  – на 10–12, углеводородов – 10–35, твердых частиц – 24–36, сажи – 50–52. Некоторое увеличение выбросов  $\text{NO}_x$  можно компенсировать уменьшением действительного угла опережения впрыскивания топлива, рециркуляцией отработавших газов, подачей воды на впуске. Перед началом эксплуатации двигателя на биодизельном топливе необходимо промыть фильтры грубой и тонкой очистки то-

плива. Из-за повышенной растворяющей способности такого топлива требуется замена топливных шлангов и прокладок на изделия, изготовленные из устойчивого к биотопливу материала, а также тщательное удаление биодизельного топлива, попавшего на лакокрасочные покрытия. В некоторых случаях требуется более частая смена моторного масла из-за возможного разжижения попадающим в него биодизельным топливом. Возможно некоторое увеличение уровня шума и дымности при холодном пуске, при пониженных температурах требуется применение

методом эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (EN 14107:2003); натрия методом атомно-абсорбционной спектроскопии (EN 14108:2003); калия методом атомно-абсорбционной спектроскопии (EN 14109:2003); метанола (EN 14110:2003), йодного числа (EN 14111:2003); экспресс-метод испытания на окисление (EN 14112:2003).

Биодизель, как и нефтяные дизельные топлива, должен содержать присадки для улучшения эксплуатационных свойств: антиокислительные, антикоррозионные, депрессорные, моюще-диспергирующие.

---

**Биодизель является перспективным альтернативным топливом для двигателей, производство и применение которого вместо нефтяного топлива не ухудшает экологию окружающей среды.**

---

в биотопливе депрессорных присадок. Необходим контроль содержания воды в биодизельном топливе (из-за его большой гигроскопичности), чтобы избежать опасности развития микроорганизмов, образования перексидов и коррозионного воздействия воды на элементы топливной аппаратуры.

В России планируется расширение производства дизельных топлив на базе растительного сырья [4, 5], используются ряд специфических методов испытаний биодизельных топлив для определения содержания эфиров и метилового эфира линоленовой кислоты (EN 14103:2003); кислотного числа (EN 14104:2003); свободного и общего глицерина, моно, ди- и триглицеридов (EN 14105:2003); свободного глицерина (EN 14106:2003); фосфора

Распространенными антиокислителями для биодизеля являются фенилендиамины, используемые индивидуально или в смеси с другими веществами. Патенты US № 3322520 и № 3556748 сообщают, что фенилендиамин обычно является  $N,N'$ -дизамещенным алифатическим или ароматическим радикалом. В патенте US № 509944 показано, что смеси фенилендиамина с фенолами и диметилсульфоксидом являются эффективными антиоксидантами.

Предлагается композиция присадок для биодизеля [6], содержащая ароматический диамин и стерически затрудненный фенол. Ароматические диамины выбраны из группы:  $N$ -(1,4-диметилбутил)- $N'$ -фенил- $p$ -фенилендиамина,  $N$ -(1,3-диметилбутил)- $N'$ -фе-

нил-п-фенилендиамина и N, N'-ди-втор-бутил-п-фенилендиамина. Стерически затрудненные фенолы выбраны из группы: 2,4-диметил-6-трет-бутилфенола, 2-метил-6-трет-бутилфенола, 2,4-ди-трет-бутил-4-метилфенола и 1,2,3-тригидроксибензола. Соотношение ароматический диамин:затрудненный фенол составляет 1:1 по массе. Композиция обладает синергетической антиокислительной активностью, предотвращает образование нерастворимых продуктов окисления в топливе.

Депрессорная присадка DODIFLOW 5603 (компания Clariant, Германия) предлагается для улучшения низкотемпературных свойств биодизеля, прокачиваемости топлива без закупорки фильтра при отрицательных температурах.

Присадка DODIFLOW 5416 – одна из известных депрессорно-диспергирующих присадок к дизельному топливу. Ее содержание от 0,01 до 0,1 % снижает предельную температуру фильтруемости и температуру застывания биодизеля.

Группа компаний BRONT и ООО «ТопливоПромПрисадки» предлагают присадки к биодизелю: OFI 1010 – депрессорную для улучшения низкотемпературных свойств (массовое содержание 0,1–0,5 %), BioStable DCI-11 – ингибитор коррозии и окисления (объемное содержание 0,0009–0,03 %).

Предложенные антикоррозионные присадки различного строения к моторным топливам могут использоваться и в биодизеле. Примером антикоррозионной присадки является продукт взаимодействия метилдиэтанолamina с алкилсалициловой кислотой формулы:  $\text{OH-R(R}_1\text{)-COOH}$ , где R – ароматическое кольцо, а  $\text{R}_1$  – парафиновый углеводородный радикал, содержащий от 16 до 18 атомов углерода. Мольное соотношение амин:кислота от 1,00:0,95 до 1,00:1,05 [7].

В настоящее время объемы применения биодизельного топлива меньше, чем объемы нефтяного топлива из-за ббльшей себестоимости производства, меньшей на 6–8 % теплоты сгорания и ограниченности площадей сельскохозяйственных земель для получения сырьевой биомассы. Однако считают [8], что новые технологии получения биодизельного топлива доведут его рыночную долю до 20 % и более.

## Выводы

1. Рост потребности мировой экономики в моторных топливах, ограниченность запасов нефти, экологические проблемы обуславливают необходимость производства и применения топлив из альтернативных источников сырья: угля, сланцев, биомассы и природного газа. Одним из важнейших перспективных видов альтернативного моторного топлива является биотопливо, в частности биодизельное топливо.

2. Мировой объем производства биотоплива, в том числе биоэтанола и биодизеля, составляет около 120 млрд л/год.

3. Биодизель может быть получен из возобновляемого сырьевого источника – растительного масла или животных жиров. Он является экологически чистым альтернативным биоразлагаемым топливом. Смеси биодизеля и нефтяного дизельного топлива могут использоваться практически во всех дизельных двигателях.

4. Европейский стандарт EN 14214:2003, российские ГОСТ Р 53605-2009 (EN 14214:2003) и ГОСТ 33131-2014 содержат технические требования на биотопливо и на смеси, содержащие до 20 % объема базового биодизельного топлива в среднестандартном дизельном топливе.

5. Биодизель, как и нефтяные дизельные топлива, дол-

жен содержать присадки для улучшения эксплуатационных свойств: антиокислительные, антикоррозионные, депрессорные, моюще-диспергирующие.

6. Биодизель является перспективным альтернативным топливом для двигателей, производство и применение которого вместо нефтяного топлива не ухудшает экологию окружающей среды. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Геленов А.А., Спиркин В.Г. Автомобильные эксплуатационные материалы. – М.: Изд. центр «Академия», 2018. – С. 77–103.
2. Гришин Н.Н., Середа В.В. Энциклопедия химмотологии. – М.: Изд-во «Перо», 2016. – С. 743–761.
3. Звонов В.А., Козлов А.В., Кутнев В.Ф. Экологическая безопасность автомобиля в полном жизненном цикле. – М.: НАМИ, 2001. – 248 с.
4. Звонов В.А., Козлов А.В., Теренченко А.С. Методика оценки эффективности применения альтернативных топлив на автотранспорте в полном жизненном цикле: сб. науч. тр. Моск. семинара по газохимии 2004–2005. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – С. 114–129.
5. Исследование эффективности использования биотоплива в дизельных двигателях / К.С. Попов, А.Ф. Юнусов, Р.Р. Кашапов, В.Н. Никишин // Актуальные вопросы технических наук: материалы III Междунар. науч. конф. (г. Пермь, апрель 2015 г.). — Пермь: Зебра, 2015. — С. 97–99. — URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/125/7870/>
6. Фокс Е.Б., Деблейз Ф., Мигдал С.Э. Антиокислительная присадка для биодизельного топлива. Пат. РФ 2434934, заявл. 20091009/05 от 07.05.2007, опубл. 27.11.2011, Бюл. № 33.
7. Антикоррозионная присадка к моторному топливу / В.А. Тыщенко, Г.В. Тимофеева, Н.С. Котова, С.В. Котов. Пат. РФ 2255961, С 10L 1/22, опубл. 10.07.2005.
8. Элверс Б. Топлива. Производство, применение, свойства. Справочник: пер. с англ./под ред. Т.Н. Митусовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. – С. 226–232.

УДК 502.65:622.276

# АНАЛИЗ ПОЛИГОННЫХ МЕТОДОВ ТЕСТИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСПЕРГЕНТОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ\*

**А. В. Сальников**, канд. техн. наук

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет».

*E-mail: ugtusovet@yandex.ru*

**Ключевые слова:** эффективность диспергентов; ликвидация разлива нефти; арктические моря; методика испытаний; испытательный бассейн.

**Аннотация.** Применение диспергентов является одним из наиболее перспективных способов ликвидации нефтяных пятен в акваториях арктических морей. Однако на сегодняшний день в мире не существует не только универсальных диспергентов для этих целей, но и надежных методов определения их эффективности. Разработка и внедрение новых, а также оценка эффективности уже существующих диспергентов для ликвидации аварийных разливов нефти в арктических морях связаны со значительным объемом экспериментальных исследований.

В данной работе представлены результаты анализа принятых в мировой практике полигонных методов тестирования диспергентов (исследования в бассейнах-мезоэкосмах, в каскадных лотках, в модифицированной емкости ЕРА-метода и волновых бассейнах открытого и закрытого типов) с точки зрения их использования для оценки эффективности диспергентов, потенциально применимых в условиях арктических морей.

В мировой практике диспергенты как средства для ликвидации аварийных разливов нефти в акваториях замерзающих морей позиционируются достаточно давно [1]. Формулы диспергентов постоянно совершенствуются зарубежными производителями для снижения токсичности, повышения достижения большей эффективности и расширения диапазона применения. Широкое применение диспергентов на аркти-

ческом шельфе России сдерживается рядом факторов, более подробно описанных в [2, 3].

Также известно [4,5], что к факторам, влияющим на эффективность применения диспергентов, на сегодняшний день принято относить вязкость и состав нефти, соленость воды, температуру нефти и окружающей среды, энергию смешивания, зависящую в свою очередь от волнения, скорости ветра и ледовой обстановки. При оценке применимости диспергента

при загрязнении ледовых образований замерзающих акваторий к таким факторам можно причислить шероховатость льда в зоне контакта с разлившейся нефтью, состав и структуру ледовых образований. Таким образом, значительная часть таких факторов сложно поддается моделированию и воспроизведению при экспериментальных исследованиях.

Наряду с этим, в результате ряда полевых экспериментов и лабораторных исследо-

\* Статья была опубликована в НТЖ «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе», № 4/2018.

ваний [6, 7] установлено, что характерной особенностью диспергентов является узкая направленность их действия, т. е. эффективность диспергента одного состава значительно различается не только при использовании его для ликвидации аварийных разливов нефти разных марок, но и при изменении вязкости нефти одной марки в результате ее остывания или выветривания. Аналогичный эффект наблюдается при изменении показателя солености морской воды из-за опресняющего действия водотоков и таяния льдов в ледоходный период [8]. Эти предпосылки определяют объемность и трудоемкость экспериментальных исследований по определению эффективной рецептуры необходимого диспергента в условиях, максимально приближенных к реальным условиям его применения.

Известно [9], что точные измерения для оценки эффективности диспергентов при ликвидации аварийных разливов нефти в арктических морях в рамках полевых натурных испытаний крайне затруднительны. В этой связи результаты натурных экспериментов применимы, в основном, лишь для калибровки и анализа результатов лабораторных испытаний и данных, полученных при полигонных методах тестирования диспергентов.

К полигонным методам тестирования в мировой практике относят исследования, проводимые в опытовых бассейнах-мезокомах, в каскадных лотках, в модифицированной емкости ЕРА-метода и волновых бассейнах открытого и закрытого типов [10].

Испытания в бассейне-мезокоме представляют собой простейшие виды полигонного тестирования, при проведении которых на поверхность морской воды большой площади разливают или распыляют

нефть. Когда площадь нефтяного slicka установится, на его поверхность помещают концентрированный или разбавленный диспергент.

В работе [11] испытания в бассейне закрытого типа были использованы для исследования образования межфазной пленки и ее влияния на скорость растекания нефти. Предполагалось, что поверхностные пленки, образующиеся в условиях полигонных испытаний, появляются на поверхности воды вследствие проведения эксперимента в ограниченных и стесненных условиях, присущих данному методу, т. е. стенки бассейна-мезокома ограничивают распространение диспергентов на поверхности воды и нефтяного slicka. При испытаниях было установлено, что при добавлении нефти на поверхность морской воды в статическом состоянии в бассейне межфазная пленка не образуется. Ее образование происходит вследствие молекулярной диффузии и влияет на кинетику растекания нефти по морской воде с образованием более толстых нефтяных slickов, для диспергирования которых требуется больше энергии. Как отмечают авторы [11], при диспергировании нефти в природных условиях образование межфазных пленок замечено не было.

Кроме того, исследования [12] показали, что такие поверхностные пленки негативно влияют на термодинамику растекания нефти по морской воде и это может мешать испытаниям диспергентов даже при возможности контроля условий проведения полигонных испытаний.

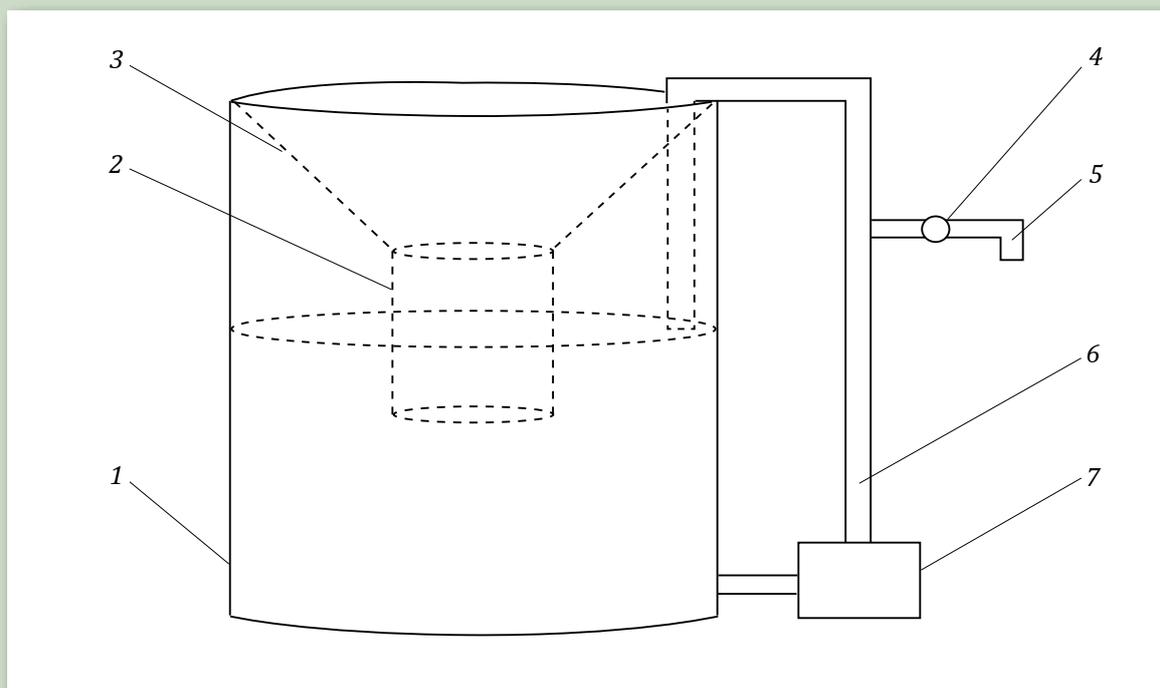
Исследования открытого типа [13] проводились в бассейне-мезокоме, состоящем из емкостей глубиной 5 м и диаметром 0,5 м. Емкости наполняли 1000 л морской воды, после чего в три из них добавили

по 1 л нефти, а еще в три – по 1 л предварительно смешанных нефти и диспергента. Для воссоздания энергии смешения, аналогичной натурным условиям, емкости поместили в открытом море, предварительно заякорив. Эксперимент продолжался 77 сут. В ходе испытаний были выявлены основные факторы, влияющие на изменение состава нефти в воде, в том числе испарение, растворение и дисперсию. Сравнение данных, полученных авторами [13] в ходе лабораторных исследований и тестов в бассейне-мезокоме, показало, что лабораторные методы значительно недооценивают концентрацию углеводородов в толще воды.

Таким образом, при оценке эффективности диспергентов при их тестировании в бассейнах-мезокомах берутся во внимание лишь процесс растекания нефти и изменение ее состава в морской воде, а влияние энергии смешения не учитывается. Кроме того, значительным недостатком испытаний открытого типа в бассейнах-мезокомах является невозможность контроля и воспроизведения условий окружающей среды.

Идея о необходимости воссоздания энергии смешения в полигонных методах исследования получила развитие в модификации емкости для реализации ЕРА-метода, который стал официальным методом приемных испытаний диспергентов в США, утвержденным Агентством по охране окружающей среды [14].

При испытаниях в бак из нержавеющей стали (рис. 1) высотой 1117,6 мм и диаметром 609,6 мм заливают 130 л морской воды. Затем в удерживающий цилиндр высотой 228,6 мм и диаметром 190,5 мм, подвешенный в центре бака и наполовину погруженный в воду, добавляют 100 мл нефти, после чего тонкой струей в течение 1 мин добавляют дис-



**Рис. 1.** Опытная установка для модифицированного стандартного теста EPA [14]:  
 1 – бак из нержавеющей стали; 2 – цилиндр нефтестойкий; 3 – подвес; 4 – кран шаровый;  
 5 – кран пробный; 6 – нагнетательная линия насоса; 7 – насос центробежный

пергент. Энергию смешения создает центробежный насос, разбрызгивающий воду на смесь нефти и диспергента в течение 1 мин после удаления из бака удерживающего цилиндра. Смешение продолжается при рециркуляции воды из нижней части бака в верхнюю. Через 10 мин и 2 ч такой рециркуляции из линии нагнетания насоса отбирают пробы нефти, после чего проводят их спектрофотометрический анализ на концентрацию нефти в воде.

В ходе проведения исследований на этой установке был выявлен ряд недостатков метода. Так, например, разбрызгивание воды на поверхность нефтяного слика недостаточно точно воспроизводило действие волн и приливов, а центробежный насос создавал дополнительные границы раздела фаз нефть-вода из-за сдвигового эффекта. Кроме того, анализ отобранных проб пока-

зал их значительное различие с происходящим в баке процессом диспергирования нефти, что было вызвано наличием центробежного насоса и его трубной обвязки для отбора проб.

Среди модификаций данного теста, предложенных компаниями Woodward-Clyde Consultants и SRI International [15], можно отметить использование вместо центробежного насоса лопастной мешалки, что снижает сдвиговый эффект, а также установку в стенке бака специализированных пробников. В работе [16] было предложено изменить форму бака на квадратную, при этом уменьшив его емкость до 38 л. Размеры предложенного бака основывались на размере наибольших турбулентных водоворотов из ожидаемых в море малых турбулентных образований, вызванных волнением на открытой воде. Квадратная

форма должна была свести к минимуму вихреобразование при работе смешивающего устройства.

В целом следует сказать, что модифицированный стандартный метод EPA не применялся для исследования эффективности диспергентов в условиях арктических морей, обладал малой воспроизводимостью и перестал широко использоваться в США в 1994 г. [14].

Тестирование диспергентов в лотке с каскадными порогами было одним из первых методов, в котором исследователи пытались воспроизвести действие волн и приливов, присущее полевым испытаниям [14].

Опытная установка (рис. 2) представляет собой замкнутую систему, в которой вода в зависимости от продолжительности эксперимента циркулирует принудительно или самотечно, а на каскадных порогах происходит волнообразование. Из-

меня скорость течения воды и угол наклона лотка на данной установке, можно имитировать либо обычные, либо обрушающиеся волны. Так, в исследованиях [17] были использованы углы наклона порогов от 20:1 до 100:1.

При испытаниях нефть добавляют в воду дозированно и равномерно, при этом образуется нефтяная пленка, которая растекается дальше по лотку. В различных точках лотка отбирают пробы, которые анализируют на размер капель и содержание нефти в воде. Визуальные наблюдения, фотографирование и видеосъемка нефтяной пленки позволяют исследовать ее изменение по длине лотка относительно времени смешивания после добавления диспергента. Испытание диспергентов в лотке с каскадными порогами позволяет определять турбулентность ме-

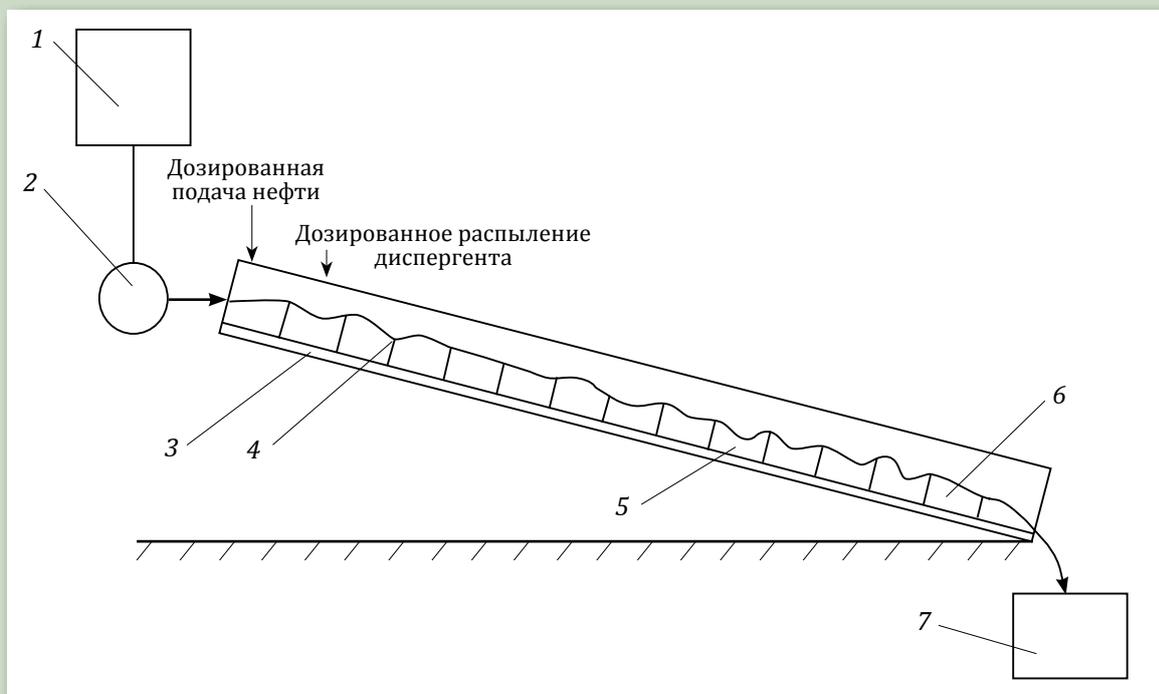
тодом измерения скорости лазерной установкой с эффектом Доплера и затем соотносить эти данные с локальной энергией смешения.

Сравнение результатов тестирования в лотке с каскадными порогами с результатами метода MNS и данными полевых испытаний проведено исследователями [18], выявило относительно хорошее соответствие результатов. Однако ими отмечается, что энергетический уровень при испытании в лотке можно считать более приближенным к реальным морским условиям по сравнению с лабораторным тестом MNS вследствие его меньшей турбулентности.

Несмотря на то, что распыление диспергента над лотком отражает фактический способ его нанесения на нефтяной разлив с судна и данный вид тестирования позволяет час-

точно моделировать волновую энергию смешения, воссоздать гидрометеорологические условия арктических морей при данном типе испытаний не представляется возможным.

Воспроизведение реальных гидрометеорологических условий при полигонном тестировании диспергентов сопряжено с множеством требований, связанных со значительным числом действующих переменных и их взаимозависимостей. Для исследования эффективности диспергентов все большую популярность приобретают волновые бассейны открытого и закрытого типов, в которых волновые движения можно регулировать таким образом, чтобы воспроизводить поверхностные морские волны, характерные для условий акваторий, предполагаемых для использования диспергентов.



**Рис. 2.** Опытная установка для проведения испытания в лотке с каскадными порогами [14]:  
 1 – ёмкость водопитательная; 2 – расходомер; 3 – лоток; 4 – порог каскадный; 5, 6 – место отбора проб;  
 7 – резервуар приемный

Число волновых бассейнов, пригодных для тестирования диспергентов, в мире незначительно, и к наиболее известным из них можно отнести американские полигоны Техасского университета (SERF) и Национального исследовательского центра ликвидации аварийных разливов нефти и возобновляемых источников энергии (OHMSETT), а также канадские – полигон Бедфордского института океанографии в Новой Шотландии (EPA/BIO) и закрытый полигон с волновым бассейном им. С.Л. Росса в Оттаве.

Волновые бассейны глубиной 1,0...3,5 м имеют форму прямоугольника с соотношением сторон, как правило, 1:4. В одном конце бассейна располагают лопастной или маятниковый волнообразователь, запрограммированный на создание волн требуемых амплитуды и частоты. На противоположном конце бассейна располагают волногасители, предотвращающие влияние отражающихся волн на ход эксперимента.

При определении эффективности диспергента в таких бассейнах испытываемую нефть помещают в удерживающее кольцо, расположенное около волнообразователя. Далее, имитируя процесс нанесения диспергента при ликвидации аварийного разлива нефти в открытом море, на ее поверхность распыляют тестируемый диспергент. Начало испытаний фиксируют при приближении первой волны к удерживающему кольцу, после чего его удаляют из бассейна. Зона смешивания обыкновенно расположена в середине волнового бассейна. Ее разбивают на участки и отбирают в них с разных глубин пробы для оценки размеров нефтяных глобул, погружившихся в толщу воды, или анализа концентрации диспергированной в ходе испытаний нефти [19].

Уровень энергии смешения, передаваемой волнам волнообразователем, позволяет создавать как ныряющие, так и обрушающиеся волны. Ранние исследователи в волновых бассейнах использовали рассеивающе-фокусирующий метод для создания обрушивающихся волн, когда частоты понижали до тех пор, пока не достигали схождения обрушивающихся волн в одной точке. Как следствие, образовывалась одна мощная обрушивающаяся волна, которую невозможно воспроизвести, пока система не придет в состояние нулевого равновесия. На сегодняшний день распространен метод «качания частоты», создающий обрушивающиеся волны с регулярными промежутками, что качественно повышает моделирование фактического волнения на море. Для измерения уровня воды относительно изменения высоты волн используют высокоточные волномеры. Помимо того, для получения данных о локальных уровнях турбулентности можно использовать метод акустической доплерометрии [20].

Основным недостатком волновых бассейнов является тот факт, что они представляют собой закрытую среду, пристенный эффект в которых не отражает условия открытого моря. Для минимизации этого эффекта были разработаны разные приспособления. Так, вдоль стенок бассейна были сооружены воздушно-пузырчатые перегородки с мельчайшими перфорированными отверстиями, что также предотвращало налипание нефти на стенки бассейна во время испытаний [21]. Также, для предотвращения обратных подводных течений, возникающих при работе волновых бассейнов в периодическом режиме, были разработаны точные бассейны [22].

В работе [11] представлены результаты исследований потенциала образования межфазной пленки в волновых бассейнах малой глубины. Испытания в неглубоких волновых бассейнах показали, что поверхностная пленка влияет на термодинамику растекания нефти и может приводить к ошибкам в результатах тестирования эффективности диспергентов. Авторы определили, что более высокие отношения площади поверхности воды к ее объему, а также испытания в бассейнах с более высокой волновой энергией приводят к уменьшению вероятности образования межфазной пленки по сравнению с тестами в неглубоких резервуарах. Однако результаты показали, что требуется всего 1 ч, чтобы энергия смешения в волновом бассейне свела на нет все воздействие межфазной пленки на эффективность диспергента. По этой причине довольно сложно интерпретировать данные испытаний в ограниченных волновых бассейнах, так как время, необходимое на устранение влияния поверхностной межфазной пленки, зависит от конструкции волнового бассейна и энергии смешения в каждом конкретном тесте.

Несмотря на относительную доступность, периодичность проведения экспериментов и возможность регулирования энергии смешивания за счет управления волновыми колебаниями, условия определения эффективности диспергентов в волновых бассейнах не позволяют адекватно воссоздать специфику арктических акваторий.

- Волновой бассейн представляет собой замкнутую среду, и все попытки исключить влияние «пристенного эффекта» (образование обратной волны и обратных подводных течений) на дисперсию нефти в воде нельзя признать

полностью удовлетворительными.

- Крайне затруднительно на таких полигонах проведение серий экспериментов по определению эффективности диспергента в воде с различными температурами и соленостью даже в закрытых бассейнах, специально оборудованных системами терморегулирования.

- Неконтролируемые природные факторы на открытых полигонах влияют на ход эксперимента так же, как и при полевых исследованиях.

- Процесс выращивания в бассейнах модельного льда длителен, а его параметры (например, такие как шероховатость и пористость) не всегда соответствуют природным аналогам.

- Качество очистки волнового бассейна от нефтяных пленок, оставшихся от предыдущего эксперимента, непосредственно влияет на результат последующего теста по определению эффективности диспергента.

Кроме того, сооружение и эксплуатация полигонов с волновыми бассейнами с целью определения эффективности диспергентов для ликвидации аварийных разливов нефти в ледовых морях трудоемки и сопряжены со значительными экономическими затратами, зачастую сопоставимыми с затратами на арктические экспедиции.

Таким образом, резюмируя вышесказанное, можно отметить, что полигонные методы тестирования эффективности диспергентов, предполагаемых к использованию для ликвидации аварийных разливов нефти в арктических морях, можно использовать только в комплексе с лабораторными тестами. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Siron R., Pelletier E., Brochu C. Quantitative Budget of Chemically Dispersed Crude Oil in Icy Seawater:

an Experimental Approach. Abstract of poster presentation at the 1991 International Oil Spill Conference. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 1991.

2. Сальников А.В., Грибов Г.Г. Проблемы локализации и ликвидации нефтяных разливов в арктических морях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 5. – С. 30–34.

3. Сальников А.В., Цхадая Н.Д. Проблемы определения эффективности диспергентов для ликвидации аварийных разливов нефти в морях арктического региона // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 104–107.

4. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / М.Н. Мансуров [и др.]. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 423 с.

5. Разливы нефти: проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в арктических морях. – М.: Изд-во WWF, 2011. – 33 с.

6. Nichols J.A., Parker H.D. Dispersants: Comparison of Laboratory tests and Field Trials with Practical experience at Spills. Proceedings of the 1985 Oil Spill Conference. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 1985.

7. Fingas M.F. The Effectiveness of Oil Spill Dispersants // Spill Technology Newsletter. – 1985. – № 10(4–6). – P. 47–64.

8. Influence of Salinity on Petroleum Accommodation by Dispersants / G. Blondina [et al.] // Spill Science and Technology Bulletin. – 1999. – № 5(2). – P. 47–64.

9. Determination of the Limiting Oil Viscosity for Chemical Dispersion at Sea / K. Colcomb [et al.] // International Oil Spill Conference Proceedings, 2005. – P. 53–58.

10. Bonner J., Page C., Fuller C. Mesoscale Testing and Development of Test Procedures to Maintain Mass Balance // Marine Pollution Bulletin. – 2003. – № 47(9–12). – P. 406–414.

11. Interfacial Film Formation: Influence on Oil Spreading Rates in Lab Basin Tests and Dispersant Effectiveness Testing in a Wave Tank / T.L. King [et al.] // Marine Pollution Bulletin. – 2013. – № 71. – P. 83–91.

12. Nedwed T., Coolbaugh T. Do Basins and Beakers Negatively Bias Dispersant-Effectiveness Tests // Proceedings of the International Oil Spill Conference. – 2008. – P. 835–842.

13. Mesocosm Study on Weathering Characteristics of Iranian Heavy Crude Oil with and without Dispersants / C. Joo [et al.] // J. of Hazardous Materials. – 2013. – № 248–249. – P. 37–46.

14. Oil Spill Dispersants: Mechanisms of Action and Laboratory Tests / J.R. Clayton [et al.]. – CRC Press, Inc., 1993.

15. Woodward-Clyde Consultants and SRI International. Evaluation of Oil Spill Dispersant Testing Requirements. Final Report submitted to Hazardous Waste Engineering Research Laboratory, Office of Research and Development, US Environmental Protection Agency, Report No. EPA/600/2-87/070, 1987.

16. Shum J.S. An Improved Laboratory Dispersant Effectiveness Test. Final Report submitted to Hazardous Waste Engineering Research Laboratory, Office of Research and Development, US Environmental Protection Agency, Report No. EPA/600/2-88/023, 1988.

17. Measurement and Prediction of the Effectiveness of Oil Spill Chemical Dispersants. Oil Spill Chemical Dispersants, Research Experience and Recommendations. ASTM STP 840 / D. Mackay [et al.]. – American Society for Testing and Materials, 1984. – P. 38–54.

18. Daling P.S., Lichtenthaler R.G. Chemical Dispersion of Oil, Comparison of the Effectiveness Results Obtained in Laboratory and Small-scale Field Tests // Oil and Chemical Pollution. – 1986. – № 3. – P. 19–35.

19. Fingas M., Decola E. Oil Spill Dispersant Effectiveness Testing in OHMSETT February – March 2006. – Alaska: Anchorage, 2006. – 55 p.

20. Wang W., Zheng Y., Lee K. Chemical Dispersion of Oil with Mineral Fines in a Low Temperature Environment // Marine Pollution Bulletin. – 2013. – 72(1). – P. 205–212.

21. Measuring Energy Dissipation Rates in a Wave Tank / A.D. Venosa [et al.] // International Oil Spill Conference Proceedings, 2005. – P. 183–186.

22. Effects of temperature and wave conditions on chemical dispersion efficacy of heavy fuel oil in an experimental flow-through wave tank / Z. Lee [et al.] // Marine Pollution Bulletin. – 2010. – № 60(9). – P. 1550–1559.

УДК 624.139:66.095.26:504

# ВЛИЯНИЕ КАРБАМИДНОГО УТЕПЛИТЕЛЯ НА ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

**С.И. Васильев**, ст. науч. сотрудник, канд. техн. наук

Сибирский федеральный университет;

**В.М. Мелкозеров**, руководитель инновационно-инженерного центра

ООО «Научно-исследовательский институт экологии нефтегазовой промышленности» Красноярский филиал;

**О.П. Калякин**, доцент, канд. химич. наук;

**Р.Р. Григорьев**

Сибирский федеральный университет

E-mail: s-vasilev@yandex.ru

**Ключевые слова:** карбамидный утеплитель; мерзлый грунт; глубина промерзания; формальдегид; водоносный слой.

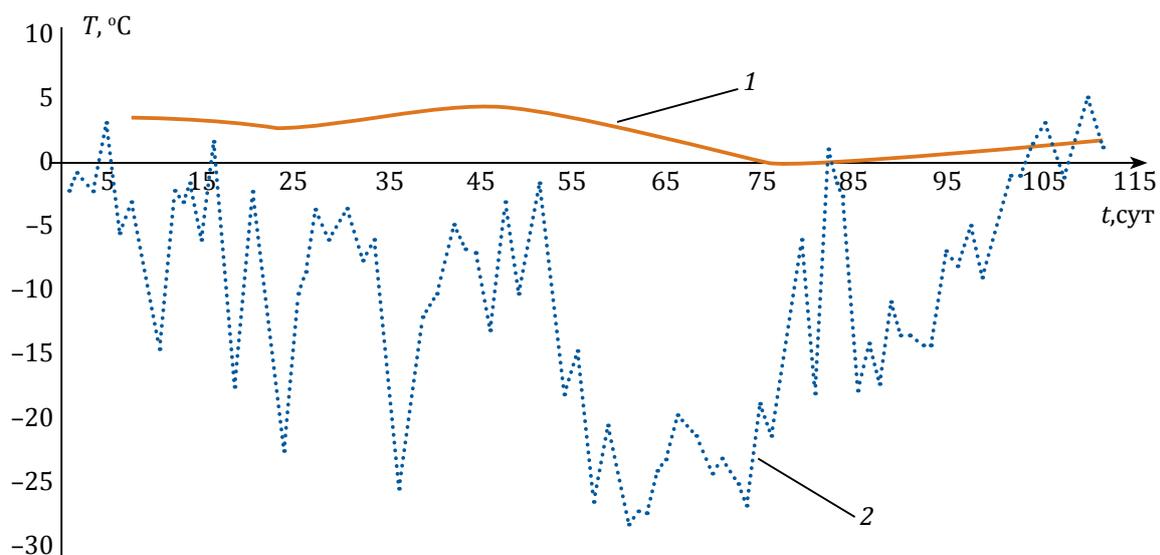
**Аннотация.** По результатам натурных полигонных исследований проведен анализ влияния поропластов, применяемых для предохранения грунта от промерзания, на экологическое состояние окружающей среды. Исследования выполнены для наиболее неблагоприятных условий, учитывающих все возможные негативные последствия применения карбамидных утеплителей. Данный вид утеплителей грунта содержит свободный формальдегид, обладающий высокой реакционной способностью, обеспечивающий высокочастотное вспенивание при производстве карбамидных утеплителей. Расчетами показано, что утеплитель минимальной толщиной 100 мм эффективно предохраняет грунт от промерзания, сохраняя его в талом состоянии, при этом не способен выделить формальдегид, негативно влиять на состояние окружающей среды и ухудшать экологическую обстановку, так как не способен оказать вредное влияния на почву, воздух и санитарно-токсикологические свойства воды водоема.

В условиях средней полосы Красноярского края многолетняя мерзлота и суровый климат существенно влияют на темпы освоения месторождений: состав грунта в этих местах намного отличается от грунтов средней полосы России. Эффективность строительных работ на стадии подготовки буровой площадки, а также стадии ее рекультивации [1, 2] после завершения бурения во многом определяются

физико-механическим состоянием сезонно-мерзлых грунтов. Свойства грунта и его способность к восприятию нагрузок, а также глубины промерзания и оттаивания грунта в разное время года очень сильно влияют на конструкцию фундамента под буровую установку, а также на ее устойчивость. Фундаменты, служащие опорой для металлоконструкций, передают на грунт статические и механические нагрузки, возника-

ющие при работе сооружений и механизмов. При установке и эксплуатации бурового оборудования необходимо, чтобы фундамент имел надежную устойчивость.

Одним из направлений науки, результаты которой успешно внедряются в практику освоения месторождений, является исследование процессов взаимодействия землеройных машин с грунтами [3]. Несмотря на то, что в настоящее время



**Рис. 1.** Зависимость температуры грунта под утеплителем толщиной 100 мм на глубине 200 мм от срока промерзания с учетом влияния температуры окружающего воздуха: 1 – изменение температуры грунта; 2 – изменение температуры воздуха

создано значительное число типов машин и разработаны разнообразные методы, средства механизации и технологии разработки многолетнемерзлых грунтов, лишь отдельные из них удовлетворительно работают в районах с холодным климатом, где концентрируются нефтегазовые месторождения.

Высокая механическая прочность мерзлых грунтов по сравнению с талыми приводит к значительному снижению производительности землеройных машин и увеличению стоимости разработки грунтов.

Грунты на территориях расположения месторождений углеводородного сырья имеют большое разнообразие по гранулометрическому составу, но все их объединяет одна из характеристик – низкая температура в течение длительного периода года, который не ограничивается зимним сезоном. Промерзшие участки грунта при проведении вскрышных землеустроительных работ обнаруживаются и в теплые

месяцы года – июль, начало августа [4]. Практика планировки участка под месторождения показывает, что островная мерзлота характерна для начального периода лета и для летнего периода как остаточное явление зимнего периода, так и раннее промерзание грунта, которое может начинаться в третьей декаде августа [5]. По гранулометрическому составу твердых скелетных частиц на участках освоения месторождений преобладают глинистые породы, вероятность их встречаемости достигает 0,13, песчаники – вероятность их встречаемости равна 0,39 и скальные породы с вероятностью встречаемости не более 0,015, находящиеся в состоянии от многолетнемерзлого до талого, доля таких грунтов составляет от 23 до 34 % [6, 7].

Экспериментальные исследования позволили получить данные о температурных изменениях и влиянии их на прочностные свойства грунта на наиболее вероятной глубине

резания грунта при использовании бульдозера – 200 мм, под слоем утеплителя толщиной 100 мм (рис. 1).

Приведенные данные показывают, что под слоем карбамидного утеплителя толщиной 100 мм, грунт на глубине 200 мм сохраняется в талом состоянии. Поэтому возможно использование для его разработки землеройных машин меньшей мощности. Перспективным с точки зрения повышения производительности землеройных машин и снижения стоимости работ является метод предварительного утепления сезонномерзлого грунта [8].

Полимерные утеплители грунта [9], хоть и прошли успешные испытания на экспериментальных участках [4], но до настоящего времени не нашли широкого применения. Одной из причин этого является настороженное отношение строительных и природоохранительных организаций к данному утеплителю грунта, так как в его

составе может содержаться свободный формальдегид, который часто встречается в утеплителях, изготовленных на основе карбаминоформальдегидных смол [10].

Свободный формальдегид, содержащийся в утеплителях грунта, при его использовании гипотетически в небольшом количестве может попасть на грунт и с ливневыми стоками в реки или озера [11]. Формальдегид из утеплителя и из грунта может вымываться осадками, если их количество превысит его водоудерживающую способность.

Карбаминоформальдегидная смола, на основе которой изготавливается быстротвердеющий карбамидный утеплитель грунтов, содержит 0,5–2,0 % свободного формальдегида в готовом утеплителе. Динамика его выделения в окружающую среду очень подробно описана в [4, 12–16].

Санитарно-химические исследования, проведенные на экспериментальном участке, включали в себя определение остаточного формальдегида в утеплителе (рис. 2), остаточного формальдегида, выделяемого в атмосферу (рис. 3), и в утепленном грунте. Предельно допустимая концентрация формальдегида в воздухе для промышленной зоны равна 0,5 мг/м<sup>3</sup>, для водоемов 0,05 мг/л, в почве 7 мг/кг.

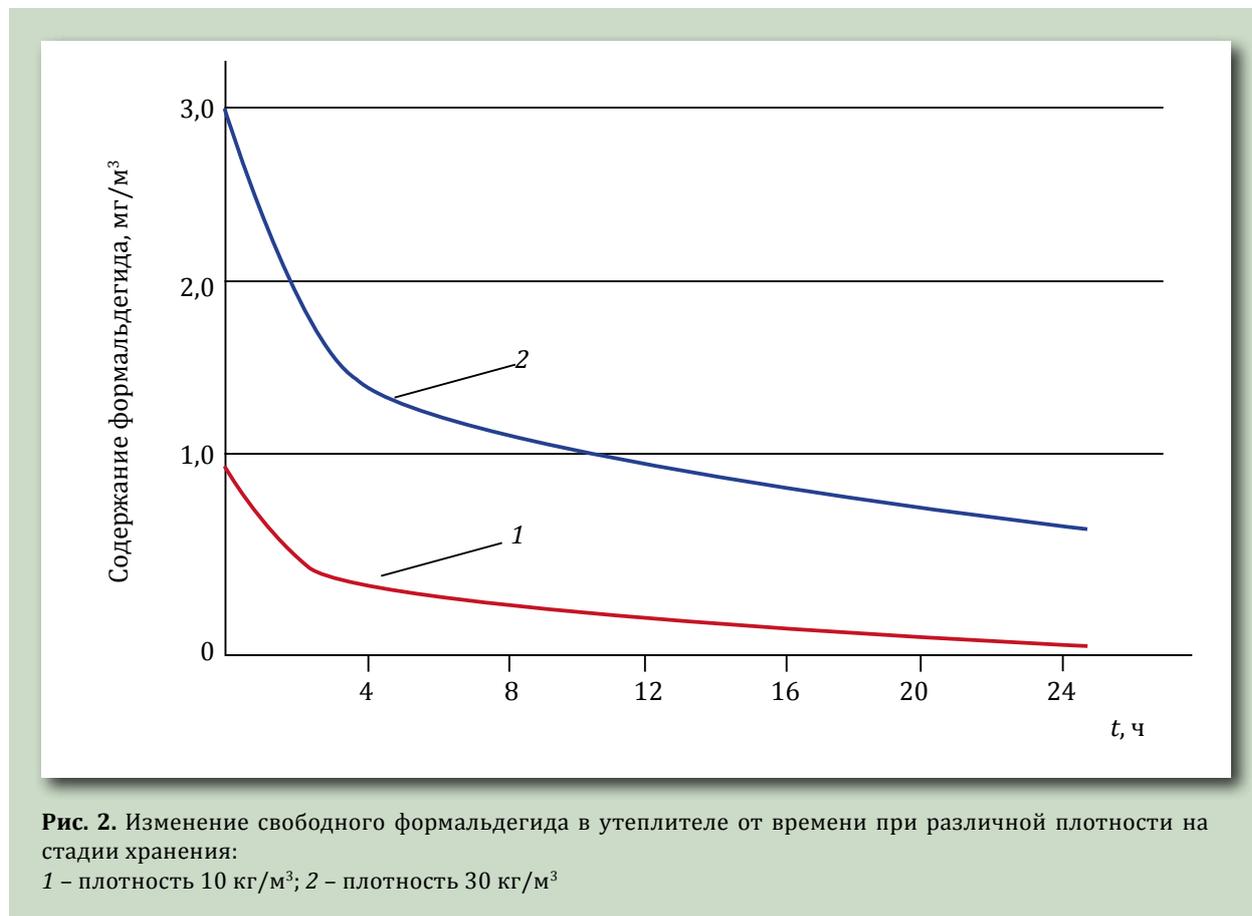
Исследования показали, что увеличение плотности утеплителя способствует повышению концентрации формальдегида. Выявлено, что карбамидный утеплитель плотностью 30 кг/м<sup>3</sup> после его производства имеет содержание формальдегида в воздухе до 2,8 мг/м<sup>3</sup>. Содержание формальдегида в воздухе существенно зависит от давления, температуры и влажности воздуха складских помещений. Оптимальными

температурой является 17–19 °С, влажностью воздуха – от 25 до 30 %. Рост этих показателей в условиях отсутствия проветриваемости помещения существенно повышает содержание формальдегида [13].

В момент нанесения утеплителя плотностью 10 кг/м<sup>3</sup> на предохраняемый от промерзания грунт содержание формальдегида в воздухе составляет 0,8–0,9 мг/м<sup>3</sup>, что также выше предельно допустимой концентрации, и только по истечении 1 сут оно снижается до ПДК.

При воздействии ветра формальдегид как высокомолекулярное соединение распадается на простые элементы и соединения.

В поверхностном слое грунта, предохраняемого от промерзания на глубину 1,5–10 мм, сразу после нанесения содержание формальдегида составляет 8,7–12,0 мг/м<sup>3</sup>, и уже на



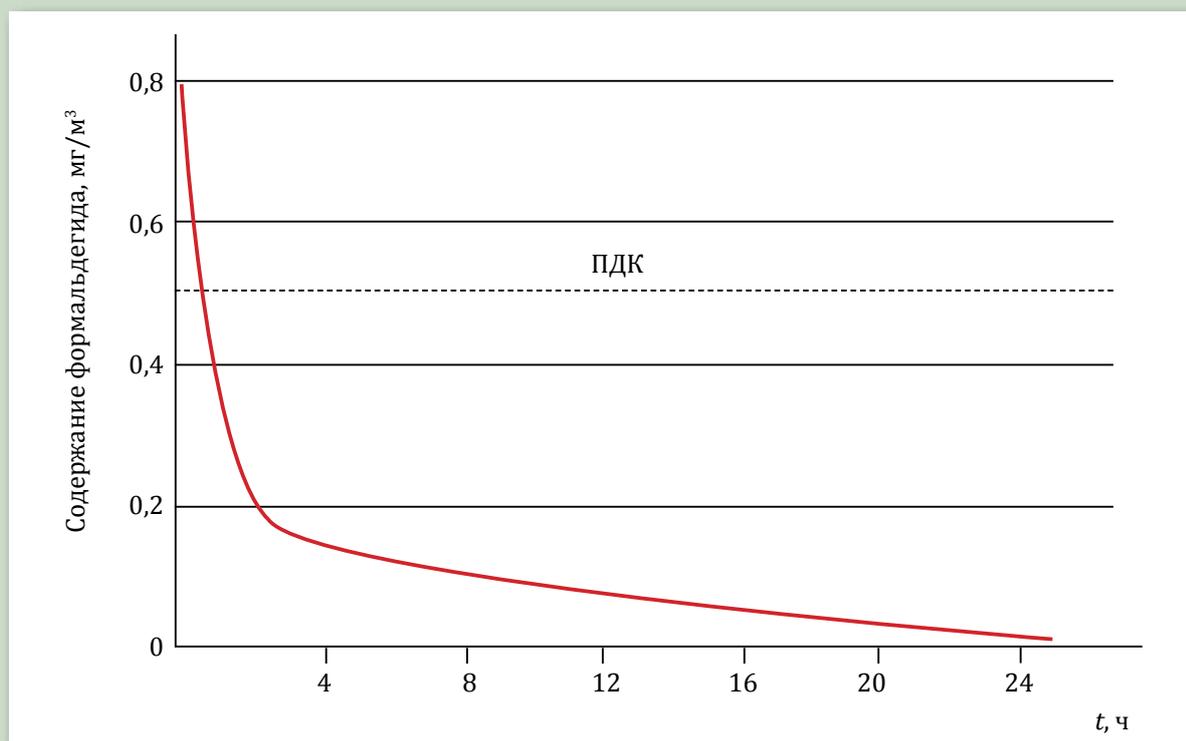


Рис. 3. Изменение содержания формальдегида в пробах воздуха над утепленным участком

вторые сутки его содержание снижается до 6,5–7,0 мг/м³ [14]. Под действием атмосферных осадков формальдегид вымывается из грунта, при этом концентрация его в сточных водах незначительна [17]. В частности, в водоеме, расположенном в 200 м от экспериментального участка на полигоне «Буровая СФУ», ранее располагавшегося в п. Кубеково, его концентрация не превышала 0,04 мг/л. Другие токсичные вещества в карбамидном утеплителе [10] не содержатся, используемые для его производства соляная кислота и смола взаимодействуют полностью, образуя безвредное соединение.

## Выводы

1. Для карбамидных утеплителей оптимальной является плотность 10 кг/м³. Производство и применение этого

вида утеплителей плотностью 30 кг/м³ безопасно как на стадии производства и хранения, так и на стадии нанесения на грунты, предохраняемые от промерзания.

2. Нанесение карбамидных утеплителей плотностью 10 мг/м³ толщиной 100 мм на грунт надежно предохраняет грунт от сезонного промерзания, сохраняя его в условно-талом состоянии.

3. Вредное воздействие карбамидного утеплителя плотностью 10 мг/м³ на грунт за счет выделения формальдегида сохраняется первые 24 ч, в воздухе в течение 1 ч после нанесения.

4. Любые водоемы, расположенные от утепляемых грунтов на расстоянии менее чем 200 м, должны быть надежно защищены земляным валом для предотвращения попадания формальдегида с грун-

товыми водами или осадками. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 N 136-ФЗ в редакции, действующей в 2018 г. – URL: <https://yandex.ru/search/?lr=213&clid=2242347&text=> (дата обращения: 15.02.2019 г.).
2. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. – М.: Минприрода России и Роскомзем, 1995.
3. Тяжелов Б.П., Шпинко Е.В. Земляные работы в зимних условиях. – М.: Госстройиздат, 1956. – 165 с.
4. Васильев С.И. Методология прогнозирования эффективности использования траншейных экскаваторов для разработки мерзлых грунтов: автореферат дис. д-ра техн. наук. – СПб.: ГАСУ, 2014. – 38 с.

5. Васильев С.И. Повышение эффективности разработки сезонно-мерзлых грунтов // Системы. Методы. Технологии. – 2009. – № 3. – С. 96–98.
6. Васильев С.И. Повышение эффективности разработки сезонно-мерзлых грунтов / Вест. Томс. гос. архит.-строит. ун-та. – 2010. – № 1. – С. 194–200.
7. Васильев С.И., Ортман А.С. Показатели эффективности технологий утепления грунта на стадии освоения и рекультивации нефтегазовых месторождений // Системы. Методы. Технологии. – 2013. – № 2 (16). – С. 97–101.
8. Анферов В.Н., Васильев С.И., Кузнецов С.М. Обоснование надежности работы строительных машин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, Институт нефти и газа, 2014. – 164 с.
9. Васильев С.И., Анферов В.Н., Мелкозеров В.М. Технология подготовки грунтов к разработке в зимний период при освоении полезных ископаемых Восточно-Сибирского региона. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, Институт нефти и газа, 2012. – 152 с.
10. Композиция для карбамидного пенопласта: Пат. 2411267 Рос. Федерация // Системы. Методы. Технологии. – Братск: БрГУ, 2010. – № 7. – С. 109–115.
11. Блохин Ю.И. Исследования режима и баланса подземных вод Прибайкалья; автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Томск, 1975.
12. Васильев С.И. Побочное влияние карбамидных поропластов на аквабиоты при утеплении грунтов Сибири // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2012. – Вып. 9. – С. 42–47.
13. Васильев С.И., Мелкозеров В.М., Ортман А.С. Экспериментальные и теоретические исследования свойств пеноутеплителя для предохранения грунта от промерзания в условиях Сибири // Системы. Методы. Технологии. – Братск, 2010. – № 10. – С. 102–107.
14. Васильев С.И., Мелкозеров В.М. Исследование эксплуатационных характеристик карбамидного поропласта как утеплителя грунтов для предохранения от сезонного промерзания // Системы. Методы. Технологии. – Братск: БрГУ, 2010. – № 7. – С. 109–115.
15. Алексеевский Н.И., Маккаев Н.И., Назаров Н.А. Исследование динамики продольного профиля реки при неустановившемся режиме потока // Вест. Моск. ун-та. Сер. 5. География. – 2005 – № 5. – С. 59–62.
16. Усманова Л.М. Источники поступления формальдегида и его воздействие на живой организм // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки: сб. ст. по матер. XXXI Междунар. студ. науч.-практ. конф. № 5(30). –URL: [http://sibac.info/archive/nature/5\(30\).pdf](http://sibac.info/archive/nature/5(30).pdf) (дата обращения: 28.04.2019).
17. A predictive method for crude oil volatile organic compounds emission from soil / H. Wang, T. Fischer, W. Wierprecht, D. Möller // Evaporation and diffusion behavior investigation of binary gas mixtures. Environmental Science and Pollution Research. – 2005. – Vol. 22, № 10. – P. 7735–7743.

**СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ**  
XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

**25-27 СЕНТЯБРЯ 2019**

ОРГАНИЗАТОР: ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ

MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И БИНАЛОК

г. СУРГУТ,  
СОК «ЭНЕРГЕТИК»  
ул. ЭНЕРГЕТИКОВ, 47

+7 (3462) 94-34-54  
SALES@YUGCONT.RU  
WWW.SNGEXPO.RU  
SNGEXPO

#SNGEXPO

УДК 628.196

# ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПОЛУЧЕНИЯ РАЗРЕШИТЕЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ОХРАННОЙ ЗОНЫ ТРУБОПРОВОДОВ НА АКВАТОРИИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ

С.А. Мирошниченко, канд. геогр. наук

ПФИЦ УрО РАН.

E-mail: kama2100@mail.ru

**Ключевые слова:** акватория водного объекта; охранная зона трубопровода; водное законодательство.

**Аннотация.** Инфраструктурные объекты нефтепромыслов, в том числе нефтепроводы, относятся к объектам повышенной опасности. Целесообразность оформления собственником трубопровода разрешительных документов на использование акватории водного объекта в месте водного перехода является необходимым условием обеспечения его безопасной эксплуатации. Несмотря на это, в 2017 г. на законодательном уровне принимается поправка (ст. 51.2 Водного кодекса Российской Федерации в редакции Федерального закона от 26.07.2017 № 208-ФЗ (далее ВК РФ)), в соответствии с которой эксплуатация действующих трубопроводов осуществляется без предоставления водных объектов в пользование. Отсутствие у собственника трубопровода прав на использование акватории при данном виде водопользования приведет к существенным рискам, связанным как с ростом числа аварийных ситуаций, так и к судебным тяжбам между различными хозяйствующими субъектами. Считается необходимым не исключать, а совершенствовать соответствующую нормативно-методическую базу в целях расширения сфер применения ВК РФ, упорядочения взаимоотношений с водопользователем и собственником трубопровода. В работе представлен опыт оформления разрешительных документов с использованием ГИС-технологий на примере крупного нефтедобывающего предприятия.

**И**нфраструктурные объекты нефтепромыслов зачастую располагаются на акватории или в непосредственной близости от водных объектов. Данные территории обладают особым экологическим статусом и требуют соблюдения дополнительных условий по охране водных ресурсов и рациональному их использованию. Значитель-

ный износ основных производственных фондов, в том числе трубопроводного транспорта, при не сокращающемся объеме добычи нефти является основным фактором, приводящим к увеличению числа аварийных ситуаций. Аварии на нефтепроводах в местах водных переходов приводят к быстрому распространению по течению водотока нефтесодержащей

жидкости и значительной аккумуляции органических соединений в придонном слое. Необходимо отметить, что даже незначительное нефтяное загрязнение вызывает нарушение многих естественных процессов и взаимосвязей в водной экосистеме, существенно изменяя условия обитания не только водной, но и прибрежной флоры и фауны.

Одной из важных мер для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода является организация вдоль него охранной зоны с особыми условиями использования. За последние пять лет многим предприятиям, собственникам трубопроводов, Федеральная служба по надзору в сфере природопользования после ряда произошедших серьезных аварий выдавала предписания, в соответствии с которыми в кратчайшие сроки следовало подготовить актуальный список всех водных переходов для дальнейшего оформления охранных зон в уполномоченном органе. До введения ВК РФ в 2006 г. оформление расположения линейных объектов на акватории регламентировал Приказ Минприроды РФ от 23 октября 1998 г. № 232 [1].

Целесообразность оформления разрешительных документов на водопользование в период эксплуатации трубопроводов в местах водных переходов обусловлена необходимостью обеспечения сохранности, создания нормальных условий эксплуатации и предотвращения несчастных случаев на трубопроводах, что записано в Правилах эксплуатации трубопроводов [2], в соответствии с которыми в месте перехода есть ряд серьезных ограничений на использование акватории. При этом без письменного разрешения владельца трубопровода запрещается проводить всякого рода открытые и подземные, горные, строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта.

Соблюдение данных ограничений приводит к определенному обременению на использование акватории водного объекта для других водопользователей. Единственным правовым способом собственнику трубопровода закрепить наличие охранной зоны и уста-

новить обременение для использования акватории водного объекта в месте перехода, до введения в 2017 г. поправок в ВК РФ, было получение договора водопользования (в соответствии с п. 2 ч. 1 ст. 11 ВК РФ) на использование акватории в соответствующем бассейновом водном управлении или территориальном министерстве по природным ресурсам (далее уполномоченный орган).

---

**Даже незначительное нефтяное загрязнение вызывает нарушение многих естественных процессов и взаимосвязей в водной экосистеме, существенно изменяя условия обитания не только водной, но и прибрежной флоры и фауны.**

---

Заключенный договор водопользования исключал возможность использования водного объекта в указанных границах другими водопользователями в перечисленных выше целях. При этом государство получало плату от владельца трубопровода за использование части акватории водного объекта.

Рассмотрим порядок получения документации на использование акватории на примере крупного нефтедобывающего предприятия, существовавший до принятия поправок в ВК РФ. Сложный многоотраслевой характер функционирования данного предприятия, значительные масштабы и удаленность территорий цехов добычи нефти создают определенные трудности. К ним можно отнести:

- значительное число водных переходов;
- отсутствие полного перечня пересечений действующих ниток трубопроводов с водными объектами;

- разобщенность данных по расположению трубопроводов и технических характеристик по различным структурным подразделениям;

- значительную удаленность и разбросанность по территории водных переходов, расположение части переходов вне территории горного отвода;

- постоянно меняющуюся инфраструктуру нефтедобывающего предприятия.

Трубопроводы, обеспечивающие работу предприятия, непрерывно строились, ремонтировались на протяжении десятков лет, поэтому восстановление всей технической документации по существующему положению трасс в полном объеме – достаточно трудоемкая задача. Обычно это многоплановое предприятие, имеющее нефте-, продукто-, газо- и водоводы. Зачастую в одном коридоре лежат трубы разных собственников. В большинстве случаев водные переходы построены подземным, редко надземным способами. В первом случае с незначительным заглублением в дно водного объекта, обычно до 1...2 м. На этой глубине активно проходят процессы переработки дна. Данные площади относятся исключительно к землям водного фонда. Длины водных переходов также значительно отличаются, это могут быть переходы через водохранилища и крупные реки (1...2 км), но в большинстве случаев – это пе-

реходы длиной до 5 м. Необходимо отметить, что подводным переходом считался участок трубопровода, проложенный минимум на 10-м участке акватории водного объекта [3]. Вследствие этого в паспортах трубопроводов многие водные переходы из-за незначительной ширины русла просто не указывались. В то же время в ВК РФ понятие водный объект раскрывается как «природный или искусственный водоем, водоток либо иной объект, постоянное или временное сосредоточение вод в котором имеет характерные формы и признаки водного режима», без привязки к конкретным

классификатор водных объектов, расстояние от устья водного объекта и др.), проводились необходимые гидрологические расчеты. В дальнейшем намечались маршруты рекогносцировочного обследования водных переходов, формировалась электронная база по техническим характеристикам трубопроводов. Применение в полевых обследованиях современного геодезического оборудования позволило значительно снизить затраты на изыскательские работы. Все координаты водных переходов с применением профессионального спутникового геодезического оборудо-

выми объектами и их водоохранной зоной в местах водных переходов. Итогом данной работы был геоинформационный проект, позволяющий эффективно выстраивать работу между водопользователем и контролирующими природоохранными органами. В ходе работы разрабатывались специализированные тематические слои. Полученная информация использовалась при составлении различных отчетных форм (20С «Сведения о проведении водоохранных работ на водных объектах», форма 6.1.-6.3. Приказ Минприроды России от 06.02.2008 г. № 30).

Данный комплексный подход при составлении актуального перечня водных переходов можно использовать не только, как предполагалось, в рамках оформления разрешительной документации, но и в целях проверки условий их безопасной эксплуатации, что позволит предприятию:

- значительно снизить издержки путем исключения дублирования работ;
- интегрировать полученные результаты в ГИС предприятия;
- формировать в целом по предприятию различные отчетные формы.

Положения ст. 51.2 ФЗ от 26.07.2017 г. № 203 «О внесении изменений в Водный кодекс РФ», согласно которой «использование водных объектов для целей эксплуатации мостов, подводных и подземных переходов, трубопроводов, подводных линий связи, других линейных объектов в соответствии с законодательством Российской Федерации осуществляется без предоставления водных объектов в пользование», позволяет владельцу трубопровода не получать разрешительные документы на использование акватории. Таким образом, законодатель фактически оставляет без кон-

---

**Отсутствие у собственника трубопровода разрешительных документов на занимаемую акваторию может привести к нежелательным спорам между хозяйствующими субъектами за акваторию водного объекта, что значительно повышает риск аварийных ситуаций на водном объекте.**

---

морфометрическим характеристикам (ширина, глубина, расход воды).

Оформление договора водопользования наиболее эффективно при использовании геоинформационной системы. Применение в работе ГИС-технологий позволяет наглядно представлять распределенные по значительной территории геоинформационные данные, использовать современные методы обработки и анализа данных [4].

При оформлении разрешительных документов на первом этапе осуществлялся сбор информации по действующим трубопроводам предприятия, составлялся ГИС-проект для уточнения гидрографии пересекаемых водных объектов (водохозяйственный участок,

визуальное обследование (GNSS), а также эхолота с GPS-приемником были получены с необходимой для таких работ точностью: в плане до 0,5 и по высоте до 0,1 м. Одновременно проводились фото- и видеофиксации состояния перехода. Собранные материалы в ходе полевого обследования были необходимы для разработки эффективных планов по охране водных объектов и предупреждения аварийных ситуаций. На основе полученных данных уточнялся первичный кадастр переходов предприятия, составлялись крупномасштабные схемы и готовилась для оформления вся проектная документация. При этом максимально использовалась уже существующая сеть ведомственного мониторинга для наблюдений за вод-

троля со стороны государства вопрос создания безопасных условий эксплуатации трубопроводов в местах их переходов через водные объекты. При этом, если у предприятия на акватории имеется нефтяная платформа, с которой ведется добыча полезных ископаемых, то на основании ч. 3 ст. 11 ВК РФ необходимо оформление решения о предоставлении водных объектов в пользование для разведки и добычи полезных ископаемых. А транспортировка с данной платформы нефти по действующему нефтепроводу, в соответствии со ст. 51.2 ВК РФ, не требует оформления на использование акватории под размещение данного линейного объекта. Таким образом искусственно разделяются опасные и менее опасные объекты добычи и транспортировки нефти.

Наиболее обоснованным является предположение, что введение ст. 51.2 ВК РФ связано с тем, что в настоящее время нет единой утвержденной в установленном порядке федеральной методики определения размеров границ охранной зоны под размещение трубопроводов на акватории водных объектов. Все имеющиеся нормативы по выделению охранной зоны трубопровода на акватории содержатся в п. 4.1. Правил охраны магистральных трубопроводов [1], согласно которому вдоль подводных переходов устанавливаются охранные зоны в виде участка водного пространства... от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны. При этом положения данных «Правил...» относятся исключительно только к магистральным трубопроводам. Необходимо отметить, что большинство эксплуатируемых трубопроводов нефтедобывающих предприятий не относится к ним (сборный, промысловый, низконапор-

ный водовод и т. д.). Несмотря на это, следуя формальным нормам с учетом требований [5], для любого типа трубопровода, независимо от его класса и назначения (небольшой водовод с речной водой или магистральный нефтепровод), без учета возможного экологического ущерба, морфометрических, гидрологических характеристик пересекаемого водного объекта (судоходный водный объект или небольшой ручей шириной в межень меньше 1 м) должны устанавливаться единые размеры охранной зоны. Опыт оформления

В существующем положении полностью не решены вопросы с нормативной базой на получение разрешительных документов для использования акватории в целях организации охранной зоны трубопровода, что привело к исключению оформления документов на данный вид водопользования. Для разъяснения всех нюансов должен быть разработан нормативно-методический документ, регламентирующий правила оформления акватории для данных целей водопользования. Разработка соответствующего норма-

---

**Формирование банка данных на базе Министерства природных ресурсов и экологии РФ (в состав которого входит Федеральное агентство водных ресурсов) о наличии опасных объектов позволит не только снизить риск аварийных ситуаций в местах водных переходов, но и в целом более эффективно проводить управление водным хозяйством.**

---

разрешительной документации на использование акватории водного объекта показал, что более 60 % всех водных переходов приходится на пересыхающие безымянные ручьи шириной до 1 м. В этом случае достаточно трудно провести грань между склоновыми, ливневыми и другими потоками воды и непосредственно охраняемым водным объектом. Одним из важных элементов при расчете площади занимаемой акватории под охранную зону является ширина водного объекта – величина очень изменчивая, особенно для крупных водотоков, сильно зависящих от сезонных факторов. Ни в одном из перечисленных документов не указывается, при какой именно обеспеченности необходимо брать в расчет эту величину.

тивно-методического документа позволит расширить практику применения ВК РФ, ввести классификацию типов трубопроводов, подлежащих обязательному оформлению, дать научно обоснованный подход к расчету размера охранной зоны трубопровода. При разработке границ нормативных размеров охранной зоны и определении площади акватории водных объектов должны выделяться две зоны:

1 – собственно охранная зона, в которой запрещена любая деятельность сторонних организаций (она определяется, прежде всего, безопасными условиями эксплуатации трубопровода, в ней предприятие проводит необходимые технологические регламентные и ремонтные работы на трубо-

проводе и именно за эту площадь начисляется плата);

2 – зона, связанная с экологическими рисками, которая должна устанавливаться на основе расчета с учетом максимально возможного негативного влияния в случае аварийных ситуаций и степени хозяйственного использования прилегающей территории.

В идеале критерием выбора необходимости оформления разрешительной документации для конкретного случая должна быть не минимальная ширина водотока, а среднесуточный расход воды в месте водопользования с учетом климатических особенностей территории, меньше которой нецелесообразно устанавливать границы охранной зоны для акватории и вести за ней наблюдения. В этом случае возможно значительно уменьшить объемы малорепрезентативных наблюдений и проводить более целенаправленно природоохранные мероприятия на более значительных по масштабу водных объектах,

рядке оформления единого документа на все переходы, расположенные в бассейне одной крупной реки или в целом по водохозяйственному участку [6]. Предлагаемое упрощение процедуры (по заявочному списку владельца трубопровода) приведет к значительному снижению затрат для водопользователя и уменьшению объема документооборота в уполномоченном органе. Сокращение затрат также произойдет при переходе на полный электронный документооборот при оформлении отчетных форм водопользователем для уполномоченного органа. В перспективе при получении предприятием разрешительного документа на выделение охранной зоны трубопровода следует рассмотреть вопрос об исключении необходимости получения в дальнейшем решения на право использования водным объектом для капитального ремонта данной нитки трубопровода или организовать всю эту процедуру в порядке уведомления.

эксплуатации, с учетом типа и категории трубопровода, а также периодичности проводимых предприятием работ в рамках диагностического обследования технического состояния трубопровода.

Отсутствие у собственника трубопровода разрешительных документов на занимаемую акваторию может привести к нежелательным спорам между хозяйствующими субъектами за акваторию водного объекта, что значительно повышает риск аварийных ситуаций на водном объекте. Аварийные ситуации могут быть вызваны последствиями разрушения берега, просадки дна грунта, деформацией русла в результате добычи песчано-гравийных смесей, дноуглубительных или других способов проведения работ на акватории, осуществляемых сторонними организациями в непосредственной близости от водного перехода или в результате непреднамеренного действия третьих лиц. При этом сторонняя организация будет проводить свои работы на вполне законных основаниях, так как уполномоченный орган, разрешивший работы, не будет иметь сведений о наличии на участке водопользования опасных нефтепромысловых объектов и, соответственно, имеющих ограничения на использование акватории.

Формирование банка данных на базе Министерства природных ресурсов и экологии РФ (в состав которого входит Федеральное агентство водных ресурсов) о наличии опасных объектов позволит не только снизить риск аварийных ситуаций в местах водных переходов, но и в целом более эффективно проводить управление водным хозяйством. Необходимо выстраивание взаимоотношений между водопользователем, которым,

---

**Инфраструктурные объекты нефтепромыслов зачастую располагаются на акватории или в непосредственной близости от водных объектов. Данные территории обладают особым экологическим статусом и требуют соблюдения дополнительных условий по охране водных ресурсов и рациональному их использованию.**

---

которые могут являться источником питьевого водоснабжения населения.

До тех пор, пока данный нормативно-методический документ не разработан, представляется целесообразным не исключать, как это предлагается в ст. 51.2 ВК РФ, а значительно более упростить процедуру получения разрешительных документов в по-

Другой вопрос связан с затратами владельца трубопровода на проведение постоянного мониторинга в рамках прилагаемой к договору водопользования программы ведения регулярных наблюдений. Данная программа наблюдений должна быть адаптирована к конкретному виду водопользования, нацелена на создание безопасных условий

по сути, является собственник трубопровода, пересекающего водный объект, и уполномоченным органом, права и обязанности которых могут быть установлены только на основе заключенного между ними разрешительного документа.

## Заключение

В сложившейся ситуации, при отсутствии разрешительных документов для организации охранной зоны трубопровода, ущемляются права собственника трубопровода как водопользователя в спорах между хозяйствующими субъектами за акваторию водного объекта.

С учетом положений ВК РФ возникает потребность в разработке нормативно-методического документа, регламентирующего использование водного объекта для организации охранной зоны трубопровода. Это позволит установить единый подход при расчете размеров акватории охранной зоны с учетом морфометрических характеристик пересекаемого водного объекта и назначения трубопровода.

Для обеспечения экологической безопасности и эффективного управления водными ресурсами первоочередной задачей является разработка на базе Министерства природ-

ных ресурсов и экологии РФ единой федеральной геоинформационной базы данных по расположению всех водных переходов трубопроводов в масштабах страны.

Процедура оформления единого разрешительного документа на все переходы трубопроводов в пределах бассейна крупной реки или всего водохозяйственного участка, с использованием общедолевого электронного реестра, значительно упростится, четко обозначив собственника трубопровода, его права и обязанности. Таким образом, целесообразно не исключать полностью, как это предлагается в ст. 51.2 ВК РФ («без предоставления водных объектов в пользование»), а применить более упрощенную процедуру получения разрешительного документа. ■

*Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ (проект № 17-05-00842 «Научное обоснование и разработка методологии оценки экологических рисков при загрязнении поверхностных водных объектов химическими веществами»).*

## ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ МПР РФ от 23.10.1998 № 232 (ред. от 23.03.2005) «Об

утверждении документов по лицензированию пользования поверхностными водными объектами» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 27.01.1999 № 1690). – Российская газета. – № 125 от 14.06.2005.

2. Правила охраны магистральных трубопроводов. Федеральный горный и промышленный надзор России (Госгортехнадзор России). Серия 08. Нормативные документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ФГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – 2004. – Вып. 14.

3. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85. – М.: Госстрой, 2013.

4. Мирошниченко С.А., Перепелица Д.И. Использование геоинформационной системы для решения задач производственного – экологического контроля за состоянием поверхностных вод на территории разрабатываемых нефтяных месторождений // Водное хозяйство России. – 2006. – № 3. – С. 26–34.

5. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромышленных трубопроводов РД 39-132-94: Консультант Плюс: URL: [www.consultant.ru](http://www.consultant.ru). (Дата обращения: 16.04.2016).

6. Мирошниченко С.А. Вопросы совершенствования нормативно-методического регулирования организации охранной зоны на акватории водных объектов под размещение эксплуатируемых трубопроводов // Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление. – 2017. – № 5. – С. 50–64.

В НТЖ “Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений” № 2/2019 в статью “Требования нормативных документов к расчету конструкций зданий и сооружений повышенного уровня ответственности” ошибочно указан автор – А.Г. Артюшин. Автором статьи является А.В. Маршанская.

Редакция журнала приносит А.В. Маршанской свои извинения за допущенную ошибку.

# ПЕРЕЧЕНЬ КОНГРЕССНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПРОВОДИМЫХ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В НОЯБРЕ–ДЕКАБРЕ 2019 ГОДА

Мероприятие	Дата, место проведения	Организатор
<b>Ноябрь</b>		
Международная научно-техническая конференция <b>«Нефть и газ Западной Сибири»</b>	7 ноября Россия, г. Тюмень	Тюменский индустриальный университет <a href="http://www.tyuiu.ru">www.tyuiu.ru</a>
Всероссийская научно-практическая конференция (с международным участием) <b>«Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов»</b>	7–8 ноября Россия, г. Ухта	Ухтинский государственный технический университет <a href="http://www.ugtu.net">www.ugtu.net</a>
Производственно-техническая конференция <b>«Эксплуатация осложненного фонда скважин '2019»</b>	12–14 ноября Россия, г. Санкт-Петербург	Общество инженеров нефтегазовой отрасли <a href="http://www.glavteh.ru">www.glavteh.ru</a>
15-й Всероссийский форум <b>«НАЛОГИ и ТЭК – 2020 Налогообложение и бухгалтерский учет в нефтегазовых компаниях»</b>	13–15 ноября Россия, г. Москва	Ассоциация «ПравоТЭК» <a href="http://www.conference.lawtek.ru">www.conference.lawtek.ru</a>
Конференция <b>«Минеральные удобрения»</b>	14 ноября Россия, г. Москва	ЗАО «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» <a href="http://www.creon-online.ru">www.creon-online.ru</a>
XIV Стратегический конгресс <b>«Транспортировка, переработка и торговля нефтью, СУГ и нефтепродуктами» Oil Terminal 2019</b>	14–15 ноября Россия, г. Санкт-Петербург	Компания Vostock Capital <a href="http://www.vostockcapital.com">www.vostockcapital.com</a>
XIV техническая конференция <b>«Нефтебазы и нефтяные терминалы: от современного проектирования до эффективной эксплуатации» Oil Terminal 2019</b>	14–15 ноября Россия, г. Санкт-Петербург	Компания Vostock Capital <a href="http://www.vostockcapital.com">www.vostockcapital.com</a>

Мероприятие	Дата, место проведения	Организатор
5-й Всероссийский форум недропользователей  12-я Всероссийская конференция «Недропользование в России: государственное регулирование и практика» (в рамках форума)	18–21 ноября Россия, г. Москва  19–20 ноября Россия, г. Москва	Ассоциация «ПравоТЭК» <a href="http://www.conference.lawtek.ru">www.conference.lawtek.ru</a>
7-й ежегодный международный форум и выставка <b>Комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала</b>	20–21 ноября Россия, г. Новый-Уренгой	Компания Vostock Capital <a href="http://www.vostockcapital.com">www.vostockcapital.com</a>
VII Международный форум оборудования и инновационных решений нефтегазовой и добывающей отраслей « <b>Разведка, добыча, переработка 2019</b> »	20–21 ноября Россия, г. Москва	Фонд «Институт энергетики и финансов» <a href="http://www.fief.ru">www.fief.ru</a>
Семинар « <b>Цифровые технологии, роботизация процессов при разработке и эксплуатации месторождений</b> »	22 ноября Россия, г. Москва	ООО «Национальный нефтегазовый форум» <a href="http://www.oilandgasforum.ru">www.oilandgasforum.ru</a>
Международная конференция « <b>Газовые баллоны. Итоги года</b> »	25 ноября Россия, г. Москва	ЗАО «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» <a href="http://www.creonenergy.ru">www.creonenergy.ru</a>
Конференция « <b>ТриЗ</b> »	27 ноября Россия, г. Москва	ЗАО «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» <a href="http://www.creon-online.ru">www.creon-online.ru</a>
X Межотраслевая конференция « <b>АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА-2019</b> »	27 ноября Россия, г. Москва	ООО «ИНТЕХЭКО» <a href="http://www.intecheco.ru">www.intecheco.ru</a>
III Международная конференция « <b>Рынок нефтепродуктов России и СНГ-2019</b> »	27 ноября Россия, г. Москва	Компания RPI Conferences <a href="http://www.rpi-conferences.com">www.rpi-conferences.com</a>
Конференция-семинар « <b>Драйверы внутреннего роста и экспортный потенциал нефтехимической промышленности России</b> »	28–29 ноября Россия, г. Москва	ООО «Национальный нефтегазовый форум» <a href="http://www.oilandgasforum.ru">www.oilandgasforum.ru</a>
Российский нефтегазовый саммит « <b>Разведка и добыча</b> »	29 ноября Россия, г. Москва	ООО «ЭНСО» <a href="http://www.ensoenergy.org">www.ensoenergy.org</a>

Мероприятие	Дата, место проведения	Организатор
Российский нефтегазовый саммит <b>«Нефтепереработка: модернизация, инновации»</b>	30 ноября Россия, г. Москва	ООО «ЭНСО» <a href="http://www.ensoenergy.org">www.ensoenergy.org</a>
Здравый смысл. Экологический рейтинг нефтегазовых компаний России	30 ноября Россия, г. Москва	ЗАО «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» <a href="http://www.creon-online.ru">www.creon-online.ru</a>
20-я Международная научно-практическая конференция <b>«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»</b>	Первая декада ноября Россия, г. Москва	Журнал «Время колтюбинга. Время ГРП» <a href="http://www.cttimes.org">www.cttimes.org</a>
12-я Международная конференция <b>«Освоение арктического шельфа: шаг за шагом»</b>	Вторая декада ноября Россия, г. Мурманск	НО «Ассоциация подрядчиков арктических проектов «Мурманскшельф»» <a href="http://www.murmanshelf-conf.ru">www.murmanshelf-conf.ru</a> <a href="http://www.murmanshelf.ru">www.murmanshelf.ru</a>
12-й Международный экономический форум <b>«Каспийский диалог 2019»</b>	Вторая декада ноября Россия, г. Москва	Совет по научно-техническому и инновационному сотрудничеству «Наука и инновации Каспия» <a href="http://www.caspiansoviet.ru">www.caspiansoviet.ru</a>
IV Международный Форум <b>«Биржевой товарный рынок-2019»</b>	Третья декада ноября Россия, г. Москва	АО «Санкт-Петербургская Международная товарно-сырьевая Биржа» <a href="http://www.spimex.com">www.spimex.com</a>
Научно-практическая конференция <b>«Актуальные задачи нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса»</b> и Итоговое заседание «Стратегия объединения» двух технологических платформ «Технологии добычи и использования углеводородов» и «Глубокая переработка углеводородных ресурсов»	Третья декада ноября Россия, г. Москва	ОАО «ВНИПинефть» <a href="http://www.vnipineft.ru">www.vnipineft.ru</a>
VIII Ежегодная международная конференция <b>«Управление недвижимостью корпораций» (REMIC 2019)</b>	Третья декада ноября Россия, г. Санкт-Петербург	НП «Клуб корпоративных собственников» <a href="http://www.npkks.ru">www.npkks.ru</a>
VI Евразийский экономический конгресс	Третья декада ноября Россия, г. Москва	Евразийский коммуникационный центр <a href="http://www.eurasiancenter.ru">www.eurasiancenter.ru</a>

Мероприятие	Дата, место проведения	Организатор
2-я Конференция России и стран СНГ по технологиям катализа	Ноябрь Россия, г. Москва	Компания Euro Petroleum Consultants EPC <a href="http://www.europetro.com">www.europetro.com</a>
6-я Конференция по операционной эффективности в нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности России и стран СНГ – OpEx Russia & CIS	Ноябрь Россия, г. Москва	Компания Euro Petroleum Consultants EPC <a href="http://www.europetro.com">www.europetro.com</a>
Международная конференция « <b>Направления совершенствования системы технического регулирования</b> » (посвящена 15-летию Комитета РСПП)	Ноябрь Россия, г. Москва	Комитет РСПП по техническому регулированию, стандартизации и оценке соответствия <a href="http://www.rgtr.ru">www.rgtr.ru</a>
VIII Международная научно-техническая конференция « <b>Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образования</b> »	Ноябрь Россия, г. Тюмень	Тюменский индустриальный университет <a href="http://www.tyuiu.ru">www.tyuiu.ru</a>
<b>Декабрь</b>		
17-й Международный форум « <b>Газ России-2019</b> »	5 декабря Россия, г. Москва	Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» <a href="http://www.gazo.ru">www.gazo.ru</a>
Конференция « <b>Подряды на нефтегазовом шельфе</b> » <b>НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ-2019</b>	5 декабря Россия, г. Москва	ООО «Московские нефтегазовые конференции» N-G-K <a href="http://www.n-g-k.ru">www.n-g-k.ru</a>
Конференция « <b>Рынок СУГ России</b> »	5–6 декабря Россия, г. Санкт-Петербург	Компания MAXConference <a href="http://www.maxconf.ru">www.maxconf.ru</a>
Практический семинар « <b>Земельное и смежное законодательство-2019/2020: разъяснения последних изменений</b> »	6 декабря Россия, г. Москва	Ассоциация «ПравоТЭК» <a href="http://www.conference.lawtek.ru">www.conference.lawtek.ru</a>
Общественное мероприятие « <b>NEFTEGAZparty: день работника нефтяной, топливной и газовой промышленности</b> »	13 декабря Россия, г. Москва	ООО «Национальный нефтегазовый форум» <a href="http://www.oilandgasforum.ru">www.oilandgasforum.ru</a>

Мероприятие	Дата, место проведения	Организатор
VIV Международный Форум «Арктика: настоящее и будущее»	Первая декада декабря Россия, г. Санкт-Петербург	Межрегиональная общественная организация «Ассоциация полярников» <a href="http://www.aspolrf.ru">www.aspolrf.ru</a> <a href="http://www.forumarctic.com">www.forumarctic.com</a>
Практический семинар «Сложные вопросы применения 223-ФЗ при закупках, проверки ФАС России и арбитражная практика»	Декабрь Россия, г. Москва	Ассоциация «ПравоТЭК» <a href="http://www.conference.lawtek.ru">www.conference.lawtek.ru</a>
V Международная научно-техническая конференция «Экологическая безопасность в газовой промышленности» (ESGI-2019)	Декабрь Россия, г. Москва	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» <a href="http://www.vniigaz.gazprom.ru">www.vniigaz.gazprom.ru</a>
VII-я международная конференция «Глобальные энергетические и экономические тренды» (совместно с ИМЭМО РАН)	Декабрь Россия, г. Москва	РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина <a href="http://www.gubkin.ru">www.gubkin.ru</a>

*Примечание:* Организаторы конгрессных мероприятий оставляют за собой право изменять сроки проведения мероприятий, отменять запланированные и проводить новые мероприятия.

## Нефтегазовый форум инноваций и инвестиций

13-14 ноября



г. Нижневартовск  
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2019

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,  
Нижневартовская торгово-промышленная палата,  
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Телефон/факс:  
(383) 335-63-50

**СИБ** *Expo* SERVICE

E-mail: [vk ses@yandex.ru](mailto:vk ses@yandex.ru)  
[www.ses.net.ru](http://www.ses.net.ru)



## Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



**30 октября**  
2019

### НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

**ТЕХ-RRU** — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний  
**OIL-GAS.RU** — База поставщиков нефтесервисных компаний  
**ТЕХ-MAP.RU** — Настенная нефтегазовая карта



**20 ноября**  
2019

### НЕФТЕГАЗРЕКЛАМА

Продвижение продукции и услуг для нефтегазового комплекса

Обсуждение сложных продаж на рынке B2B. Особенности продвижения новой продукции, укрепления бренда поставщика, формирования репутации. Затрагиваются вопросы исследования рынка, прогнозных потребностей нефтегазового комплекса

**ТЕХ-RRU** — Подведение итогов ежегодного рейтинга "НЕФТЕГАЗ-РЕКЛАМА" и награждение победителей



**05 декабря**  
2019

### НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

**ТЕХ-RRU** — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний  
**OIL-GAS.RU** — База оборудования для нефтегазового шельфа  
**ТЕХ-MAP.RU** — Настенная нефтегазовая карта



**20 февраля**  
2020

### ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

**ТЕХ-RRU** — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике  
**ТЕХ-MAP.RU** — Настенная карта по электроэнергетике



**18 марта**  
2020

### НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

**ТЕХ-RRU** — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний  
**OIL-GAS.RU** — База поставщиков нефтегазового комплекса  
**ТЕХ-MAP.RU** — Настенная нефтегазовая карта



**28 мая**  
2020

### НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

**ТЕХ-RRU** — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний  
**OIL-GAS.RU** — База поставщиков нефтегазостроительных компаний  
**ТЕХ-MAP.RU** — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru



## Правила оформления статей

При оформлении статей просим соблюдать следующие правила.

1. Материалы представляются в электронном виде (e-mail: *office-msk@krskgazprom-ngp.ru*) с указанием названия журнала.

2. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

3. Объем статей не более 12 страниц (набор 12 шрифтом, через 1,5 интервала):

- текст – в программе Word;
- формулы – в программе Microsoft;
- рисунки – в одной из графических программ: Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel как по тексту, так и отдельными файлами от текста. Фотографии, предоставляемые в электронном виде, должны иметь разрешение не менее 300 dpi.

4. Необходимо указать код УДК.

5. Список литературы составляется с учетом их употребления в тексте, начиная с 1-го номера и далее по очереди, и оформляется по ГОСТ Р 7.05-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. Обязательны ссылки на иностранные публикации.

6. При написании статьи используются общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин ( $A$ ,  $I$ ,  $d$ ,  $h$  и т.п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций ( $\beta$ ,  $\sin$ ,  $\exp$ ,  $\lim$ ), химических элементов ( $H_2O$ ) и единиц измерения ( $MВт/см^2$ ) – прямым шрифтом.

7. Необходимо указать контактные телефоны для связи с авторами.

8. Статья оформляется следующим образом: УДК; название статьи, инициалы и фамилия, должность, ученая степень, полное название организации, e-mail каждого автора, ключевые слова и аннотация статьи.

9. Ключевые слова, необходимые для нахождения статьи через поисковые системы и классификации статей по темам, не должны превышать 10–12 слов.

10. В аннотации приводятся основные идеи статьи в краткой форме (не более 100 слов).



**ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» является дочерним обществом АО «Газпром закупки».**

Приоритетной целью компании является проектирование современных и востребованных объектов, отвечающих принципам безопасности, экологичности, надёжности, рентабельности, эффективности и рациональности проектных решений с соблюдением интересов Заказчика в соответствии со стратегией развития государства.

Основные направления деятельности компании:

- Проектирование обустройства месторождений
- Проектирование строительства скважин и авторский надзор
- Проектирование разработки месторождений
- Производственно-экологический мониторинг и контроль
- Кадастровые и землеустроительные работы
- Технический надзор
- Супервайзинг



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

[www.krskgazprom-ngp.ru](http://www.krskgazprom-ngp.ru)