КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ НЕФТЕГАЗПРОЕКТ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

Геоэкология

Опыт бурения с отбором керна

Информация

№1. 2021

КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ
НЕФТЕГАЗПРОЕКТ

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*

107045, **г. Москва,** пер. Последний, д. 11, стр. 1
т./ф.: +7 (495) 966-25-50 / +7 (495) 966-25-51 *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*

625048, **г. Тюмень,** ул. Максима Горького, д. 76, оф. 416-422
т./ф.: +7 (34552) 679-200 *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»;

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;

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

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»

Издается с 2017 г.
Выходит 2 раза в год

РЕДАКЦИЯ:
Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Н.В. Шулятикова

АДРЕС РЕДАКЦИИ:
107045, г. Москва, пер. Последний, д. 11, стр. 1.
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 коммерческое 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 10.02.2021.
Формат 60×90 1/8
Офсетная печать.
Усл. печ. л. 9,75.
Уч.-изд. л. 8,4.
Тираж 350 экз.

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

© «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН. ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

4 *Оганов Г.С., Крулевский Н.В., Бороздин В.С., Бороздин А.В., Пай А.В.*
Исследование влияния состава вододизельного и водомасляного топлива на эффективность работы дизель-электрогенератора

12 *Балденко Ф.Д., Жакупов А.Н., Ковалевский С.А.*
Режимные параметры одновинтовых насосов систем очистки буровых растворов

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

24 *Безродный Ю.Г.*
Особенности проектирования, изготовления и эксплуатации морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ

30 *Харченко Ю.А., Атаян Г.Э., Мелехова А.Ю.*
Оценка индекса живучести плавучих буровых установок при их эксплуатации на арктическом шельфе

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

39 *Соловьянов А.А.*
Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов – актуальные проблемы России

43 *Миловидов К.Н., Халидов И.А.*
Опыт транснациональных нефтегазовых компаний по сокращению выбросов углекислого газа

ГЕОЭКОЛОГИЯ

48 *Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В., Антипова Ю.А.*
Глубинный генезис природного газа в верхних слоях и на поверхности земли Арктического сектора Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

ОПЫТ БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ КЕРНА

58 *Гельфгат М.Я., Сурков Д.В.*
Система непрерывного отбора керна для бурения научных, стратиграфических и поисковых скважин

ИНФОРМАЦИЯ

71 *Савоткина А.А.*
Общественные слушания 2020 года

74 Перечень международных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых в первом полугодии 2021 года

76 Представляем новые издания

КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ НЕФТЕГАЗПРОЕКТ

НАМ 20 ЛЕТ

Уважаемые коллеги!

В феврале 2021 года ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»
празднует 20-летие своей профессиональной деятельности.
Разрешите поздравить вас с этим событием!
За эти годы мы вместе реализовали много интересных уникальных
проектов, создали свои корпоративные традиции!
Многочисленные отраслевые награды, доверие крупных заказчиков,
признание профессионального сообщества подтверждают
высокие стандарты качества нашей работы!
Благодаря накопленному за эти годы опыту и компетенциям
компания завоевала репутацию надежного партнера,
нам доверяют российские и зарубежные заказчики.
Несмотря на непростую внешнюю конъюнктуру,
впереди у нашей компании много новых проектов.
Я поздравляю с юбилеем всех сотрудников и партнеров
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».
Достижения компании – это результат вашей ежедневной работы
и самоотдачи, с которыми вы делаете свое дело.
Благодаря энергии и энтузиазму нашей сплоченной команды,
мы сможем преодолеть любые трудности.
Желаю новых трудовых успехов и профессиональных достижений,
здоровья, счастья и благополучия вам и вашим близким!
С юбилеем!

Генеральный директор
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»
Р.С. Теликова

УДК 62-63+662.758+658.26

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ВОДОДИЗЕЛЬНОГО И ВОДОМАСЛЯНОГО ТОПЛИВА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ДИЗЕЛЬ-ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРА

Г.С. Оганов, первый заместитель генерального директора , д-р техн. наук,
Н.В. Крулевский, руководитель проектов УПОМ
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;
В.С. Бороздин, технический директор,
А.В. Бороздин, ведущий инженер,
А.В. Пай, инженер-теплотехник
ООО АФТ-Энерго
E-mail: bvs@etstsa.ru

Ключевые слова: гидродинамическая кавитационная обработка (ГДКО); вододизельное топливо (ВДТ); водомасляное топливо (ВМТ); дизель-генераторная установка; содержание CO и NO_x в выхлопных газах; стабильная работа дизель-генератора; снижение выбросов.

Аннотация. В статье представлены результаты исследований влияния кавитированного обводненного дизельного топлива и рапсового масла на экономичность и экологичность работы дизель-генераторной установки, которые подтвердили снижение расхода «сухого» топлива при наличии мелкодисперсной воды в его структуре, а также снижение выбросов NO_x в выхлопных газах в зависимости от обводненности топлива и нагрузки на дизель-генераторной установке. Для выявления преимуществ технологии ГДКО обводненных топлив следует продолжить испытания дизель-генератора с регулированием угла впрыска. Практическое внедрение результатов исследований возможно в составе систем двигателя внутреннего сгорания, а также в различных устройствах сжигания углеводородного топлива (факельные системы, мазутные котельные и др.).

Для определения влияния кавитированного обводненного дизельного топлива и рапсового масла на экономичность и экологичность работы дизель-генераторной установки перед подачей на сжигание ВДТ и ВМТ с заданной степенью обводнения обрабатывались трансзвуковым гидродинамическим диспергатором-кавитатором проточного типа.

Методика проведения испытаний

Методика испытаний заключается в проведении гидродинамической кавитационной обработки (ГДКО) обводненного топлива с последующем сжиганием на дизель-генераторной установке, работающей под постоянной нагрузкой.

Схема экспериментального стенда состоит из двух основных частей: первая – замкнутый контур циркулирования топлива с установленным кавитатором-эмульгатором, вторая – ди-

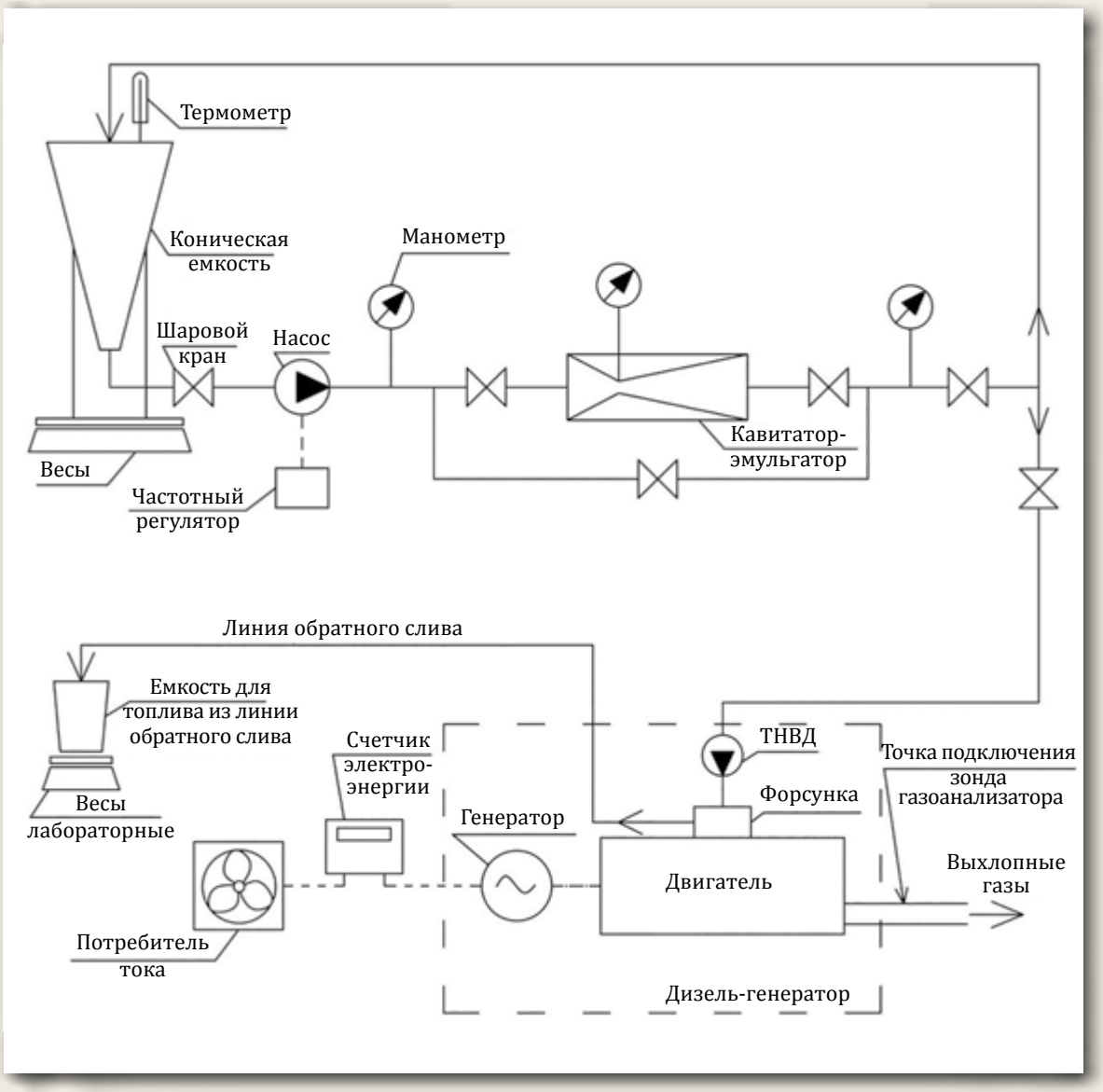

Рис. 1. Принципиальная схема экспериментального стенда

зель-генераторная установка с подключенным потребителем тока (рис. 1).

В конической емкости, обеспечивающей отсутствие застойных участков с образованием водяных линз и установленной на электронных весах, находится водотопливная смесь, которая по гибкому шлангу поступает на всасывающую линию шестерённого насоса с частотно регулируемым приводом. После насоса установлен трансзвуковой диспергатор – кавитатор-эмульгатор, обеспечивающий получение мелкодисперсной водотопливной композиции, с манометрами, показывающими давления до, после и в критическом сечении аппарата. Кавитатор-эмульгатор имеет вспомогательную байпасную линию, используемую при запуске установки. После кавитатора-эмульгатора часть мелкодисперсной водотопливной смеси поступает на всасывающую линию топливного насоса (ТНВД) дизель-генераторной установки, а неиспользованное топливо по линии рециркуляции – обратно в конический бак. Расход сожжённого топлива фиксируется по показаниям электронных весов. В газоходе дизель-генераторной установки имеется отверстие, в которое устанавли-

Таблица 1

Удельный расход сухого дизельного топлива в зависимости от содержания воды в водотопливной эмульсии

Параметры	Показатели				
Режим обводнения, %	5	10	15	20	25
Расход сухого дизельного топлива, %	97	100	100,6	101,1	10,6
Примечание. Исходное дизельное топливо – 100 %, дизельное топливо после ГДКО – 98,1 %.					

вается зонд газоанализатора. К дизель-генератору через счетчик электроэнергии подключен электроприбор с регулятором потребляемой мощности. Испытания проводились на рекомендованной изготовителем генератора мощности 1 кВт. Расход электроэнергии фиксировался цифровым электросчётчиком.

Технические характеристики используемых приборов:

– весы лабораторные «Ингредиент ENA251», погрешность ±0,1 г;

Таблица 2

Усредненные результаты газоанализа ВДТ в зависимости от нагрузки

Нагрузка, кВт	O_2, %	CO_2, %	CO, ppm	NO, ppm	NO_x, ppm	SO_2, ppm	$T_{газа}$, °C	$T_{возд}$, °C
ГДКО Дизельное топливо								
0,5	16,0	3,7	709,3	154,0	162,0	0	201,2	21,3
1,0	13,8	5,2	1100,3	286,0	300,7	0	231,7	21,9
1,3	12,2	6,4	1888,0	365,3	383,7	0	270,6	22,6
Обводненность 5 %								
0,5	16,0	3,6	849,3	123,7	129,7	0	195,7	21,0
1,0	13,8	5,2	1261,0	243,0	255,0	0	229,1	21,1
1,3	12,3	6,3	2244,3	329,3	345,7	0	264,2	20,9
Обводненность 10 %								
0,5	16,0	3,6	1210,3	83,7	88,3	0	194,5	21,0
1,0	13,7	5,3	1551,7	207,0	217,3	0	227,9	21,2
1,3	12,1	6,5	2538,7	279,7	293,7	6	271,7	21,2
Обводненность 15 %								
0,5	16,2	3,5	1657,0	45,0	46,7	0	186,3	21,0
1,0	14,0	5,1	1837,7	137,3	144,0	0	216,1	21,0
1,3	12,3	6,3	3071,7	194,3	204,0	31	251,9	21,2

Таблица 3

Усредненные результаты газоанализа ВМТ в зависимости от нагрузки

Нагрузка, кВт	O_2, %	CO_2, %	CO, ppm	NO, ppm	NO_x, ppm	SO_2, ppm	$T_{газа}$, °C	$T_{возд}$, °C
ГДКО Рапсовое масло								
0,5	15,8	3,8	919	281	295	9	229	20,2
1,0	13,4	5,5	1714	420	442	9	267	20,6
1,3	11,2	7,0	3097	446	468	88	330	21,1
Обводненность 5 %								
0,5	15,8	3,8	1117	225	236	0	194,3	19,9
1,0	13,4	5,5	1805	378	396	14		19,5
1,3	11,1	7,2	3376	373	392	82		19,6
Обводненность 10 %								
0,5	15,6	3,9	1258	198	210	8	–	18,4
1,0	13,2	5,6	2076	357	367	48	–	18,7
1,3	11,2	7,1	3219	375	394	101	–	19,0
Обводненность 15 %								
0,5	15,3	4,1	1444	160	168	29	–	18,9
1,0	13,0	5,9	2323	298	313	89	–	18,7
1,3	10,6	7,6	3674	302	317	151	–	18,9

– весы «Олимп», Max = 3–6 кг, Min = 20 г, погрешность ±0,5 г;

– термометр HANNA CheckTemp, погрешность ±0,3 °C;

– счетчик электроэнергии «Меркурий 230», класс точности 0,5S; 1,0;

– газоанализатор Optima 7.

Приготовление образцов

Образцы вододизельного топлива приготавливали из автомобильного дизельного топлива, полученного с АЗС, и фильтрованной воды централизованного водоснабжения. Для приготовления образцов эмульсии рапсового масла и воды (водомасляного топлива) использовали рафинированное рапсовое масло и фильтрованную воду централизованного водоснабжения. Проводили точную массовую дозировку воды. Кавитационная обработка каждого образца происходила на стенде с трансзвуковым диспергатором кавитатора-эмульгатора. Необходимое давление создавалось шестерённым насосом JYB-1 380 В с частотным регулятором привода. Проводилось постепенное дообводнение до получения гомогенной эмульсии с последующим сжиганием каждого образца на дизель-генераторной установке Denzel DD2500 (максимальная мощность 1,8–2,0 кВт).

Исследованные образцы ВДТ:

1. Дизельное топливо исходное (некавитированное, необводненное);

2. Дизельное топливо после ГДКО;

3. Эмульсии дизельного топлива и воды с массовыми долями 3, 5, 7, 10, 15, 20 и 25 % после ГДКО.

Исследованные образцы ВМТ:

1. Рапсовое масло после ГДКО;

2. Эмульсии рапсового масла и воды с массовыми долями 3, 5, 7, 10, 15 и 20 % после ГДКО.

Результаты испытаний

В результате испытаний выявлена стабильная работа дизель-ге-

Методика испытаний заключается в проведении гидродинамической кавитационной обработки (ГДКО) обводненного топлива с последующем сжиганием на дизель-генераторной установке, работающей под постоянной нагрузкой.

нератора без потери мощности при содержании воды в топливе до 25 %. Удельный расход сухого дизельного топлива в зависимости от содержания воды в ВДТ представлен в табл. 1.

Выявлено снижение удельного расхода дизельного топлива (в пересчёте на сухое топливо) на величину до 3 % при массовом содержании воды 5 %.

Проведены испытания для определения влияния на экономичность дизель-генераторной установки специальной эмульгирующей добавки эмульгатор «Каскад М» марки Г в количестве 6 г на 2100 г исходного ДТ для диспергации и стабилизации эмульсии. В зависимости от

Рис. 2. Зависимость содержания CO в выхлопных газах от обводненности ВДТ и нагрузки (*а*) и от обводненности ВМТ и нагрузки (*б*)

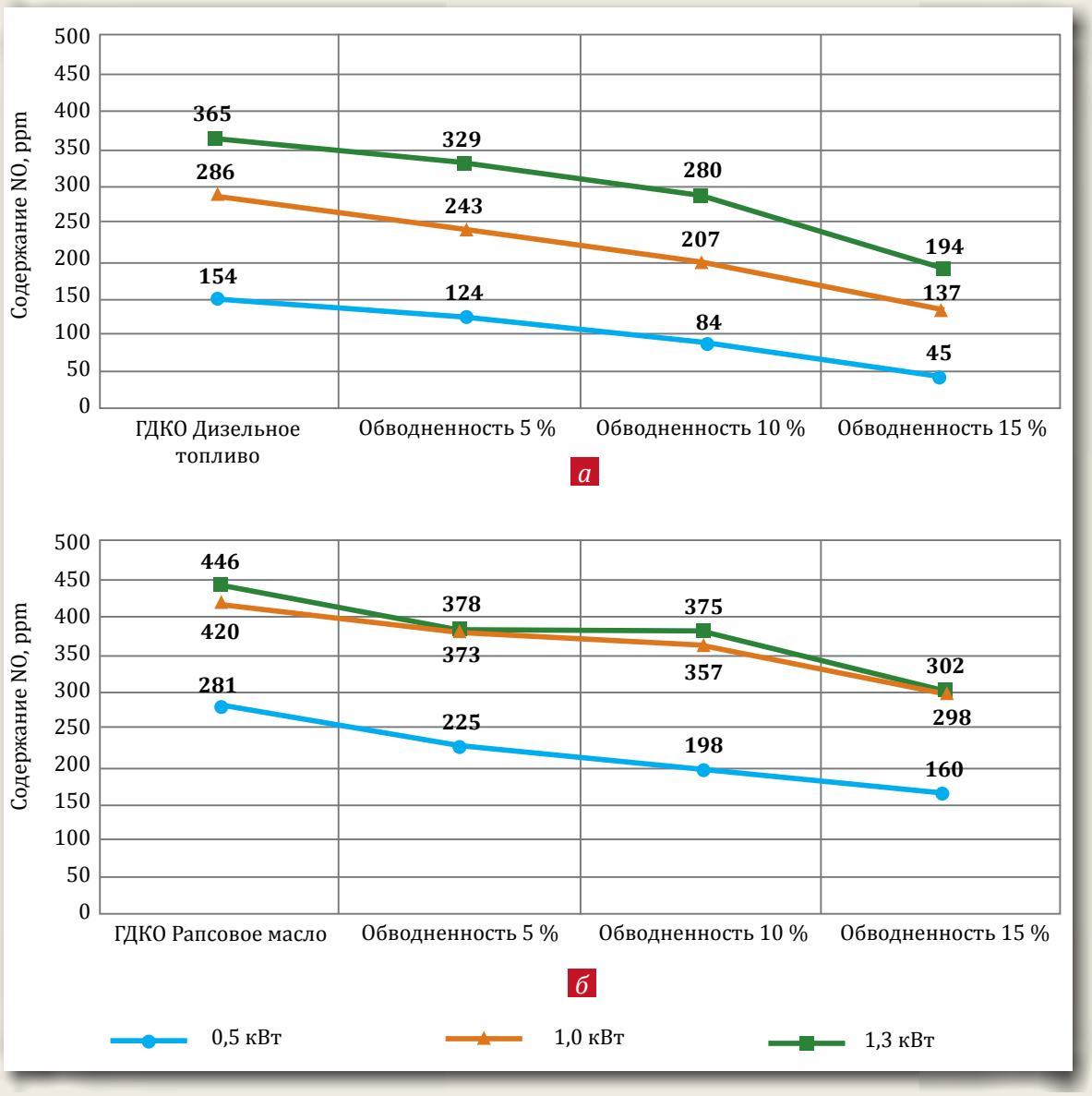

Рис. 3. Зависимость содержания NO в выхлопных газах от обводненности топлива и нагрузки при сжигании ВДТ (*а*) и ВМТ (*б*)

обводненности выявлена экономия сухого дизельного топлива до 4,6 %.

Содержание экологически вредных веществ в выхлопных газах

Усредненные результаты газоанализа представлены в табл. 2 для дизельного топлива и ВДТ, в табл. 3 – для рапсового масла и ВМТ.

Зависимости содержания CO и NO в выхлопных газах от обводненности топлива и потребляемой мощности показаны на рис. 2–3.

При содержании воды 5 % выбросы NO_x снижаются от 306 до 255 ppm. Однако при этом отмечен рост выбросов CO от 1048 до 1261 ppm. Наиболее вероятное объяснение недожога топлива – отсутствие должной регулировки дизельного двигателя при работе с новым видом топлива, т. е. не отрегулирован угол впрыска (для использованного дизель-генератора такой возможности не предусмотрено), но, возможно, газоанализатор фактически фиксирует синтез-газ по схеме $CO+2H_2O$, полученный парциальным окислением углерода дизельного топлива в присутствии высокого давления, температуры и паров воды. При

обводнении 10 % эмиссия NO_x снижается на 41 % по сравнению с чистым дизелем, но выбросы CO растут примерно на ту же величину.

Для определения влияния кавитационной обработки с обводнением на дизельное топливо (ДТ) проведен ряд сравнительных испытаний по сжиганию.

Результаты исследований обработанного дизельного топлива

Для определения влияния кавитационной обработки с обводнением на дизельное топливо (ДТ) проведен ряд сравнительных испытаний по сжиганию.

Для испытаний использовано три образца:

– дизельное топливо, полученное в результате кавитационной обработки с дообводнением 15 % и последующим отстаиванием пробы для отделения воды в течение 12 сут;

– дизельное топливо, полученное в результате кавитационной обработки с дообводнением 15 % и последующим отстаиванием пробы для отделения воды в течение 50 мин;

– исходное дизельное топливо.

Испытания по сжиганию проведены аналогично испытаниям с ВДТ с соблюдением условия получения наиболее достоверных результатов.

Изменений удельного расхода топлива в результате сжигания образца после обработки с отстаиванием 12 сут, как и в результате сжигания образца после обработки с отстаиванием 50 мин по сравнению с результатами сжигания исходного топлива не обнаружено (табл. 4).

Трансзвуковой диспергатор кавитатор-эмульгатор является экономичным и эффективным устройством для решения различных научных и промышленных задач, связанных с необходимостью осуществления интенсивных тепломассообменных процессов. Такие аппараты являются идеальными гомогенизаторами, обеспечивая получение субмикронных эмульсий и суспензий. Степень воздействия на структуру вещества при обработке в трансзвуковом режиме в качестве примера демонстрирует рис. 4.

Выводы

1. Показана возможность устойчивой работы дизель-генератора без перерасхода топлива при высоком содержании в топливе воды в состоянии мелкодисперсной эмульсии.

Таблица 4

Изменение удельного расхода топлива

Топливо	Сожженное количество, г	Время работы двигателя		Средний расход ЭЭ при сжигании 100 г топлива, кВт·ч	Средняя нагрузка при сжигании 100 г топлива, Вт	Расход топлива, г/с	Удельный расход топлива, г/кВт·ч
		мин:с	с				
ДТ	324,8	45:48	2748	0,76	995	0,118	427,4
ДТ после ГДКО и отстаивания 12 сут	325,0	45:46	2746	0,76	995	0,118	427,6
ДТ после ГДКО и отстаивания 50 мин	325,0	45:46	2746	0,76	996	0,118	427,6

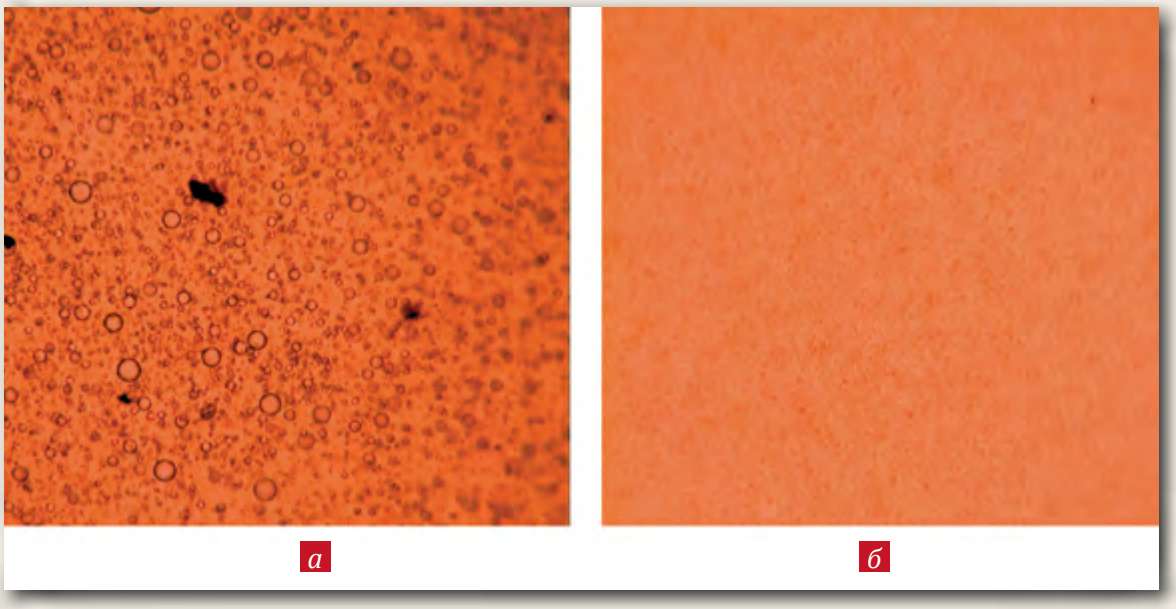

Рис. 4. Микрофотографии исходного и обработанного нефтяного топлива (400-кратное увеличение): *а* – исходный образец до обработки ГДКО; *б* – после обработки ГДКО

2. Выявлена возможность снижения расхода топлива на 3 % при массовом содержании воды в топливе 5 %. Следует отметить, что потенциальные резервы экономии топлива выявлены не полностью, поскольку конструкция простейшего дизель-генератора, использованного при испытаниях, не позволяла изменять важнейший для экономичной работы параметр – угол впрыска топлива. Для выявления потенциальных преимуществ технологии следует перейти к испытаниям дизель-генератора с регулированием угла впрыска. Целесообразность применения эмульгирующих добавок следует оценивать дополнительно с учётом их высокой стоимости.

3. Показана возможность снижения эмиссии NO_x при подготовке водотопливных композиций по технологии ГДКО. Поскольку эмиссия NO_x связана в основном с высокими температурами ядра факела горящего топлива [2], следует вывод об эффективном подавлении зоны высоких температур при использовании водотопливных композиций [3].

4. Повышение выбросов CO при обводнении свидетельствует о химическом недожоге топлива или иных термодинамических процессах [4] (образование синтез-газа) и требует дальнейших исследований, так как может быть связано как с кинетикой горения обводнённого топлива, так и с неудовлетворительной работой газораспределительного механизма при отсутствии возможности его регулирования.

5. Не обнаружено изменение удельного расхода топлива в результате сжигания образца после ГДКО с отстаиванием 12 сут, как и в результате сжигания образца после ГДКО с отстаиванием 50 мин по сравнению с результатами сжигания исходного дизельного топлива. Опционально отмечено снижение температуры замерзания дизельного топлива после ГДКО, дополнительно требуются разработка и опробование режимов ГДКО в зависимости от исходных параметров потока. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Kojima K., Kojima J. On-Board Ultrasonic Water-in-Diesel Emulsion (WiDE) Fuel System for Low-Emission Diesel Engine Combustion // Ohio Journal of science. – 2018. – P. 43–56.

2. Корягин В.А. Сжигание водотопливных эмульсий и снижение вредных выбросов на промышленно-отопительных котельных. – СПб.: Недра, 1995. – 304 с.

3. Батуев С.П. Улучшение экономических и экологических параметров котельных при сжигании водомазутных эмульсий // Новости теплоснабжения. – 2008. – № 12. – С. 15–18.

4. Ганиев Р.Ф., Кормилицын В.И., Украинский Л.Е. Волновая технология приготовления альтернативных видов топлив и эффективность их сжигания. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 116 с.

УДК 621.674

РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОДНОВИНТОВЫХ НАСОСОВ СИСТЕМ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Ф.Д. Балденко, канд. техн. наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
А.Н. Жакупов, начальник участка
ООО «Сервисный Центр СБМ»;
С.А. Ковалевский, главный конструктор
ООО «Альтернативные Механические Системы»
E-mail: ksa@am-systems.ru

Ключевые слова: буровой раствор; одновинтовой насос; очистная способность; регулировочная характеристика; циркуляционная система буровой установки; центрифуга.

Аннотация. Наряду с регулируемым электроприводом основных агрегатов, системой верхнего привода, вышкой с открытой передней гранью, долотами типа PDC, гидравлическими забойными двигателями и роторными управляемыми системами одним из ответственных комплексов бурового оборудования, обеспечивающих инновационное развитие и прогресс отрасли, является циркуляционная система буровой установки (ЦС БУ). Немаловажное значение имеет насосное оборудование ЦС, которое представлено динамическими (центробежными) и объемными насосами, применяемыми в различных технологических процессах при перекачке, приготовлении, очистке, подготовке и утилизации бурового раствора.

В современных ЦС БУ [1] одновинтовые насосы (ОВН), относящиеся к классу объемных роторно-вращательных гидромашин [2], применяются для выполнения следующих технологических задач:

- подачи бурового раствора в ступень тонкой очистки с использованием центрифуг осадительного типа (ОЦФ);
- дозирования химреагентов (флокулянта и коагулянта) в блоках химического усиления центрифуг;
- принудительного долива скважины при подъеме бурильной колонны.

Если для дозирования растворов флокулянта и коагулянта с одинаковой эффективностью могут применяться различные виды объемных насосов, например перистальтические, а для долива скважины ввиду своей доступности и широкого распространения – центробежные насосы, то в качестве питающих устройств центрифуг в ЦС БУ применяются преимущественно одновинтовые насосы [3]. Наиболее распространены регулируемые ОВН, укомплектованные механическими вариаторами с ременной передачей [4].

На сегодняшний день в известных литературных и справочных источниках нет систематизированных данных о режимах работы одновинтовых насосных агрегатов в системах тонкой очистки буровых растворов и условиях их эксплуатации.

На практике выбор типоразмера питающего насоса, ди-

апазона его регулирования и режима работы осуществляется либо исходя из собственного опыта, либо на основе паспортных характеристик центрифуги на воде (рис. 1). В обоих случаях существует вероятность ошибки, что может вызвать ряд эксплуатационных ограничений и отрицательно сказаться на эффективности как процесса тонкой очистки растворов, так и использования питающих насосных агрегатов.

Например, на ранних стадиях внедрения ОВН в ЦС БУ некоторыми производителями были предложены спорные решения. Так, французская компания PCM [6] с 2010 по 2014 г. поставила на российский рынок буровых установок винтовые насосы 40M12S с максимальным давлением 1,2 МПа, что обеспечивало почти четырехкратный запас в системе очистки буровых растворов.

В настоящее время применение общих методов центрифугирования [7] при очистке буровых растворов становится непременным условием достижения эффективности процесса бурения нефтяных и газовых скважин и разработки циркуляционного комплекса буровой установки.

Постепенный переход буровых компаний к применению разнообразных типов растворов делает проблему выбора необходимого типоразмера ОВН для ОЦФ все злободневнее. Например, в целях предотвращения перегрузки центрифуги и обеспечения требуемой минимальной подачи буровики иногда излишне занижают частоту вращения ОВН за счет избыточного скольжения ремня по основанию ведущего шкива вариа-

На сегодняшний день в известных литературных и справочных источниках нет систематизированных данных о режимах работы одновинтовых насосных агрегатов в системах тонкой очистки буровых растворов и условиях их эксплуатации.

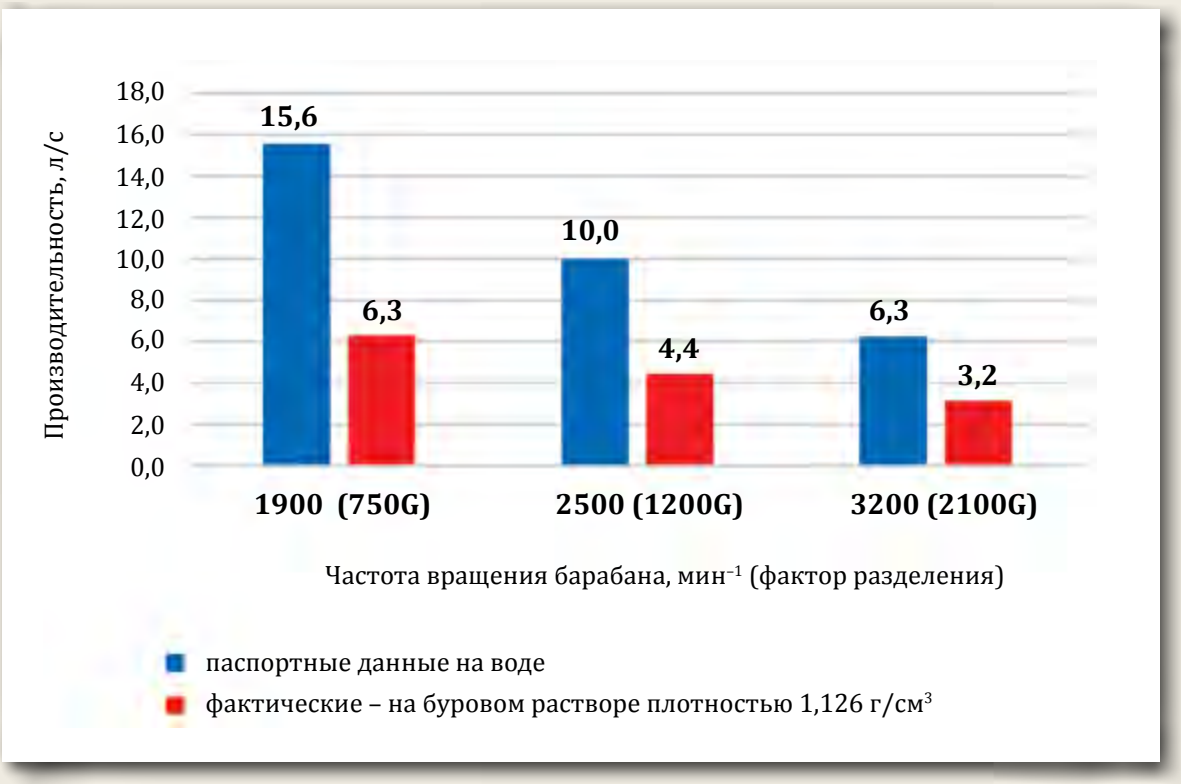

Рис. 1. Сравнение паспортных характеристик центрифуги M-I SWACO 518 с данными промысловых испытаний на буровом растворе [5]

Рис. 2. Характер повреждений (*а–г*) ремней механического вариатора ОВН

тора. Продолжительная работа оборудования в таком режиме сопровождается чрезмерным нагревом и износом рабочих поверхностей, что часто приводит к повреждению вариаторных ремней (рис. 2). В отдельных случаях приходится модернизировать обвязку ОВН в полевых условиях для байпасирования излишков бурового раствора.

Таким образом, исследование технологических особенностей подсистемы ОВН – ОЦФ, определение ее характеристик и режимных параметров в зависимости от условий применения являются актуальными, что, по мнению авторов, создаст необходимые предпосылки для разработки модельного ряда специализированных одновинтовых насосов для буровых установок.

Условия эксплуатации подсистемы ОВН – ОЦФ

Осадительные центрифуги в ЦС БУ выполняют три основные функции:

- очистку раствора (суспензии) от шлама (твёрдых частиц горных пород) в процессе бурения скважины – функция удаления;
- восстановление ценных компонентов для их повторного использования – функция регенерации;
- утилизацию буровых отходов путем глубокого разделения бурового раствора на фазы – функция обезвреживания.

Применение центрифуг экономически целесообразно в процессе бурения нижних интервалов под промежуточную и эксплуатационную колонны, а также при вскрытии продуктивных горизонтов, когда шлам более мелкий и используются растворы, содержащие дорогостоящие компоненты (утяжелители, полимеры, синтетические жидкости), или утилизация буровых отходов невозможна без предварительной обработки ввиду их экологической

Таблица 1

Технические характеристики ступени тонкой очистки бурового раствора на базе ОЦФ

Функция	Тип раствора	Технологический процесс	Цель	Критерий оценки	Производительность, л/с
Удаление	Неутяжеленный РВО	Очистка фугата илоотделителя в качестве 4-й ступени ЦС БУ	Регулирование плотности и условной вязкости	Степень очистки	≤ 8
	Утяженный РВО	Очистка фильтрата СГС	Регулирование пластической вязкости		≤ 4
	РУО, РСО	Очистка фильтрата вибросит в качестве 2-й ступени ЦС БУ			≤ 4
Регенерация	Неутяжеленный РВО	Сгущение пульпы илоотделителей	Восстановление жидкой фазы	Минимизация потерь утяжелителя	≤ 2
	Утяжеленный РВО	Сгущение подситовой жидкости СГС			≤ 2
	РУО, РСО	Последовательная обработка раствора двумя центрифугами ЦС БУ	Регулирование пластической вязкости, восстановление утяжелителя и жидкой фазы	Степень очистки и минимизация потерь утяжелителя	≤ 4 и ≤ 8
		Осушение шлама и очистка фугата	Восстановление жидкой фазы из шлама	Степень очистки	≤ 2
Обезвреживание	Неутяжеленный РВО	Обработка раствора с применением БКФ	Разделение раствора на шлам и чистую воду	Очистная способность и минимизация потерь химреагентов	≤ 2
	Утяжеленный РВО				
	РУО, РСО	Очистка раствора БДЕ	Подготовка шлама для утилизации	Очистная способность	≤ 2

Примечание. РВО – раствор на водной основе; РУО – раствор на углеводородной основе; РСО – раствор на синтетической основе; СГС– ситогидроциклонный сепаратор; БКФ – блок коагуляции и флокуляции; БДЕ – блок дополнительных емкостей.

вредности. На начальных этапах строительства скважины (на верхних интервалах под направление и кондуктор) для очистки глинистых растворов на водной основе (РВО) тонкая ступень очистки на базе центрифуги, как правило, не задействована.

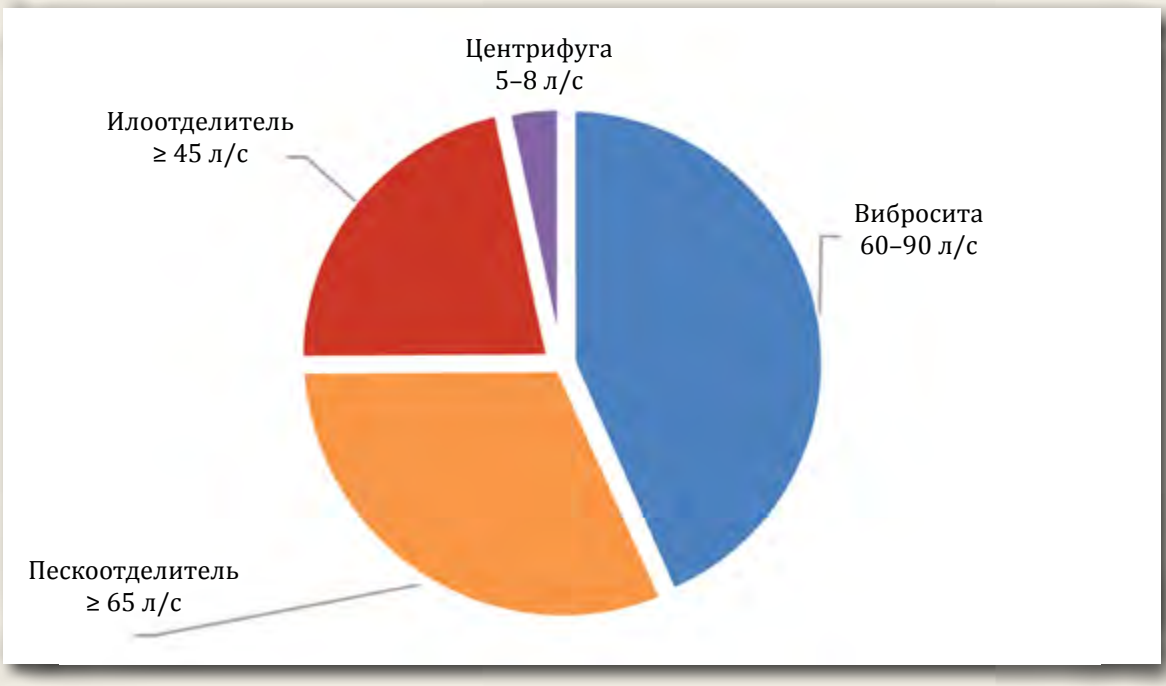

Рис. 3. Сравнительная диаграмма производительности средств очистки на неутяжеленном растворе для буровых установок 7–9-го классов по ГОСТ 16293-89

Несмотря на существенно меньшую по сравнению с другим сепарационным оборудованием пропускную способность (рис. 3), использование центрифуг заметно повышает общую степень очистки бурового раствора за счёт удаления до 30–40 % объема породы мелкой фракции (≤ 10 мкм), что определяет их применение в качестве заключительной ступени очистки.

С учетом производительности различных ступеней системы очистки бурового раствора [8] и гидравлической программы промывки скважин ЦС БУ в России комплектуются двумя осадительными центрифугами, каждая из которых оснащена отдельным питающим насосом с индивидуальным приводом.

Анализ основных технологических схем применения осадительных центрифуг в ЦС БУ [9–14] позволил обобщить диапазоны объемных расходов подсистемы ОВН – ОЦФ в зависимости от режимов работы, обусловленных критериями эффективности сепарации [15] для соответствующего типа бурового раствора (табл. 1).

Для оценки эффективности центрифуг ЦС БУ используются следующие показатели [14].

Очистная способность, определяющая качество сепарации (разделения раствора на шлам и фугат)

$$\varphi_{\Sigma} = \frac{(\rho - \rho_{сл})(\rho_{тв} - \rho_{ж})}{(\rho_{тв} - \rho)(\rho - \rho_{ж})}, \quad (1)$$

где ρ, $\rho_{сл}$ – плотности раствора на входе и на выходе (слив) из центрифуги; $\rho_{тв}$, $\rho_{ж}$ – плотности твердой и жидкой фаз раствора.

Степень очистки раствора – показатель, одновременно учитывающий качество очистки и объем обработанного раствора, поступающего из скважины в ЦС в процессе бурения

$$\varepsilon = \frac{\rho - \rho_{сл}}{\rho_{тв} - \rho} \cdot \frac{Q}{v_{мех} F b_к} = \varphi_{\Sigma} \frac{\rho - \rho_{ж}}{\rho_{тв} - \rho_{ж}} \cdot \frac{Q}{v_{мех} F b_к}, \quad (2)$$

где Q – объемный расход раствора на входе в центрифугу; $v_{мех}$ – механическая скорость бурения; F – площадь забоя, зависящая от диаметра долота; $b_к$ – коэффициент кавернозности разбуриваемого интервала горных пород.

Потери утяжелителя:

$$y = 1 - \frac{(\rho - \rho_{сл})(\rho_{пу} - \rho_{ж})}{(\rho_{пу} - \rho)(\rho - \rho_{ж})}, \quad (3)$$

где $\rho_{пу}$ – плотность утяжеленной пульпы на входе в центрифугу.

С другой стороны, показатели свойств буровых растворов (табл. 2) определяют условия эксплуатации ОВН ЦС БУ в отношении влияния на следующие параметры:

- фрикционный и гидроабразивный износы винтовых рабочих органов (объемное содержание твердой фазы в растворе);
- объёмные, гидромеханические потери и температурный

Таблица 2

Обобщённая характеристика буровых растворов [10, 13, 16]

Свойства	Буровые растворы			
	на водной основе			на неводной основе
	Диспергирующие		Недиспергирующие	РУО и РСО
	Неутяжеленные	Утяжеленные	Полимерные	
Плотность, г/см^3	1,02–1,20	1,20–2,34	1,02–2,16	1,08–2,28
Пластическая вязкость (ПВ), мПа·с	5–9	14–54	5–50	9–54
Динамическое напряжение сдвига (ДНС), Па	50–335	240–765	240–720	190–960
Объемное содержание твердой фазы, %	2–12	11–45	2–38	5–43

режим в рабочих органах (вязкость и плотность жидкости).

Как известно, рабочая точка насоса определяется пересечением напорных характеристик насоса и гидравлической линии (рис. 4). Напорные характеристики подсистемы ОВН – ОЦФ обусловлены в основном гидравлическими потерями в нагнетательном трубопроводе, что объясняется технологическими особенностями шнековых осадительных центрифуг, эффективная работа которых определяется отсутствием прорыва раствора в шлам, т. е. выгрузка фугата осуществляется за счет центробежной силы через сливные отверстия в торцевой части вращающегося барабана центрифуги. Если выполняется данное условие, то давление питающего насоса центрифуги зависит от схемы обвязки, включая конструкцию питающей трубы и загрузочных окон центрифуги, а также расхода и свойств перекачиваемого продукта.

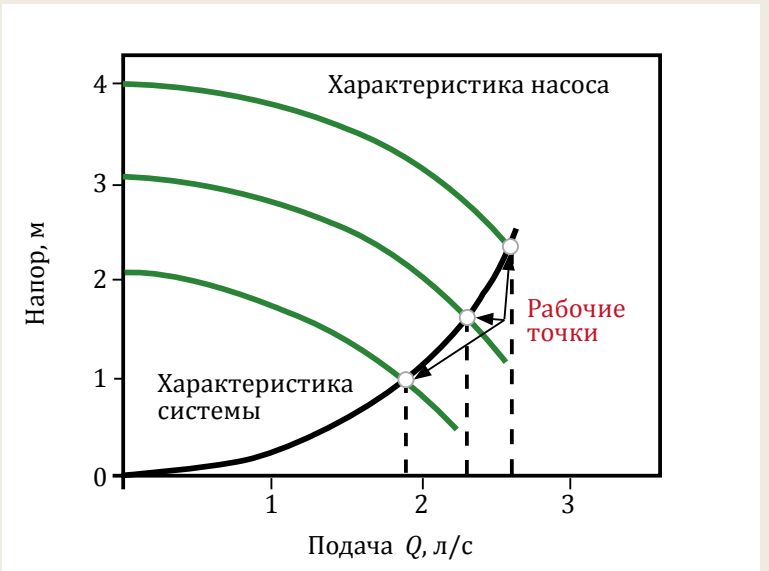

Рис. 4. Типовой пример определения рабочих точек насоса с регулируемой подачей

Наибольшую сложность при вычислении гидравлических потерь составляет определение режимов течения бурового раствора как псевдопластичной жидкости для каждого участка напорной линии, поэтому для дальнейшего исследования целесообразно использовать данные промысловых испытаний.

Следует отметить, что давление насоса не зависит от

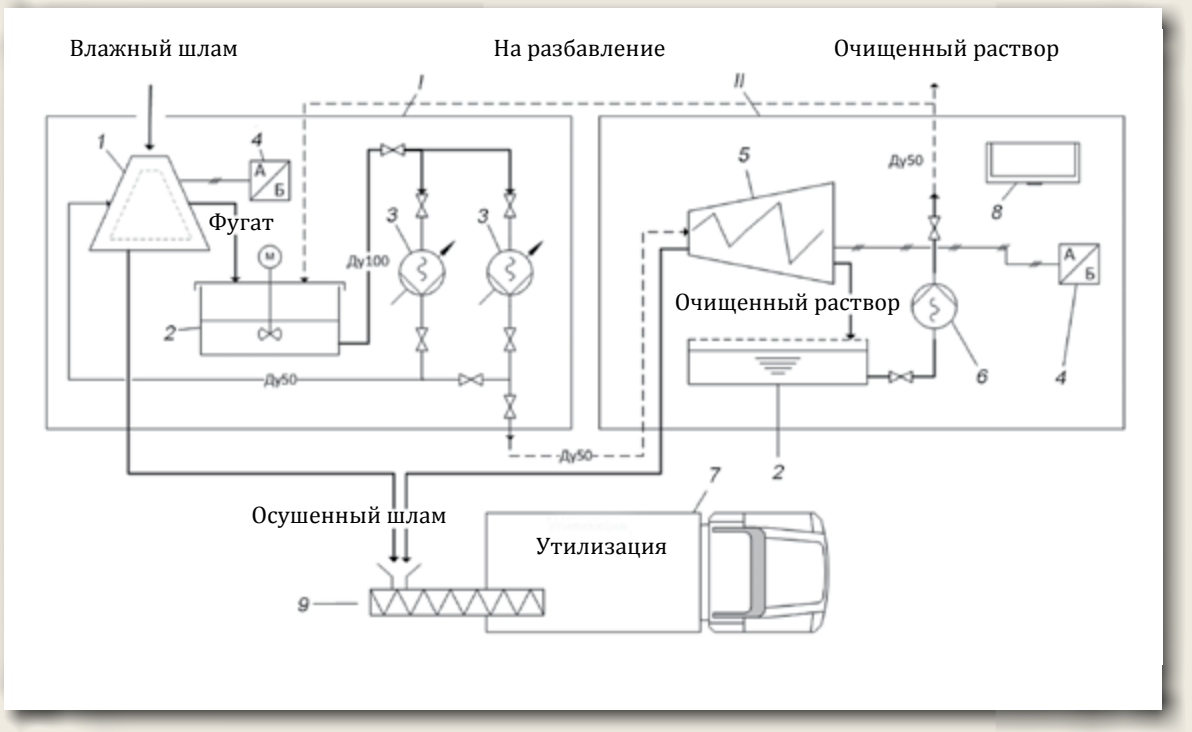

Рис. 5. Технологическая схема двухблочной *I, II* мобильной установки осушения шлама (ПетроГазТех Завод АРТЭС):

1 – фильтрующая центрифуга; *2* – накопительная емкость; *3* – одновинтовой насос с регулируемой подачей; *4* – шкаф управления; *5* – шнековая осадительная центрифуга; *6* –одновинтовой насос; *7* – самосвал; *8* –лаборатория; *9* – шнековый конвейер

режима работы центрифуги, который определяется частотой вращения барабана, скольжением выгружающего шнека, глубиной ванны и положением питающей трубы [17, 18]. В качестве аргумента можно привести конструкцию установок для регенерации утяжелителя буровых растворов на базе центрифуг ОГШ [19], которые активно поставлялись на буровые в начале 2000-х гг. На входе в центрифугу была установлена пополняемая насосом загрузочная воронка высотой 500–600 мм, из которой буровой раствор самотеком поступал в барабан. Наличие воронки позволяло визуально контролировать режим работы центрифуги и при необходимости изменять подачу насоса при помощи шарового крана.

Очистка буровых растворов на углеводородной основе

В последнее время в кустовом бурении широкое распространение получили мультирастворные технологии промывки скважин с использованием растворов на углеводородной и синтетической основах.

РУО представляют собой обратную эмульсию (вода в масле) и обладают уникальными свойствами, которые наиболее актуальны при строительстве наклонно направленных скважин и вскрытии продуктивных горизонтов. Однако при всех достоинствах применения РУО существует ряд таких недостатков, как высокая начальная стоимость, трудность очистки от шлама и экологическая вредность, что выдвигает дополнительные требования к оборудованию ЦС БУ.

В практике очистки РУО и РСО от шлама не рекомендуется использование гидроциклонов и центробежных насосов, поскольку они являются сильнодиспергирующим оборудованием, что приводит к ухудшению реологических свойств бурового раствора. Наиболее эффективно в данном случае применение современных осушительных вибросит, а также фильтрующих и осадительных центрифуг в сочетании с ОВН. В отличие от центробежных одновинтовые насосы не нарушают структуру флюида, поэтому их применение в качестве перекачивающих устройств в ЦС

БУ оправдано с точки зрения эффективности очистки при многократном использовании буровых растворов на неводной основе.

Высокие механические скорости бурения на РУО сопровождаются выносом крупных частиц выбуренной породы, которые удаляются из раствора высокопроизводительными виброситами относительно влажными (содержание масла в шламе составляет более 30 %). Дополнительное оснащение циркуляционных систем установками мобильными для осушения шлама (УМОШ) позволяет восстановить жидкую фазу, снизить объемы отходов бурения и удовлетворить требованиям экологической безопасности.

Принципиально УМОШ состоят из двух блоков контейнерного исполнения *I*, *II* (рис. 5), в одном из которых установлена фильтрующая центрифуга (ФЦФ) *1*, а в другом – осадительная центрифуга *5*. Встречаются также одноблочные установки, когда для тонкой очистки фугата задействована ОЦФ штатной циркуляционной системы.

В последнее время в кустовом бурении широкое распространение получили мультирастворные технологии промывки скважин с использованием растворов на углеводородной и синтетической основах.

Основное назначение ФЦФ – осушение шлама после вибросит ЦС. Шлам загружается в вертикально расположенный вращающийся перфорированный барабан самотеком по желобу или принудительно конвейером. Ввиду своего назначения фильтрующие центрифуги часто называют осушителями бурового шлама.

Промысловые испытания одновинтовых насосов ЦС БУ

В результате опытно-промышленных испытаний, проведенных специалистами компании АМС совместно с ООО "Сервисный центр СБМ" в июле 2018 г. в процессе бурения наклонно направленной скв. 43998Г на кусте 529 Приобского месторождения, установлено, что подача ОВН является одним из основных технических показателей, определяю-

Рис. 6. Рабочая точка подсистемы ОВН – ОЦФ при очистке РУО в составе УМОШ (n_2 = 60 мин$^{-1}$)

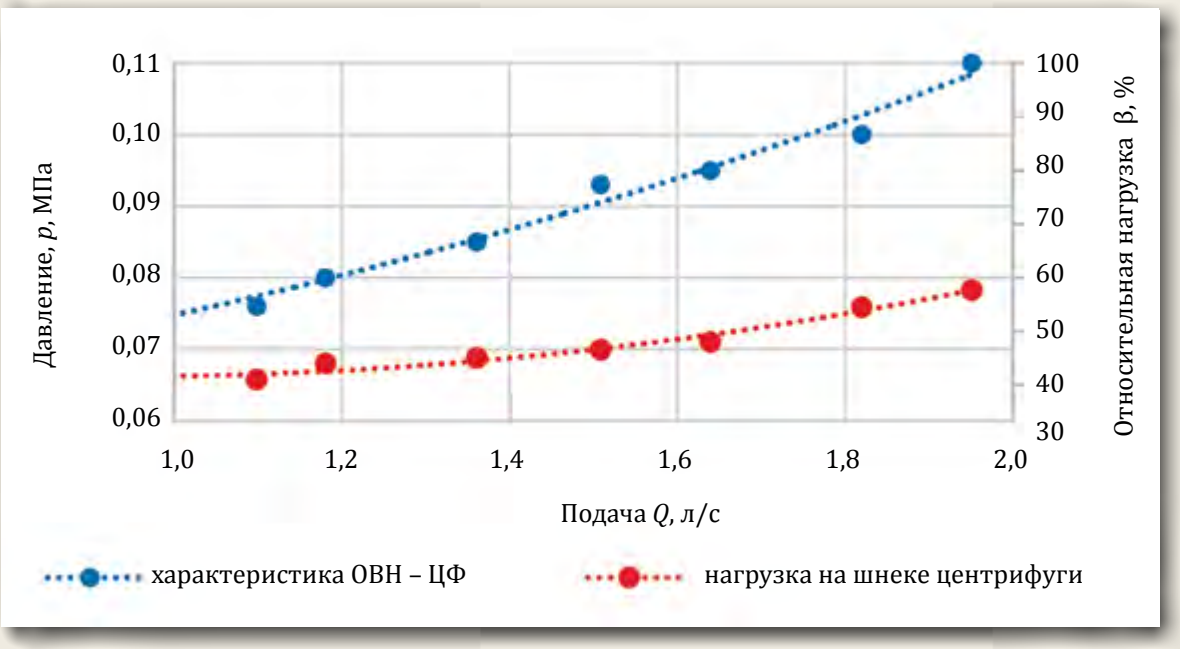

Рис. 7. Регулировочная характеристика ОВН – ОЦФ в рабочем диапазоне осадительной центрифуги (n_2 = 60–120 мин$^{-1}$)

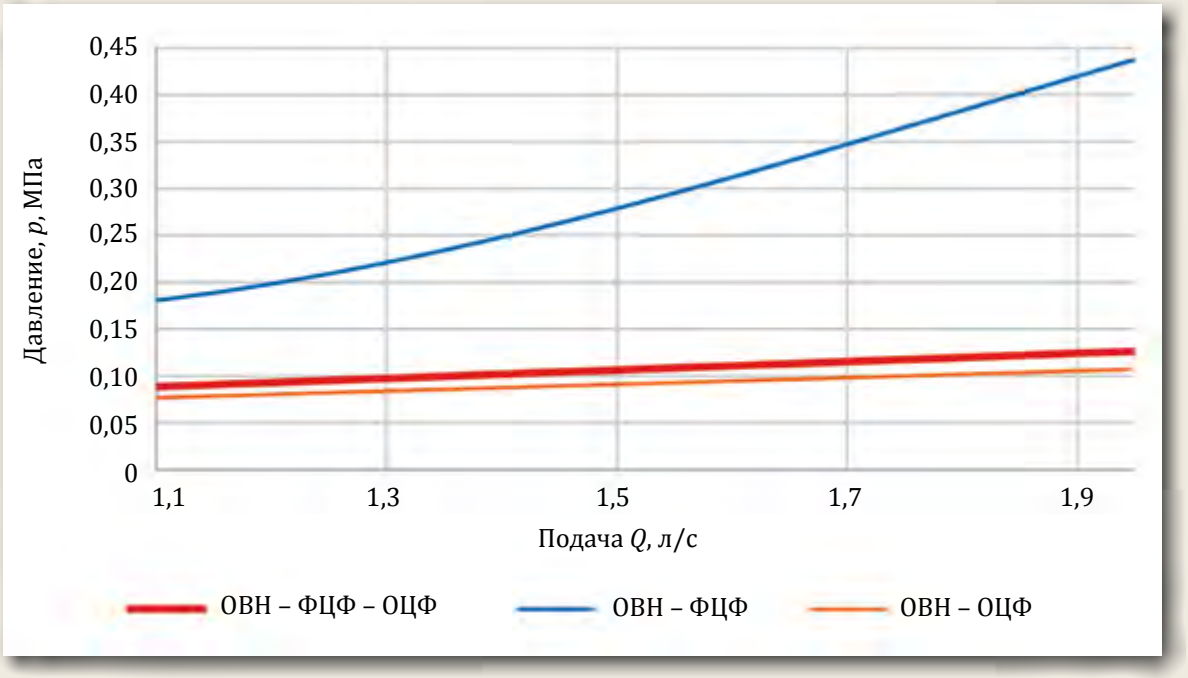

Рис. 8. Совместная регулировочная характеристика ОВН – ОЦФ – ФЦФ при очистке РУО в составе УМОШ

щим режимы работы и эффективность эксплуатации осадительной центрифуги в составе УМОШ.

Измерялись следующие параметры процесса: для ОВН – давление на входе и выходе, частота вращения винта; для ОЦФ – частота вращения барабана, нагрузка на шнеке, скольжение шнека. Подача насоса рассчитывалась исходя

из стендовых характеристик ОВН на воде при допущении, что объемные КПД насоса на воде и буровом растворе равны.

Основные технические характеристики оборудования объекта испытания:

Одновинтовой насос AMS PCP30S6 с механическим вариатором: контурный диаметр рабочих органов $D_к$ = 117 мм, число шагов k = 1,4, подача Q = = 4–24 м^3/ч, диапазон регулирования частоты вращения винта n_2 = 60–360 мин$^{-1}$, мощность электродвигателя 5,5 кВт;

Осадительная центрифуга GNLW363CG-VFD: диаметр барабана $D_б$ = 360 мм, длина барабана $L_б$ = 1270 мм, частота вращения барабана $n_б$ = = 2400 мин$^{-1}$, скольжение шнека Δ = 45 мин$^{-1}$, глубина ванны – 3 деления;

Фильтрующая центрифуга GNCD 930: максимальный диаметр барабана $D_б$ = 930 мм, частота вращения барабана $n_б$ = = 900–1200 мин$^{-1}$.

На основе полученных данных построены совместные характеристики подсистем в составе УМОШ:

- ОВН – ОЦФ при постоянной частоте вращения насоса (рис. 6);
- ОВН – ОЦФ при изменении частоты вращения насоса и соответствующая нагрузочная кривая осадительной центрифуги (рис. 7);
- ОВН – ОЦФ – ФЦФ при параллельной подаче раствора на осадительную центрифугу и контур осушения шлама через форсунки (рис. 8).

В рабочем диапазоне расхода (1–2 л/с) при очистке РУО осадительной центрифугой скорость жидкости и число Рейнольдса в напорной линии насоса изменяются в диапазоне: ν = 0,5 – 1,0 м/с и Re = 385–775.

Проведен ретортный анализ бурового раствора до и после очистки на осадительной центрифуге УМОШ и определены основные показатели свойств фугата фильтрующей центрифуги: плотность – 1,42 г/см^3, содержание твердой фазы – 26 %, пластическая вязкость – 95 мПа·с, динамическое напряжение сдвига – 1680 Па, температура t = 24° С.

Очистная способность (%) при работе ОЦФ в различных режимах на РУО оценивалась по формуле (1), плотности (г/см^3) твердой и жидкой фаз, принимались соответственно $\rho_{тв}$ = 2,6 и $\rho_ж$ = 0,85.

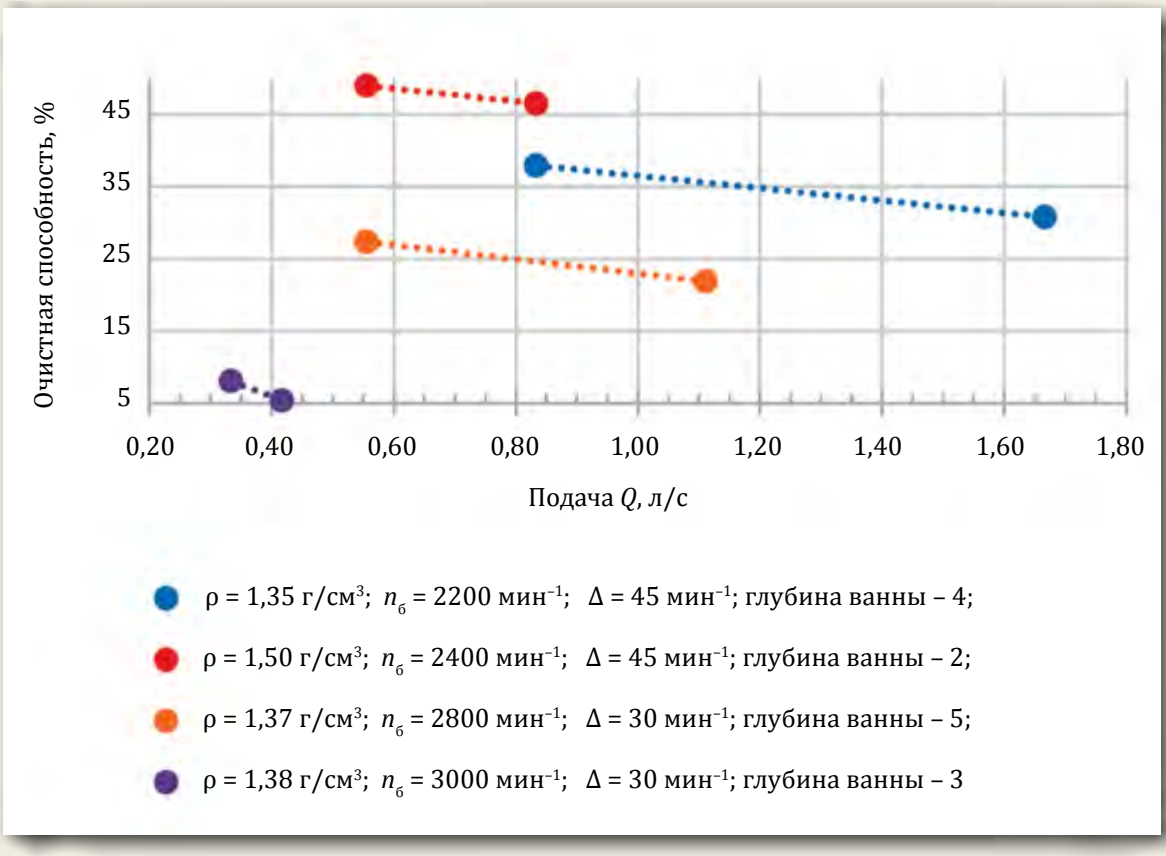

Рис. 9. Влияние подачи питающего насоса на очистную способность осадительной центрифуги

Таблица 3

Данные эксплуатации одновинтовых насосов в составе УМОШ

Номер		Интервал, м	Плотность раствора, г/см³	Содержание твердой фазы, %	Диапазон подачи ОВН, л/с
куста	скважины				
315	55857	Очистка раствора БДЕ	1,37	28	1,0–2,2
315	55857	1970–3850	1,51	26	1,0–1,6
170	49735г	1370–4190	1,37	43	1,3–2,4
529	43021г	1410–4300	1,42	32	1,3
529	43021г	Очистка раствора БДЕ	1,65–1,38	41–24	0,8–1,5
529	43998г	1400–2300	1,42	26	1,5–2,5

Обобщенные данные эксплуатации одновинтовых насосов в составе УМОШ при кустовом бурении скважин Приобского месторождения представлены в табл. 3.

Заключение

С внедрением мультирастворных технологий промывки скважин и методов центрифугирования бурового раствора возникла необходимость комплектации ЦС БУ одновинтовыми насосами с широким диапазоном подач от 1 до 30 м³/ч (0,3–8,3 л/с). Поскольку промышленные механические вариаторы имеют недостаточный диапазон регулирования скорости (1:7,5), а установка электрических преобразователей частоты зачастую осложнена требованиями по взрывозащите, эксплуатирующие организации вынуждены прибегать к менее совершенным методам изменения расхода – перепуску излишков раствора по байпасу. Кроме того, работа ОВН в широком скоростном диапазоне отрицательно сказывается на энергетических и эксплуатационных показателях, что приводит к снижению ресурса и КПД насоса.

Комплекс испытаний центрифуг осадительного и фильтрующего типов с питанием от ОВН в составе УМОШ (см. рис. 5) позволил получить регулировочные характеристики подсистем установки как совокупности рабочих точек при регулировании расхода при использовании различных типов буровых растворов.

Результаты испытаний демонстрируют влияние подачи ОВН на относительную нагрузку β по крутящему моменту на шнеке осадительной центрифуги (см. рис. 7). Эксплуатация центрифуг на РУО в составе УМОШ при β > 60 % может привести к шламованию отверстий для выгрузки осадка и в конечном счете – аварийной остановке (при срабатывании автомата в отсутствие скольжения между барабаном и шнеком). Следовательно, характеристики ступени ОВН – ОЦФ в составе УМОШ определяются работоспособностью центрифуги на РУО.

Очистная способность центрифуги также зависит от подачи питающего насоса, с увеличением которой уменьшается время удержания раствора в барабане центрифуги (рис. 9).

Графики регулировочных характеристик p–Q (см. рис. 7, 8) имеют линейный вид, поэтому с учётом доминирующего влияния гидравлического сопротивления линии можно сделать вывод о ламинарном характере движения бурового раствора в трубопроводе во всем диапазоне подач, что подтверждается расчётными значениями чисел Re.

Изменение показателей свойств буровых растворов в процессе бурения влияет на эффективность тонкой очистки и режим работы подсистемы ОВН – ОЦФ, в том числе на напорно-расходные характеристики. Повышение вязкости и плотности раствора приводит к снижению очистной способности и увеличению крутящего момента на шнеке центрифуги, что вызывает необходимость уменьшения подачи питающего насоса.

Таким образом, выбор типоразмера ОВН для заданной центрифуги должен определяться диапазоном требуемых

подач и соответствующим давлением (для исходной обвязки и свойств раствора) с учетом номинального режима работы, как правило – по максимально допустимому для эффективной работы ОЦФ расходу, которому соответствует оптимальный режим насоса по быстроходности.

Для повышения эффективности процесса тонкой очистки рекомендуются модернизация гидравлической схемы и оснащение ЦС БУ одновинтовыми насосами двух типоразмеров (с различным рабочим объемом) для подачи бурового раствора в осадительные центрифуги, что позволит обеспечить оптимальный диапазон подач: 7–35 м^3/ч – при очистке растворов на водной основе; 1–15 м^3/ч – при последующем переходе на РУО.

Исходя из технических требований производителей циркуляционных систем к питающим насосам центрифуг и учитывая расходные характеристики (см. табл. 1), а также данные промысловых испытаний ступеней тонкой очистки буровых растворов (см. табл. 2), необходимое давление для преодоления сопротивлений в напорной линии составляет 0,1–0,3 МПа. Как правило, насосы находятся под заливом и давление на входе близко к атмосферному. В связи с чем можно сделать вывод о достаточности использования в качестве питающих насосов центрифуг ЦС БУ простейших одношаговых конструкций ОВН с однозаходным винтом и целесообразности сосредоточения основных усилий на исследовании оптимальных сочетаний между геометрическими и режимными параметрами насоса (в частности соотношения между диаметром рабочих органов и номинальной частотой вращения), а также выборе свойств эластомера обкладки статора для определённых условий эксплуатации и диапазона редукции и регулирования скорости насосного агрегата средствами механических передач и электропривода. ■

Повышение вязкости и плотности раствора приводит к снижению очистной способности и увеличению крутящего момента на шнеке центрифуги, что вызывает необходимость уменьшения подачи питающего насоса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буровые комплексы / под общ. ред. К.П. Порожского. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2013. – 768 с.
2. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2005. – Т. 1 Одновинтовые насосы. – 488 с.
3. Анализ применения и технические возможности одновинтовых насосов в экологических и энергосберегающих проектах нефтегазовой промышленности / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, С.Е. Киршев [и др.] // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 17–24.
4. Пронин Б.Е., Ревков Г.А. Бесступенчатые клиноременные и фрикционные передачи (вариаторы): изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1980. – 320 с.
5. M-I SWACO. 518 HV Centrifuge Replaces the Operation of Two Standard 518 Centrifuges. – Puerto Gaitán, Colombia, 2009.
6. Группа PCM: [сайт]. – URL: https://www.pcm.eu/ru (дата обращения 17.10.2020 г.).
7. ГОСТ 16887-71. Разделение жидких неоднородных систем методами фильтрования и центрифугирования. – М.: Стандарты, 1986.
8. Elgin Separation Solutions. HDD Solids Control Principals and Buyer's Guide. – Stafford, Texas, 2018. – 29 p.
9. Мищенко В.И., Кортунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. – Краснодар: Арт Пресс, 2008. – 336 с.
10. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
11. Preston L. Moore. Drilling practices manual. – Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1986. – 577 p.
12. ASME. Drilling fluids processing. Handbook. – Oxford: Gulf Professional Publishing, 2005. – 585 p.
13. National Oilwell Varco, L.P. The Handbook on Solids Control and Drilling Waste Management. – Houston, Texas, 2012. – 224 p.
14. Добик А.А., Мищенко В.И., Мельников В.Ф. Об очистке неутяжеленных буровых растворов центрифугами. – В кн.: Промывка скважин (технология, рецептура, материалы, осложнения, экономика). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988. – С. 23–27.
15. Добик А.А. Расчет эффективности шнековых центрифуг при очистке буровых растворов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2003. – № 6. – С. 13-15.
16. Книга инженера по растворам ЗАО "ССК" / В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов. – М.: Гарусс, 2006. – 548 с.
17. Соколов В.И. Современные промышленные центрифуги: изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1967. – 522 с.
18. Records A., Sutherland K. Decanter centrifuge handbook. – Oxford: Elsevier, 2001. – 413 p.
19. Пат. РФ № 1764343, МПК E21B 21/06. Установка для регенерации утяжелителя буровых растворов / Мищенко В.И., Добик А.А. - Опубл. 10.06.1996.

550.82:622.24

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ИЗГОТОВЛЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ ГРАВИТАЦИОННЫХ СТАЦИОНАРНЫХ ЛЕДОСТОЙКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ПЛАТФОРМ

Ю.Г. Безродный, эксперт, ст. научн. сотр., д-р техн. наук
ФГБНУ НИИ РИНКЦЭ,
E-mail: Ugintegral@mail.ru

Ключевые слова: проектирование морских месторождений; инженерные изыскания; морская гравитационная стационарная ледостойкая нефтегазопромысловая платформа; эксплуатационные требования; геодинамические явления; деформации земной поверхности при разработке нефтяных и газовых месторождений; повышение промышленной и экологической безопасности эксплуатации морской платформы

Аннотация. Статья посвящена проблемам обеспечения промышленной и экологической безопасности эксплуатации опасных производственных объектов – морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ в условиях деформации земной поверхности при разработке нефтяных и газовых месторождений. Показано, что действующие законодательные акты и нормативные документы не учитывают геодинамические явления, которые могут привести к потере дорогостоящих морских стационарных платформ и загрязнению окружающей среды. Предложено техническое решение для повышения промышленной и экологической безопасности эксплуатации морских гравитационных стационарных нефтегазопромысловых платформ на стадии проектирования.

Проектирование и строительство опасных производственных объектов – морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ осуществляют с учетом требований законодательства о градостроительной деятельности, недрах, о континентальном шельфе Российской Федерации, охране окружающей среды, промышленной безопасности опасных производственных объектов, безопасности гидротехнических сооружений, защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, экологической экспертизе, в области технического регулирования, промышленной и пожарной безопасности, торгового мореплавания и др.

Морские гравитационные стационарные ледостойкие нефтегазопромысловые платформы (рисунок) проектируют исходя из общей схемы обустройства месторождения, на основе комплексного подхода к освоению нефтегазоносного района и смежных отраслей с учетом требований безопасной, бесперебойной и экологически безвредной эксплуа-

Морская гравитационная стационарная ледостойкая платформа нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина в Северном Каспии

тации в течение всего срока службы сооружений (50 лет и более), а также обеспечения удобства ведения работ по осмотру и текущему ремонту сооружения. Нормативную базу при проектировании морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ составляют:

- федеральные и региональные законодательные акты, нормативные документы, стандарты, правила и директивы, действующие на территории Российской Федерации и субъектов федерации,
- действующие международные конвенции, ратифицированные Российской Федерацией,
- правила проектирования морских платформ общепризнанных зарубежных и российских классификационных обществ,
- опыт проектирования и эксплуатации аналогичных объектов.

При проектировании необходимо учитывать требования к эксплуатации платформы и срок ее службы. По своему назначению платформы можно использовать для бурения скважин, добычи, предварительной подготовки, хранения и отгрузки продукции, проживания персонала. Платформа может быть предназначена для выполнения как одной из перечисленных функций, так и сразу нескольких.

При проектировании платформ должны быть учтены все дополнительные технические требования к эксплуатации (навигационные, авиационные, противопожарные, санитарные, охраны труда, окружающей среды и т. д.), организации строительства и техническому обслуживанию, которые могут повлиять на безопасность.

Выбор конструктивной системы платформы осуществляют таким образом, чтобы обеспечивалась конструктив-

ная целостность основной конструкции при штатной эксплуатации и после аномальных ситуаций, которые создают нагрузки на конструкцию. Одним из важнейших параметров морской платформы является клиренс (clearance): расстояние по вертикали между уровнем спокойной поверхности воды и самой нижней частью конструкции верхнего строения, которая не рассчитывается на воздействие волнения и ледовых образований [1].

При проектировании необходимо учитывать требования к эксплуатации платформы и срок ее службы. По своему назначению платформы можно использовать для бурения скважин, добычи, предварительной подготовки, хранения и отгрузки продукции, проживания персонала.

Проектные решения принимаются исходя из результатов инженерных изысканий, выполненных согласно СП 11-114-2004 [2] на планируемой площадке установки платформы, обеспечения прочности и устойчивости ее конструкций на стадиях изготовления, транспортировки, монтажа и эксплуатации, а для ледостойких платформ – также в условиях низких температур и воздействия ледовых нагрузок.

Платформы в целом и их конструктивные элементы необходимо проектировать, строить и обслуживать таким образом, чтобы они были пригодны для использования по назначению.

Морские нефтегазопромысловые платформы должны удовлетворять следующим эксплуатационным требованиям [1]:

- выдерживать нагрузки, которые могут возникать при строительстве и эксплуатации (основное предельное состояние);
- обеспечивать соответствующие эксплуатационные характеристики при всех возможных нагрузках (предельное состояние по критерию пригодности к нормальной эксплуатации);
- выдерживать циклические нагрузки (предельное состояние по критерию усталости);
- элементы конструкции должны выдерживать аномальные (особые) нагрузки, возникающие, например, при авариях (особое (чрезвычайное) предельное состояние);
- обладать должной (требуемой) степенью надежности, которая определяется следующими факторами:

– причинами и видами отказов (в частности, характером повреждений);

– возможными последствиями отказов с точки зрения риска для жизни, окружающей среды и собственности;

– проведением мероприятий, необходимых для снижения рисков повреждений;

– различными требованиями на государственном, региональном и местном уровнях;

- обеспечивать безопасность персонала и окружающей среды.

Конструктивные элементы морских нефтегазопромысловых платформ должны быть спроектированы таким образом, чтобы не происходило ухудшения эксплуатационных характеристик конструкции, приводящих к наступлению предельного состояния для всей конструкции или ее отдельных элементов, между осмотрами, и обеспечивалось их техническое обслуживание.

При проектировании морских нефтегазопромысловых платформ должна быть принята во внимание возможность возникновения аварийных ситуаций, которые сами по себе или в сочетании с нормальными условиями могут привести к наступлению предельного состояния.

Возможные риски для конструкции и ее элементов включают:

- ошибки при проектировании и изготовлении, обусловленные недостатком информации, упущениями и т. д.;
- влияние аномальных нагрузок;
- сбои в эксплуатации, которые могут привести к пожарам, взрывам, опрокидыванию и т. д.

Меры, принимаемые для предупреждения таких рисков, в основном включают:

- тщательное планирование всех фаз проектирования, строительства и эксплуатации;
- устранение источника рисков или уклонение от рисков;
- проектирование с учетом рисков.

При проектировании необходимо предусматривать мероприятия по минимизации последствий возможных рисков.

Причинами техногенных аварий, в том числе с катастрофическими последствиями на морской гравитационной стационарной ледостойкой нефтегазопромысловой платформе, могут стать неблагоприятные погодные условия,

опрокидывание платформы в результате штормов и ураганов, столкновение танкеров с платформой, утечка углеводородов из-за разгерметизации оборудования вследствие коррозии, неисправность механизмов, разрушение конструкции, а также ошибочное или неправильное принятие решений обслуживающим персоналом в критических ситуациях, обусловленных отказами оборудования и систем противоаварийной защиты [3].

Сооружения рассматриваемого класса принципиально отличаются от традиционных объектов гидротехники и судостроения, их создание связано с необходимостью обширного изучения внешних условий проведения теоретических и конструктивных разработок. Надежность морской гравитационной стационарной ледостойкой нефтегазопромысловой платформы в значительной мере зависит от достоверности определения различных нагрузок, например ледовых, достигающих иногда нескольких десятков тысяч тонн, что значительно превышает нагрузки от действия других факторов окружающей среды (ветра, волны, сейсмики). Кроме того, промышленные комплексы сооружений континентального шельфа сосредотачивают на своих объектах большое число техники и людских ресурсов, что делает последствия от аварии таких сооружений несоизмеримо выше стоимости их строительства. Поэтому повышение качества и эффективности процессов проектирования морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ является одним из важнейших стратегических направлений развития нефтяной и газовой промышленности.

Анализ мирового опыта по освоению морских месторождений нефти и газа, накопленный в XX столетии, показал, что существующие технические средства и технологии не отвечают в полной мере разнообразным геологическим и природно-климатическим условиям, к которым могут быть отнесены [4]:

- высокая сейсмичность;
- наличие ледовых полей, айсбергов;
- возникновение цунами при землетрясениях; смерчи и ураганы, усилившиеся и участившиеся в последние годы;
- поверхностные течения, как следствие ураганов – вследствие высоких скоростей ветра;
- многолетняя мерзлота;
- глубины моря 1000 м и более.

При проектировании платформ должны быть учтены все дополнительные технические требования к эксплуатации (навигационные, авиационные, противопожарные, санитарные, охраны труда, окружающей среды и т. д.), организации строительства и техническому обслуживанию, которые могут повлиять на безопасность.

К числу малоизученных, но весьма опасных явлений природно-техногенного генезиса следует отнести геодинамические явления (сильные деформации, землетрясения, активизация разломов и др.), которые связаны с освоением недр и воздействием на них [5].

Проведенными исследованиями [3–12] установлено, что деформации земной поверхности достаточно широко распространены при разработке нефтяных и газовых месторождений. Уровень этих деформаций имеет широкий диапазон – наблюдаются оседания от нескольких миллиметров до нескольких метров. Последствия таких деформационных процессов состоят главным образом в смятии обсадных колонн, в частичном подтоплении поверхности на месторождениях, расположенных на равнинных территориях с густой речной сетью, иногда в проявлении локальных оползневых процессов. Вследствие отбора пластового флюида могут происходить внезапные глубокие оседания, которые по характеру протекания и вызываемому эффекту не отличаются от землетрясений. Перемещения земной поверхности в таких случаях бывают более значительными, чем при тектонических движениях земной коры.

Экологические и социально-экономические последствия могут быть как прямыми, так и косвенными.

Интенсивные техногенные смещения (просадки) земной поверхности (более 1–2 м) на длительно разрабатываемых месторождениях углеводородов – менее распространенное явление, но с весьма опасными последствиями. Основные и наиболее опасные формы этих

последствий – сильные деформации наземных (надводных) сооружений, разрыв коммуникаций, слом обсадных колонн добывающих скважин, заболачивание и затопление опускающихся участков земной поверхности и др. Экологические последствия, как правило, необратимы. Интенсивное, обширное проседание земной поверхности при длительной разработке месторождений углеводородов возможно, как правило, при сочетании следующих условий:

- значительная площадь разрабатываемого месторождения (≥ 25 км^2);
- значительная толщина продуктивных отложений (≥ 100 м);
- относительно небольшая глубина разрабатываемых интервалов геологического разреза (до 2000 м);
- высокая пористость пород резервуара (≥ 25 %);
- быстрый темп и/или большие объемы отбираемого пластового флюида;
- отсутствие системы поддержания пластового давления на месторождении.

Повышение качества и эффективности процессов проектирования морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ является одним из важнейших стратегических направлений развития нефтяной и газовой промышленности.

Наибольшую опасность представляют собой проседания земной поверхности в результате продолжительного отбора пластового флюида разрабатываемых морских месторождений углеводородов с использованием гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ, которые не учитываются требованиями ГОСТ Р 54483-2011 [1].

Вертикальные деформации (просадки) земной поверхности инструментально зафиксированы над разрабатываемыми нефтяными месторождениями и, гораздо реже, – над газовыми. Информацию о деформационных процессах получают из результатов специальных инструментальных наблюдений – повторных нивелировок или спутниковых геодезических наблюдений. Поэтому начало и первые этапы развития аномальных (катастрофических) просадочных явлений на разрабатываемых месторождениях углеводородов могут быть незамеченными, если отсутствует соответствующий контроль. Неконтролируемые деформации (просадки) обнаруживаются лишь по достижении ими опасных значений, когда уже необходимо привлекать значительные материальные и финансовые ресурсы на ликвидацию последствий развития этих деформаций [5].

Можно привести примеры масштабных изменений земной поверхности, произошедших в процессе длительной разработки нефтегазовых месторождений. Например, на старых нефтяных месторождениях Азербайджана – Балиханы, Сабунчи, Романы земная поверхность оседает до сих пор и обусловливает горизонтальное движение пластов недр. Оседание земной поверхности приводит к разрушению трубопроводов, зданий, кабелей, железных и автодорог, линий электропередач, мостов, затоплению территорий. В России эти процессы наиболее активно проявляются на Старогрозненском месторождении, где периодически происходят землетрясения. В 1971 г. там были зафиксированы толчки магнитудой 7 баллов с эпицентром в 16 км от Грозного [6].

Амплитуда просадки земной поверхности нефтяного месторождения Wilmington (США) при глубине залегания залежи 760–1830 м за 38 лет с 1928 по 1966 г. составила 8,8 м и завершилась одновременным срезом 200 скважин со смещением к центру воронки.

Одно из трех самых крупных нефтегазовых месторождений Норвегии Ekofisk с первоначальными извлекаемыми запасами нефти 569 млн т и 165 млрд м^3 газа при глубине залегания залежи 3000 м и глубине моря около 60 м, открытое в декабре 1969 г., расположено в Норвежском секторе Северного моря. В июле 1971 г. месторождение было введено в разработку. Добыча нефти из четырех скважин составляла 4450 т/сут. Наибольшие отборы были в 1977–1979 гг., когда 30 скважин давали до 14 млн т/год нефти. Планировалось, что разработка месторождения будет продолжаться 40 лет до 2011 г. (срок окончания аренды участка). При этом будет извлечено около 250 млн т нефти, или 27 % начальных

геологических запасов за счет первичных и вторичных методов. Исходя из этих параметров были спроектированы производственные объекты и обустроено месторождение. Однако, по данным [7], срок разработки планировалось продлить до 2060 г. благодаря увеличению срока службы имеющихся платформ, других морских сооружений и другим факторам [8]. Амплитуда просадки дна в Северном море на месторождении Ekofisk с 1984 до середины 1985 г. составила 2,6 м, что привело к крену и погружению гравитационной платформы под воду. Скорость проседания составила 0,4 м/год, в 1994 г. проседание дна достигло 6 м, а в 1999 г. – 7,8 м. Наращивание морской платформы и последующие мероприятия по предотвращению дальнейшей просадки дна привели к значительным и не запланированным ранее финансовым затратам [5].

Аналогичные геологические процессы, но в меньших масштабах, выявлены и на соседних месторождениях (Valhall и др.). Следует отметить, что только стоимость отдельных морских стационарных нефтегазовых платформ достигает 1–2 млрд долл., а ущерб от загрязнения окружающей среды и упущенная выгода недропользователя от полной потери платформы и недополучения углеводородов могут достигать десятков и сотен миллиардов долларов. Для ликвидации просадки одной из нескольких опор гравитационной морской стационарной нефтегазовой платформы в Северном море потребовались усилия и финансовые средства, сопоставимые с высадкой человека на Луну.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о том, насколько актуальна проблема обеспечения промышленной, экономической и экологической безопасности разработки месторождений углеводородов с использованием морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ, связанная с проседанием земной поверхности в результате продолжительного отбора пластового флюида, которая может быть решена на стадии составления технологической схемы разработки залежи и проектирования морской платформы. ■

К числу малоизученных, но весьма опасных явлений природно-техногенного генезиса следует отнести геодинамические явления (сильные деформации, землетрясения, активизация разломов и др.), которые связаны с освоением недр и воздействием на них.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 54483-2011 (ИСО 19900:2002). Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования.

2. СП 11-114-2004. Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений.

3. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 373 с.

4. Мищевич В.И., Уманчик Н.П. Универсальные технологические объекты для ведения разведочных работ, пробной эксплуатации, добычи нефти и газа на шельфе морей с различными природно-климатическими условиями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 5. – С. 11–17.

5. Снижение техногенной нагрузки на недра и окружающую среду при освоении месторождений / А.Н. Дмитриевский, К.С. Басниев, А.Д. Седых [и др.] // Газовая промышленность. 2000. – № 4. – С. 45–48.

6. Зуев А. Нефть и природа. Конфликт или гармония // ТЭК России. – 2011. – № 11. – С. 12–19.

7. Editorial Pilot Waterflood at Ekofisk looks good // Ocean Industry. – 1982. – Vol. 17. – № 2. – P. 72–75.

8. Лычев В.С. Особенности разработки месторождения Экофиск Северного моря // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 11. – С. 25–28.

9. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 467 с.

10. Степанов А.Н. К характеристике тектоники и неотектоники Северного и Среднего Каспия для учета их в проектной документации, представляемой на государственную экологическую экспертизу // Экологическая экспертиза и ОВОС. – 1998. – № 4. – С. 23–29.

11. Касьянова Н.А., Репей А.М. Оценка и учет геодинамических рисков при проектировании обустройства морских нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 38–42.

12. Пространственно-временной прогноз техногенной осадки морского дна на полный срок эксплуатации месторождения им. Ю. Корчагина / Н.А. Касьянова, Ю.Ф. Баюканский, А.М. Репей [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 50–54.

УДК 629.5.02+519.876

ОЦЕНКА ИНДЕКСА ЖИВУЧЕСТИ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Ю. А. Харченко, д-р техн. наук, профессор
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
Г.Э. Атаян, заместитель генерального директора
ООО «Газпромгазобезопасность»;
А.Ю. Мелехова
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
E-mail: nastya-melehova@mail.ru

Ключевые слова: арктический шельф; полупогружные буровые установки; индекс живучести; инициирующие факторы; дерево событий; барьеры безопасности; ледовые воздействия; степени потери живучести; коэффициенты готовности; мониторинг и управление ледовой обстановкой; ледовый класс; вероятностный анализ.

Аннотация. Обеспечение комплексной безопасности плавучих буровых установок (ПБУ) в процессе освоения арктического шельфа РФ является крайне актуальной проблемой. При проектировании ПБУ возможные нагрузки и воздействия учитываются с использованием детерминистического подхода, тогда как большинство воздействующих на них факторов имеют вероятностную природу и значения этих факторов могут периодически превышать принятые проектные значения. В статье предложен вероятностный подход, предполагающий расчет индекса живучести ПБУ по дереву событий при воздействии того или иного инициирующего фактора. Описана методология подхода, проанализированы результаты расчетов на примере работы ПБУ в ледовых условиях. Такой подход позволяет учитывать многовариантность сценариев влияния внешних факторов на состояние ПБУ, а также различные компоненты барьеров безопасности.

В последние годы российские нефтегазовые компании активизировали работы по освоению шельфовых углеводородных ресурсов, расположенных на глубоководных акваториях замерзающих морей. Для их освоения необходим большой объем буровых работ, для выполнения которых требуется привлечение плавучих буровых установок. Как известно [1], безопасная эксплуатация таких технических средств зависит от ряда факторов как техногенного, так и природного происхождения. К таким факторам относятся газонефтеводопроявления (ГНВП) на скважинах [2], утечки углеводородов из технологического оборудования, столкновения с судами и вертолетами, волновetровые и ледовые воздействия и т. д.

Для компенсации негативного воздействия этих факторов ПБУ обладают рядом свойств, которые обеспечивают безопасное проведение буровых работ в течение длительного времени [3]. Использование детерминистического подхода, в рамках которого основные параметры и характеристики установки определяются исходя из средних или выборочных (по их повторяемости) значений влияющих факторов [3], позволяет учитывать при проектировании ПБУ возможные нагрузки и воздействия. Между тем, большинство воздействующих факторов имеют вероятностную природу и их значения

могут периодически превышать принятые проектные значения. Результатом таких запроектных воздействий может быть локальное повреждение, которое при определенных условиях может перерасти к аварии с тяжелыми последствиями.

Для анализа поведения ПБУ при запроектных воздействиях, как показано в работе [1], целесообразно привлекать вероятностные методы. Дополнение детерминистического подхода вероятностным при оценке безопасности ПБУ позволит повысить степень ее достоверности в условиях одновременного воздействия различных влияющих (инициирующих) факторов.

Для оценки комплексной безопасности ПБУ с использованием вероятностного подхода целесообразно применять такой критерий, как живучесть [4], который, выступая как внутреннее интегральное свойство технического средства, зависит от его мореходных и технологических качеств.

Вследствие высокого уровня неопределенности, связанной с типом и интенсивностью возможных экстремальных воздействий и вызываемых ими повреждений, а также способностью системы «сопротивляться» экстремальным воздействиям, мера живучести должна быть вероятностной, т. е. определяться вероятностью сохранения системой заданных функциональных свойств φ [5, 6]

$$G = f(P[\varphi]). \qquad (1)$$

В связи с тем, что свойства, характеризующие живучесть ПБУ, начинают проявляться только после того, как оно подверглось экстремальному воздействию, то и мера живучести должна определяться условной вероятностью сохранения работоспособности при этих же условиях, т. е. при экстремальных воздействиях A_i

$$A_i : G = f(P[\varphi]\ A_i). \qquad (2)$$

В зависимости от интенсивности инициирующих факторов (ИФ) и эффективности работы систем обеспечения живучести ПБУ после воздействия ИФ – A_i, в конечном счете перейдет в одно из возможных состояний (или останется в прежнем):

1 – полная потеря живучести;

2 – сильная потеря живучести – временно неработоспособное состояние с возможным восстановлением работоспособности (ПБУ временно не обладает живучестью);

3 – средняя потеря живучести – работоспособное состояние, при котором задачи выполняются с ограничениями (ПБУ обладает ограниченной живучестью);

4 – слабая потеря живучести – работоспособное состояние с выполнением задач без ограничений после воздействия (ПБУ обладает 100%-м свойством живучести);

5 – состояние работоспособности без изменений (нормальный режим).

В табл. 1 представлена такая градация потери живучести ПБУ с привязкой к возможным результатам воздействия инициирующих факторов.

Влияние каждого из инициирующих факторов определяется частотой и тяжестью последствий аварий, которые могут возникнуть в результате их воздействия. Для оценки эффективности различных мероприятий по обеспечению достаточного уровня живучести ПБУ на стадиях проектирования и эксплуатации необходимо иметь количественную оценку ее уровня живучести.

Как показывает анализ развития аварийных ситуаций на кораблях, судах и ПБУ [3, 4, 7, 8], основной причиной сильной и полной потери живучести являются каскадные процессы. Вероятность каскадного развития аварийной ситуации может служить мерой оценки живучести ПБУ. Наиболее плодотворным для ее количественной оценки, при наличии многовариантности инициирующих факторов и сценариев их влияния на состояния ПБУ, является подход, базирующийся на применении методологии анализа риска с использованием дерева событий и наличия барьеров безопасности [6, 9–12] (рис. 1). Для этого все возможные режимы эксплуатации ПБУ делятся на три группы.

1 – нормальная эксплуатация – Н.

2 – локальные инциденты и аварии R_L в результате воздействия экстремальных инициирующих факторов, которые приводят к средней и слабой потере живучести. В этом случае барьеры безопасности препятствуют развитию аварии.

3 – глобальные аварии R_G, которые развиваются, как правило, по каскадной модели и приводят к сильной и полной потере живучести. Такие аварии развиваются при недостаточной эффективности используемых барьеров безопасности.

Тогда уровень или индекс живучести может быть определен как

$$G = \frac{\sum_{i=1}^{k} R_{Li}}{\sum_{i=1}^{n} R_{Gj} + \sum_{i=1}^{k} R_{Li}}, \qquad (3)$$

где k – число инцидентов, приводящих к локальным ущербам и рискам; n – число аварийных ситуаций, развивающихся по каскадной модели и приводящих к глобальным ущербам и рискам.

Величина G является нормированной и может изменяться от 0 до 1. При $G \to 1$ локальные риски значительно превышают глобальные, и ПБУ обладает высокой живучестью. При

Таблица 1

Степень потери живучести ПБУ в соответствии с результатами воздействия инициирующего фактора

Номер	Степень потери живучести	Результат воздействия инициирующего фактора
1	Полная	Для персонала – гибель людей. Для ПБУ – потеря технического средства или повреждения, требующие ремонта в доке
2	Сильная	Для персонала – травмирование со значительным ущербом здоровью Для ПБУ – значительный ущерб, требующий длительного ремонта без докования
3	Средняя	Для персонала – травмирование, требующее первой медицинской помощи Для ПБУ – ремонт конструкций и оборудования технического средства силами персонала
4	Слабая	Для персонала – отсутствие травм Для ПБУ – косметический ремонт, нарушение технологического режима без повреждений оборудования
5	Без изменений	Для персонала – отсутствие травм ПБУ – работа в штатном режиме

$G \to 0$ локальные риски малы по сравнению с глобальными, т. е. существует высокая вероятность каскадного развития аварии и перехода ПБУ в состояния полной или временной потери живучести (работоспособности).

Вероятность реализации локальных и глобальных рисков для расчета индекса живучести ПБУ может быть оценена с использованием дерева событий по каждому инициирующему фактору A_j (j = 1,2...m).

1. Вероятность локального риска R_L, обусловленного локальными повреждениями V_i (i = 1,2...k), которые вызваны инициирующим фактором A_j.

$$R_L = \sum_{i=1}^{k} R\left[V_i \mid A_j\right] \cdot P\left[A_j\right]. \quad (4)$$

2. Глобальный риск

$$R_G = P[Z_r] \quad (5)$$

связан с потерей работоспособности ПБУ в целом в результате цепочки событий:

- экстремального воздействия инициирующего фактора (природного или техногенного) A_j;
- локального повреждения V_i одного из элементов ПБУ;
- каскадного развития аварии Z_r с ущербом $Y_{Gr}[Z_r]$, состоящего из последовательности отказов барьеров безопасности и завершающегося полным нарушением работоспособности.

Вероятность $P[Z_r]$ может быть определена с помощью цепочки условных вероятностей реализации последовательных событий

$$P[Z_r] = \\ = P[A_j] \cdot P[V_i|A_j] \cdot P[Z_r|V_i|A_j]. \quad (6)$$

Таким образом, вероятность потери работоспособности ПБУ определяется тремя событиями:

- вероятностью экстремального воздействия $P[A_j]$;
- вероятностью получения локального повреждения $P[V_i|A_j]$;
- вероятностью $P[Z_r|V_i|A_j]$ потери живучести ПБУ в результате каскадного развития аварии от локального повреждения V_i при воздействии инициирующего фактора A_j.

Допустимый индекс живучести для плавучих буровых установок рассчитывается из условия возможности перерастания не более одного из 1 тыс. локальных повреждений в глобальную аварию. При этом $G \geq 0{,}999$. При эксплуатации ПБУ на акваториях арктических морей одним из главных факторов, влияющих на безопасность проведения буровых работ, являются ледовые образования. Именно длительность ледового

периода до настоящего времени – основной фактор, сокращающий продолжительность буровых работ, а следовательно, и эффективность освоения морского арктического месторождения.

В настоящее время в ряде стран, включая Россию [3], ведутся работы по созданию ПБУ, способных работать в ледовых условиях. Так, в 2011 г. были построены две полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ) класса ice resistance, который предполагает возможность работы установки в условиях воздействия битого льда толщиной до 70 см. В настоящее время эти установки эксплуатируются на акватории Охотского моря, где ледовый период продолжается до 5 мес. Несмотря на наличие ледового класса PMPC, буровые работы с использованием этих ППБУ сворачиваются при угрозе появления ледовых полей.

Для оценки возможности проведения буровых работ в период льдообразования воспользуемся изложенной выше методологией расчета индекса живучести ПБУ. Необходимо отметить, что битый лед есть результат физического воздействия на сплошные ледовые поля, которое обычно проводится в рамках реализации системы управления ледовой обстановкой (СУЛО). Поэтому расчет живучести ПБУ должен осуществляться с учетом работы СУЛО. В рамках методологии оценки живучести ПБУ система управления ледовой обстановкой может рассматриваться как последовательность барьеров безопасности, которые предотвращают или снижают интенсивность воздействия ледовых образований на ПБУ.

Укрупненно СУЛО состоит из двух подсистем.

1. Подсистема контроля ледовой обстановки (КЛО), включающая региональные и локальные наблюдения и оценку ледовой обстановки.

Региональный контроль ледовой обстановки дает информацию во временных масштабах от одного до нескольких суток на расстоянии десятков–сотен километров и включает составление метеорологических прогнозов заблаговременностью 1 мес, информативную съемку всей покрытой льдом акватории 1–2 раза в сутки с помощью средств авиации или судов, построение карт по данным спутников за 2–3 сут (1 раз в неделю). Именно на основании данных регионального КЛО принимается решение о возможности проведения буровых работ в ледовый период и определяется перечень мероприятий, необходимых для обеспечения их безопасного ведения.

Влияние каждого из инициирующих факторов определяется частотой и тяжестью последствий аварий, которые могут возникнуть в результате их воздействия. Для оценки эффективности различных мероприятий по обеспечению достаточного уровня живучести ПБУ на стадиях проектирования и эксплуатации необходимо иметь количественную оценку ее уровня живучести.

2. Подсистема физического управления ледовой обстановкой (ФУЛО) включает ряд мероприятий, направленных на устранение или снижение ледовых нагрузок на ПБУ путем перевода сплошных ледовых полей в битый лед. Для этого обычно привлекаются от одного до трех ледоколов или судов ледового класса.

Наряду с упомянутыми КЛО и ФУЛО, к барьерам безопасности следует также относить конструктивные и организационные решения, которые реализуются на самой установке. Это ледовое подкрепление понтонов, система винтаризации жилых и технологических модулей установки, противовыбросовое оборудование, защита от затопления и противопожарная система.

Ледовые подкрепления могут быть оценены по ледовому классу [13], который характеризует способность плавучего технического средства противостоять ледовым нагрузкам определенной величины. В табл. 2 представлены данные ледовых классов судов, предназначенных для плавания в арктических морях, и условия их применения. Эти данные можно использовать для дальнейших расчетов, принимая во внимание, что допустимая толщина битого льда 70 см для ледового класса ППБУ ice resistance соответствует условиям работы ледового класса ice3 арктического судна.

Для оценки эффективности работы каждого барьера безопасности (ББ) используем коэффициент готовности K_n, который определяет вероятность того, что барьер безопасности n окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени (кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается) и сможет полностью или частично ликвидировать возникшую угрозу

Таблица 2

Ледовые арктические классы судов и условия их применения [13]

Ледовый класс	Допустимая толщина льда, м		Характер эксплуатации
	Самостоятельное плавание в мелкобитом разреженном льду со скоростью 5 уз	Плавание в канале за ледоколом в сплошном льду со скоростью 3 уз	
Ice1	0,40	0,35	Эпизодически
Ice2	0,55	0,50	Регулярно
Ice3	0,70	0,65	Регулярно

Ледовый класс	Допустимые тип и толщина льда	
	Зимне-весенняя навигация	Летне-осенняя навигация
Arc4	Тонкий однолетний	Средний однолетний до 0,9 м
Arc5	Средний однолетний до 0,8 м	Средний однолетний
Arc6	Средний однолетний	Толстый однолетний до 1,5 м
Arc7	Толстый однолетний до 1,8 м	Двухлетний
Arc8	Многолетний до 3,4 м	Многолетний
Arc9	Многолетний	Многолетний

Примечание. Классификация льдов принята согласно «Номенклатуре морских льдов» Всемирной метеорологической организации («Sea Ice Nomenclature» of the World Meteorological Organization (WMO)):

Тип льда:	Толщина льда:
Многолетний	> 3,0 м
Двухлетний	> 2,0 м
Толстый однолетний	> 1,2 м
Средний однолетний	0,7–1,2 м
Тонкий однолетний	< 0,7 м

нарушения работоспособного состояния ПБУ.

Используя коэффициенты готовности K_n отдельных барьеров безопасности, можно рассчитать риски развития воздействий от инициирующего фактора A_j и, построив дерево событий на основе этих рисков (см. рис. 1), количественно оценить индекс живучести установки в этих условиях. Важно отметить, что K_n является вероятностной мерой эффективности отдельного ББ.

Коэффициент готовности подсистемы контроля ледовой обстановки определяется коэффициентами готовности технических средств, которые используются для его проведения, а также природно-климатическими факторами в районе выполнения КЛО. Для судов основными факторами, влияющими на их коэффициент готовности, являются туманы и штормы, которые ухудшают видимость и возможности плавания для сбора информации. Для авиации к таким факторам в зимний период относятся туманы, интенсивные снегопады, метели и сплошная облачность, создающие ограниченную видимость и помехи для полетов, а для космических спутников помехами являются туманы и сплошная облачность, ухудшающие обзор района наблюдения. Коэффициент готовности подсистемы физического управления ледовой обстановкой определяется числом привлеченных

ледоколов и их техническими характеристиками.

Коэффициент готовности ледового подкрепления установки может быть определен с учетом ее ледового класса и характеристик окружающего льда. Рассчитаем по дереву событий индекс живучести для различных вариантов отказа того или иного ББ или их комбинаций для выделения наиболее важных из них в условиях воздействия льда. При наличии ББ в работоспособном состоянии примем его K_n = 0,9, а при отсутствии ББ или при неработоспособном состоянии – 0.

Изменением коэффициентов готовности барьеров безопасности от 0,9 до 0 рассчитывается живучесть для четырех случаев:

- все барьеры безопасности функционируют (K_n = 0,9);
- не работает или отсутствует контроль ледовой обстановки (K_1 = 0);
- не работают или отсутствуют контроль ледовой обстановки и физическое управление ледовой обстановкой. Такая ситуация может возникнуть, например, при неточном определении характеристик ледовых полей в процессе выполнения КЛО (K_1 = 0; K_2 = 0);
- не работают или отсутствуют три барьера – контроль ледовой обстановки, ФУЛО и ледовое подкрепление. В этом случае невозможность своевременного контроля ледовой обстановки и, как следствие, невозможность ледокола справиться с ледовым полем дополняются высокой вероятностью повреждения бурового райзера или корпуса платформы (K_1 = 0; K_2 = 0; K_3 = 0). Результаты расчетов показаны на рис. 2.

Как видно, наиболее существенное снижение индекса живучести, т. е. безопасности ППБУ, наблюдается при отсутствии ледовых подкреплений установки. При этом отсутствие эффективного КЛО не позволяет получить заблаговременную информацию о ледовых угрозах и провести демобилизацию установки в безопасный

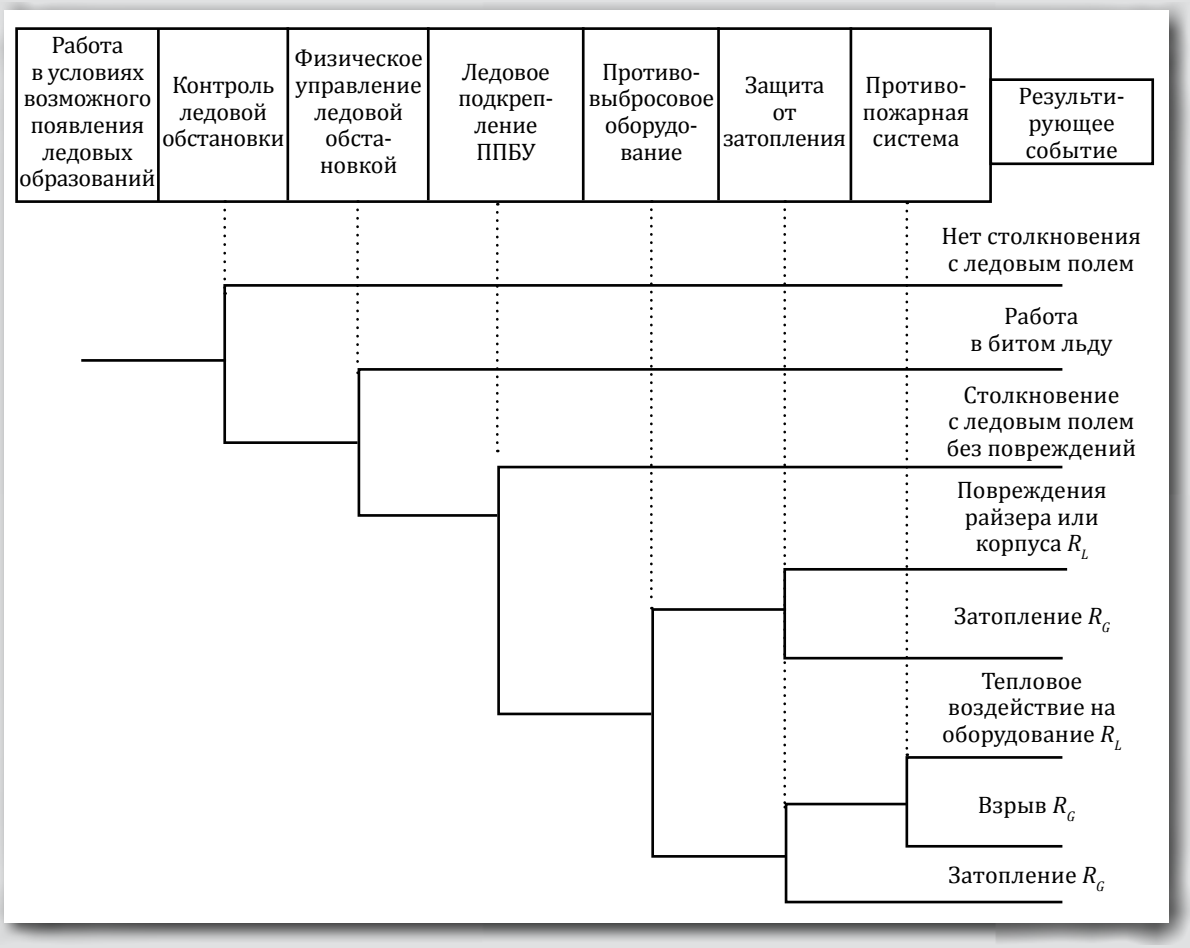

Рис. 1. Дерево событий при работе плавучей буровой установки в условиях возможных ледовых воздействий

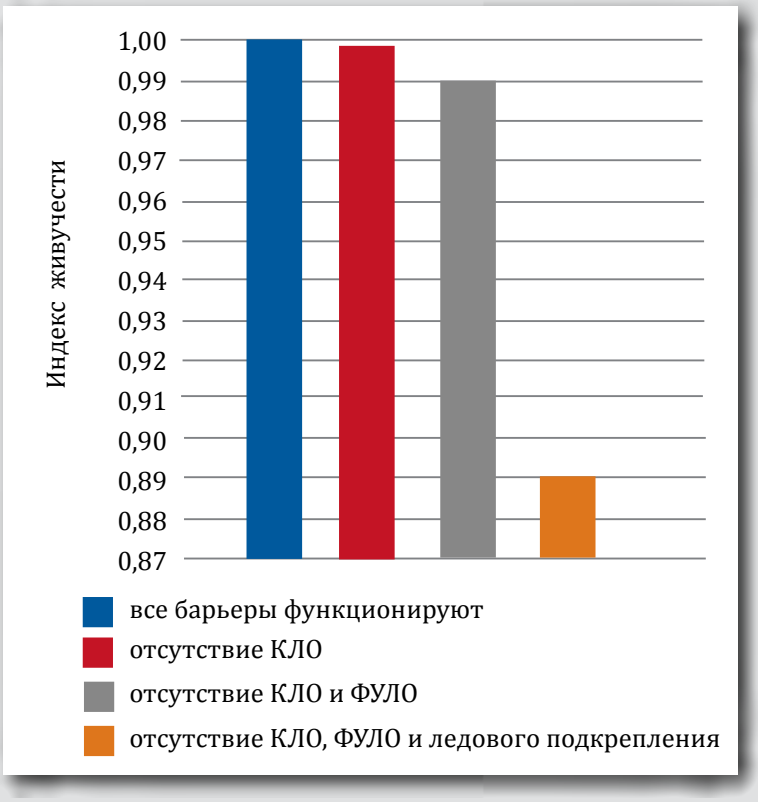

Рис. 2. Зависимость индекса живучести ППБУ от числа действующих барьеров безопасности

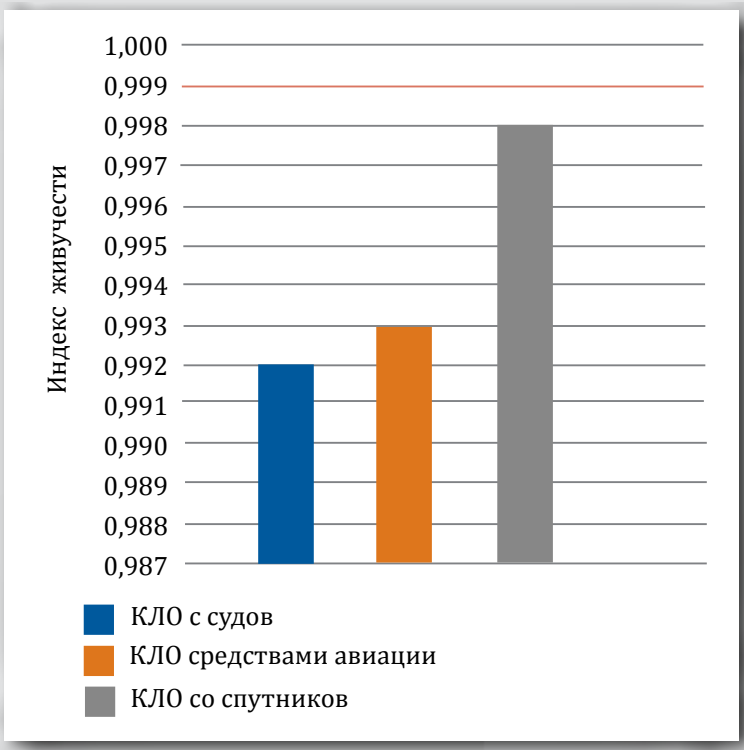

Рис. 3. Индекс живучести ППБУ ледового класса arc5 для различных вариантов обеспечения контроля ледовой обстановки КЛО при отсутствии физического управления ледовой обстановкой ФУЛО

район. Отсутствие только КЛО при наличии эффективно действующего ФУЛО и ледовых подкреплениях (ЛП) установки позволяет обеспечить ее высокий уровень живучести. Однако в этом случае эффективность ФУЛО и ЛП возможна только при соответствующих характеристиках льда.

Как уже отмечалось, региональный контроль ледовой обстановки осуществляется тремя компонентами – космическими спутниками, авиацией и судами. Их эффективность в значительной мере определяется гидрометеорологическими условиями в районе. Анализ влияния последних на эффективность работы каждого компонента КЛО показывает, что космические спутники подвержены их наименьшему воздействию [14]. На рис. 3 приведены результаты расчета значений индекса живучести при осуществлении КЛО одного из трех его компонентов. По результатам расчетов наибольшей эффективностью обеспечения контроля за ледовой обстановкой обладают спутники. Однако в настоящее время основная часть информации о состоянии ледового покрова в арктическом регионе получается в рамках международного сотрудничества со спутников иностранных производителей [14]. Такой способ получения информации в условиях санкций весьма ненадежен. Отключение подсистемы ФУЛО в данном случае использовалось для более четкого выделения влияния КЛО на индекс живучести. Хотя, как видно, отсутствие ФУЛО не позволяет обеспечить необходимый для безопасной работы индекс живучести ледостойкой ППБУ.

На рис. 4 приведены результаты расчетов индекса живучести ППБУ при обеспечении контроля ледовой обстановки средствами авиации и судами и применении ФУЛО для ППБУ с

ледовым классом ice resistance. В расчетах коэффициент готовности подсистемы ФУЛО варьировался путем изменения числа ледоколов, привлекаемых для работ по управлению ледовой обстановкой. При привлечении трех ледоколов K_2 = = 0,9, при двух ледоколах K_2 = 0,7, а при использовании одного ледокола K_2 = 0,3. При использовании только авиационной и судовой компонент КЛО обеспечение необходимого уровня живучести ППБУ ледового класса возможно только при применении в подсистеме физического управления ледовой обстановки минимум двух ледоколов. Применение космических спутников совместно со средствами авиации и судами позволяет повысить уровень живучести ППБУ ледового класса ice3, соответствующего классу ice resistance существующих ППБУ, даже при отсутствии поддержки ледоколов до значений выше минимально допустимого уровня.

В то время как ледовые классы arc4 и arc5 при тех же средствах контроля ледовой обстановки способны обеспечить уровень живучести ППБУ выше минимально допустимого даже без привлечения ледоколов (рис. 5).

Заключение

Плавучие буровые установки в процессе их эксплуатации подвержены воздействиям техногенного и природного происхождения. Для обеспечения безопасной работы ПБУ параметры этих воздействий учитываются в конструкции установки в рамках детерминистического подхода. Между тем данные воздействия имеют вероятностную природу и их мгновенные значения могут превышать средние значения, которые используются при проектировании этих установок. Вероятностный анализ дополняет детерминистический подход при определении условий безопасной эксплуатации ПБУ и позволяет оценить способность установки противостоять запроектным нагрузкам, сохраняя при этом свое работоспособное состояние. Данную способность (свойство) ПБУ предложено оценивать с использованием индекса живучести G (формула 3). Количественную оценку величины G при наличии многовариантности инициирующих факторов и сценариев их влияния на состояния ПБУ предложено проводить в рамках теории анализа риска с использованием дерева событий и наличия барьеров безопасности.

На примере укрупненного анализа эксплуатации полупогружной плавучей буровой установки при использовании системы управления ледовой обстановкой показана методология вероятностного анализа безопасности ППБУ в ледовых условиях. Отмечено влияние различных компонентов СУЛО и

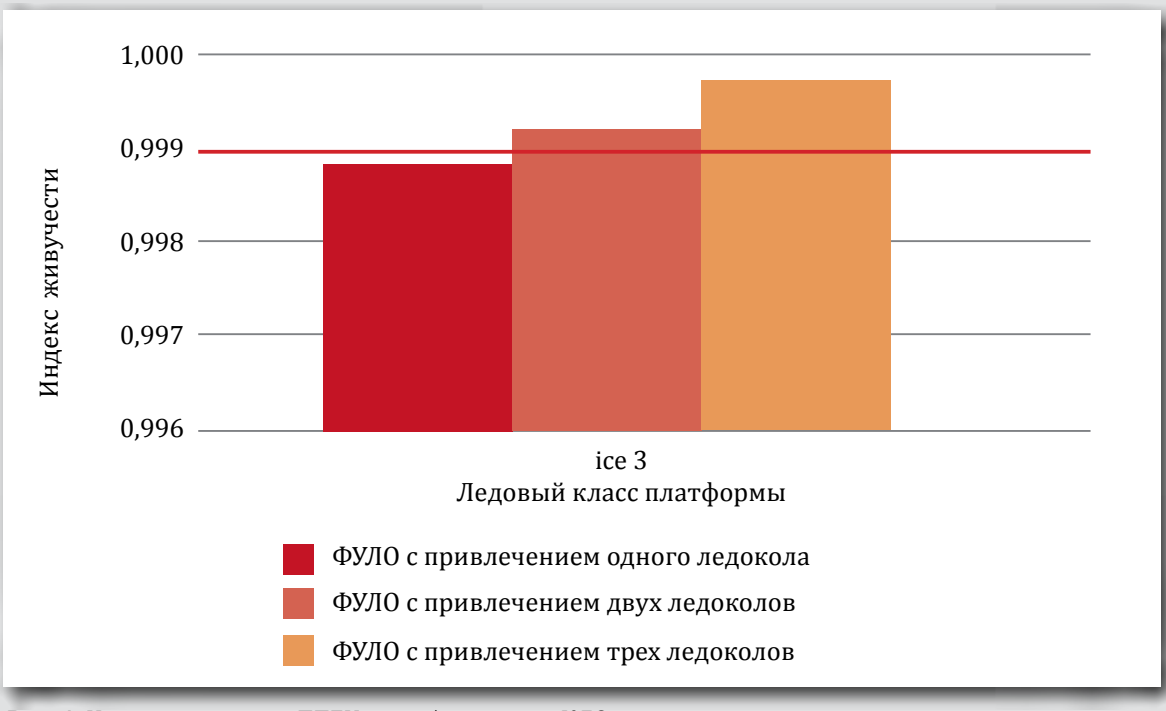

Рис. 4. Индекс живучести ППБУ при обеспечении КЛО средствами авиации и судами и применении ФУЛО

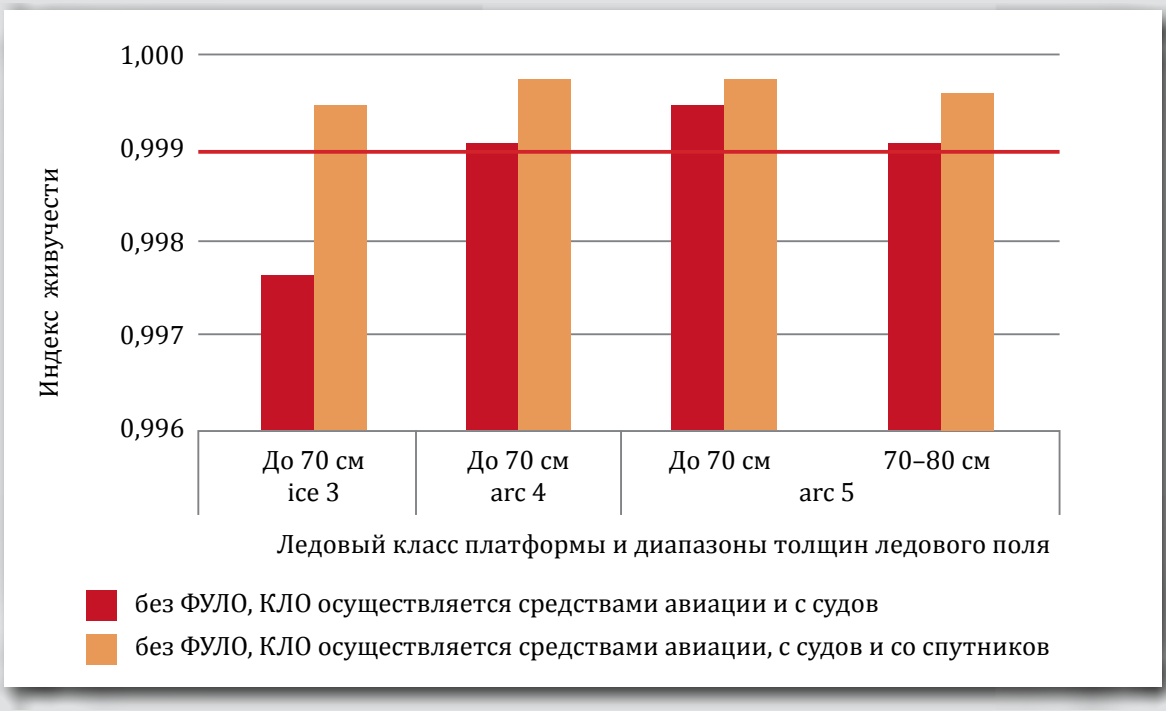

Рис. 5. Значения индекса живучести ППБУ при обеспечении КЛО средствами авиации, судами и спутниками и при отсутствии ФУЛО

конструктивных характеристик ППБУ на ее индекс живучести, который по своей сути является критерием уровня безопасной работы установки. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Харченко Ю.А., Гриценко А.И., Атаян Г.Э. Оценка безопасности плавучих технических средств нефтегазового комплекса с использованием критерия "живучесть" // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 2. – С. 51–56.

2. Чулков А.Д., Руденко С.В. Анализ рисков открытого фонтанирования при бурении скважин и эксплуатации нефтегазодобывающих платформ континентального шельфа на стадии проектирования: Матер. научн. семинара "Промышленная безопасность. Современные методы анализа техногенного риска в работах молодых ученых". – М.: НТЦ "Промышленная безопасность", 2004.

3. Плавучие полупогружные буровые установки: история, современность, перспективы: аналитический обзор. – СПб.: ФГУП "Крыловский государственный научный центр", 2014. – 212 с.

4. Харченко Ю.А., Тер-Саркисов Р.М., Калашников П.К. Живучесть плавучих нефтегазовых комплексов судового типа, предназначенных для работы в арктической зоне // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2017. – № 3. – С. 74–79.

5. Безопасность плавучих технологических платформ при работе в арктической зоне с учетом критерия "живучесть" / Ю.А. Харченко, Р.М. Тер-Саркисов, С.В. Балагура, Г.Э. Атаян // НТС Российского морского регистра судоходства. – 2017. – № 48/49. – С. 9–16.

6. Стекольников Ю.И. Живучесть систем. – СПб.: Политехника, 2002.– 155 с.

7. Жуков И.С. Барьеры безопасности: понятие, классификация, концепции // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 5. – С. 49–56.

8. Портной А.С. Теория риска при проектировании морской техники. – СПб.: ГМТУ, 2008. – 204 с.

9. Анализ риска и обеспечение безопасности при проведении морских операций и работ на шельфе / Н.А. Вальдман, Н.В. Жарких, А.Н. Маляренко, Д.М. Яковлев.– СПб.: ФГУП "Крыловский государственный научный центр", 2018. – 258 с.

10. Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: учеб. пособие. Ч. 2, Безопасность и риски при эксплуатации месторождений в Арктике. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ), 2018. – 291 с.

11. Махутов Н.А., Резников Д.О. Оценка живучести сложных технических систем // НИС ВИНИТИ "Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций". – 2009. – № 3. – С. 47–66.

12. Сафонов В.С., Пааске Б. Российско-норвежский проект "Баренц-2020": гармонизация стандартов в области анализа риска // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 4. – С. 10–15.

13. Правила классификации и постройки морских судов. – СПб.: Российский морской регистр судоходства. Ч. 1, Классификация, – 2017.

14. Спутниковый мониторинг морских льдов / В.Г. Смирнов, А.В. Бушуев, И.А. Бычкова [и др.] // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2010. – № 2. – 85 с.

УДК 504.75

АВАРИЙНЫЕ РАЗЛИВЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ – АКТУАЛЬНАЯ ПРОБЛЕМА РОССИИ

А.А. Соловьянов, научный руководитель, д-р хим. наук, профессор
ФГБУ «ВНИИЭкология»

Ключевые слова: аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; планы ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН).

Аннотация. Проблема загрязнения территории и акваторий Российской Федерации нефтью и нефтепродуктами имеет весьма серьезное значение, поскольку наша страна является одной из ведущих нефтедобывающих держав мира. Ежегодно в стране происходят десятки тысяч аварий, в результате которых в окружающую среду поступает, по разным данным, от 0,1 до 1,0 млн т нефтяных углеводородов. Основная причина аварийных разливов заключается в изношенности оборудования для хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Недостатки имеют планы ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН). В статье описана ситуация с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации и с организацией ликвидации их последствий.

Наша страна, являясь одной из ведущих нефтедобывающих держав мира, имеет весьма серьезные проблемы, связанные с загрязнением территории и акваторий Российской Федерации нефтью и нефтепродуктами. Ситуация обостряется еще и потому, что объемы добычи углеводородов, их переработки, хранения и транспортировки в стране растут непрерывно.

Особенностью аварийных разливов нефти и нефтепродуктов является то, что они могут происходить в любом месте – в море, в пресном водоеме, болоте, на поверхности земельного участка различного рельефа, на гладкой поверхности территории производственного объекта. По данным Министерства энергетики, в 2019 г. на предприятиях топливно-энергетического комплекса произошло более 17 тыс. аварий с разливами нефти, из них 10,5 тыс. – на нефтепроводах.

В основном нефтедобывающем регионе страны – Ханты-Мансийском автономном округе – Югре (ХМАО), лишь в 2017 г. официально зарегистрировано 3516 аварийных разливов, связанных с добычей углеводородного сырья, из них 1984 разлива произошли при порывах нефтепроводов и 52 – газопроводов. По состоянию на 1 января 2018 г. в официальном реестре загрязненных территорий в ХМАО числилось 17997 участков (общей площадью около 3569 га), в том числе загрязненных нефтью и нефтепродуктами – 13363 участка площадью 2696 га (75,54 % от всей площади).

При этом надо иметь в виду, что приведенные официальные данные далеко не полностью отражают ситуацию, поскольку владельцы лицензионных участков, на которых совершаются операции с углеводородами, стараются скрыть истинные размеры происшествий. Так, в 2018 г., по данным недропользователей, объем разлитой нефти составил 5 тыс. т, но, по данным Росприроднадзора, 17 тыс. т, а по данным Минприроды России, даже 1500 тыс. т.

К наиболее крупным авариям только в 2020 г., которые подробно обсуждались в средствах массовой информации, относятся:

- разлив мазута в порту Находки 14 марта, когда в резуль-

тате взрыва цистерны в окружающую среду попало свыше 2,5 тыс. т мазута, значительная часть которого стекла в городской водоем – оз. Солёное;

- разлив дизтоплива в Норильске 29 марта, когда лопнул резервуар с дизельным топливом на ТЭЦ-3 и свыше 20 тыс. т дизельного топлива загрязнили около 180 тыс. м^2 тундры, попали в р. Амбарную, а из нее уже в оз. Пясино, из которого, в свою очередь, вытекают реки, идущие в Карское море;
- разлив нефтепродуктов в Химках 25 июня, в результате которого было загрязнено около 23 тыс. м^2 территории и большое нефтяное пятно оказалось в р. Грачевке;
- разлив нефтепродуктов в порту Хатанги 27 сентября, когда произошел разрыв временного трубопровода, ведущего от танкера «Ленанефть-2060» на склад ГСМ ООО «Энергия», и около 1 т топлива попало в р. Хатангу и на почву;
- разлив дизтоплива в Новой Кежме в Красноярском крае 10 октября, когда лопнула цистерна с дизельным топливом во время ее перемещения на барже ООО «Приангарский ЛПК» через р. Ангару и в воду и почву попало около 500 тыс. л дизельного топлива.

Разливы нефти и нефтепродуктов классифицируются как чрезвычайные ситуации (ЧС) в соответствии с Федеральным законом от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Для опасных производственных объектов (ОПО), на которых добываются, перерабатываются, хранятся, транспортируются и используются нефть и нефтепродукты, при наличии риска распространения их разливов за пределы ОПО должны разрабатываться, утверждаться и вводиться в действие планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН).

В настоящее время (в дальнейшем, в связи с принятием нового Федерального закона, ситуация может измениться) требования к ПЛАРН регламентируются нормативными правовыми актами, большинство которых были приняты еще в начале нулевых годов:

– Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» (ред. от 14.11.2014);

– Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»;

– приказ МПР РФ от 5 июня 2002 г. № 343 «О реализации постановления Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»;

– приказ МПР РФ от 12 сентября 2002 г. № 574 «Об утверждении Временных рекомендаций по разработке и введению в действие нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ»;

– приказ МПР РФ от 3 марта 2003 г. № 156 «Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации»;

– приказ МЧС РФ № 144 от 24.03.2003 г. «О совершенствовании работы в области борьбы с нефтеразливами»;

– приказ МЧС РФ от 28 декабря 2004 г. № 621 «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»;

– Постановление Правительства РФ от 14 ноября 2014 г. № 1188 «О внесении изменений в постановления Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 г. № 613 и от 15 апреля 2002 г. № 240»;

– Постановление Правительства РФ от 14.11.2014 г. № 1189 «Об организации предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне РФ»;

– приказ Минприроды России от 13.02.2019 г. № 85 «Об утверждении Методики расчета финансового обеспечения осуществления мероприятий, предусмотренных планом ПЛАРН на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне РФ, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе РФ, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне РФ».

Надо иметь в виду, что разливы нефти и нефтепродуктов как ЧС в соответствии с принятыми нормативными правовыми актами делятся на несколько типов в зависимости от массы и площади разлива нефти и нефтепродуктов на рельефе, на внутренних пресноводных водоемах и на море.

В случае разлива нефти и нефтепродуктов на рельефе на внутренних пресноводных водоемах их классифицируют как ЧС:

- локального значения – разлив до 100 т нефти и нефтепродуктов на территории объекта;
- муниципального значения – разлив от 100 до 500 т нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы муниципального образования либо разлив до 100 т нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы территории объекта;
- территориального значения – разлив от 500 до 1000 т нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы субъекта Российской Федерации либо разлив от 100 до 500 т нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы муниципального образования;
- регионального значения – разлив от 1000 до 5000 т нефти и нефтепродуктов либо разлив от 500 до 1000 т нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы субъекта Российской Федерации;
- федерального значения – разлив свыше 5000 т нефти и нефтепродуктов либо разлив нефти и нефтепродуктов вне зависимости от объема, выходящий за пределы государственной границы Российской Федерации.

Таким образом, из пяти упомянутых случаев разливов нефти и нефтепродуктов в 2020 г. произошло два особо крупных ЧС – одно регионального (в Находке 14 марта), другое федерального значения (в Норильске 29 марта). Последствия этих разливов не устранены до сих пор и будут ощущаться еще долгие годы.

Основными источниками разливов нефти и нефтепродуктов являются магистральные и промысловые трубопроводы, производственное оборудование, резервуарные парки, тара – бочки, баллоны, трубы нефтесервисного сортамента. Но при этом мало, кто упоминает, что проливы горюче-смазочных материалов (ГСМ), хотя и в относительно небольших количествах, происходят на территории практически всех производственных объектов (например, на территориях автозаправочных станций), где они используются. Чаще всего эти ГСМ смываются в канализационные системы или просто за территорию предприятия и оказываются в поверхностных водоемах.

Особенностью аварийных разливов нефти и нефтепродуктов является то, что они могут происходить в любом месте – в море, в пресном водоеме, болоте, на поверхности земельного участка различного рельефа, на гладкой поверхности территории производственного объекта. По данным Министерства энергетики, в 2019 г. на предприятиях топливно-энергетического комплекса произошло более 17 тыс. аварий с разливами нефти, из них 10,5 тыс. – на нефтепроводах.

И поэтому, по данным Росгидромета, вынос нефтепродуктов только в моря Северного Ледовитого океана составлял с 1994 по 2016 г. ориентировочно от 300 до 800 тыс. т ежегодно, или в общей сложности в этот интервал времени – около 11 млн т.

Первая и, наверное, самая главная проблема, обусловливающая большую частоту и масштабы аварийных разливов, заключается в состоянии оборудования, которое используется для хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов. Поэтому недаром в документе «Об основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 г. и дальнейшую перспективу», который был утвержден Указом Президента Российской Федерации от 6 мая 2018 г. № 198, говорится: «60–70 % оборудования, применяемого на опасных производственных объектах, отработало нормативные сроки службы. При таких условиях социально-экономический ущерб от аварий может оцениваться в 600–700 млрд р./год, что негативно скажется на экономической стабильности Российской Федерации». Эту проблему могут решить только сами предприятия, увеличив затраты на обновление и совершенствование соответствующего оборудования. Необходимо повысить и ответственность надзорных органов, которые должны обращать внимание природопользователей на дефекты оборудования и понуждать их к принятию необходимых мер по их устранению.

Вторая проблема, которая обусловливает масштабы негативных последствий аварийных разливов и длительность их проявления в объектах природной среды, связана с качеством ПЛАРН, которые должны разрабатываться на предприятиях, территориях и на федеральном уровне. Формально схема разработки ПЛАРН, его

Основными источниками разливов нефти и нефтепродуктов являются магистральные и промысловые трубопроводы, производственное оборудование, резервуарные парки, тара – бочки, баллоны, трубы нефтесервисного сортамента.

содержание, процессы согласования, утверждения, обновления и пр. в принятых нормативных правовых актах разработаны достаточно детально. Так, ПЛАРН должен предусматривать:

- прогнозирование возможных разливов нефти и нефтепродуктов;
- количество сил и средств, достаточное для ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с разливом нефти и нефтепродуктов, соответствие имеющихся на объекте сил и средств задачам ликвидации и необходимость привлечения профессиональных аварийно-спасательных формирований;
- организацию взаимодействия сил и средств;
- состав и дислокацию сил и средств;
- организацию управления, связи и оповещения;
- порядок обеспечения постоянной готовности сил и средств с указанием организаций, которые несут ответственность за их поддержание в установленной степени готовности;
- систему взаимного обмена информацией между организациями – участниками ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов;
- первоочередные действия при получении сигнала о чрезвычайной ситуации;
- географические, навигационно-гидрографические, гидрометеорологические и другие особенности района разлива нефти и нефтепродуктов, которые учитываются при организации и проведении операции по его ликвидации;
- обеспечение безопасности населения и оказание медицинской помощи;
- график проведения операций по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- организацию материально-технического, инженерного и финансового обеспечения операций по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Но при этом, как показывает опыт борьбы с разливами нефти и нефтепродуктов, большая часть этих позиций не имеет реального наполнения. Особенно ярко это проявилось при аварии в Норильске, когда к ликвидации разлива приступили только на 2-е сут, и значительная часть дизельного топлива спокойно сплавлялась по реке по направлению к Охотскому морю. Более того, средства, которые использовались для предотвращения распространения дизельного топлива и его сбора, были применены достаточно поздно и не отличались высокой эффективностью.

Нельзя надеяться, что принятие нового закона и новых нормативных правовых актов в сфере борьбы с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов быстро переломит ситуацию к лучшему – уж очень застарелой является эта проблема. Однако необходимо, чтобы государственные органы управления и природопользователи рассматривали ее как одну из самых приоритетных в природоохранной сфере и не ждали очередной крупной аварии, которая в очередной раз продемонстрирует нашу беспомощность и поставит в неудобное положение перед мировым сообществом.

В заключение можно дать несколько рекомендаций, принятие которых могло бы повысить эффективность прогнозирования аварийных ситуаций, реагирования на них и ликвидации их последствий:

- следует регулярно проводить и актуализировать инвентаризацию всех объектов, деятельность которых чревата разливами нефти и нефтепродуктов;
- следует провести ранжирование всех объектов, деятельность которых чревата разливами нефти и нефтепродуктов, по уровню риска разливов; сочетание этих рекомендаций даст возможность строить риск-ориентированный подход к контролю соответствующих объектов;
- для объектов, деятельность которых чревата разливами нефти и нефтепродуктов, необходимо разрабатывать компьютеризированные сценарии возникновения и развития наиболее вероятных аварий («древа аварий») в зависимости от производственных и природно-климатических условий;
- для каждого сценария развития аварии должны быть разработаны оптимальные компьютеризированные сценарии ее ликвидации, обеспечивающие минимизацию ее последствий, которые могли бы быть задействованы в самое короткое время после аварии;
- состав технических средств ПЛАРН должен регулярно обновляться исходя из ориентаций на современный уровень развития этих средств. ■

УДК 665.6

ОПЫТ ТРАНСНАЦИОНАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

К.Н. МИЛОВИДОВ, д-р экон. наук, профессор;
И.А. ХАЛИДОВ, канд. экон. наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
E-mail: khalidov.i@mail.ru

Ключевые слова: выбросы; CO_2; апстрим; мидстрим; даунстрим; водород; углерод.

Аннотация. В новой энергетике, ориентированной на жесткие климатические требования, большая роль принадлежит нефтегазовому сектору. Для ослабления последствий изменения климата до регламентируемых Парижским соглашением нефтегазовый сектор должен сократить к 2050 г. свои выбросы по крайней мере на 3,4 Гт эквивалента углекислого газа по сравнению с инерционным сценарием (бизнес как обычно), что означает 90%-е сокращение от текущих выбросов. В статье рассматриваются технологии, которые обусловливают большую часть эмиссии, вырабатываемой при деятельности нефтегазовых компаний.

Нефтегазовые компании ответственны за 9 % эмиссии парниковых газов, обязанной антропогенному фактору. Кроме того, они производят топливо, которое в цепочке себестоимости его производства порождает дополнительные 33 % в рамках глобальной эмиссии (рис. 1) [1].

Инвесторы требуют от компаний раскрытия последовательных, сопоставимых и надежных данных (годовые корпоративные отчеты). Климатические активисты и акционеры бросают вызов нефтяным гигантам США и Европы в отношении их климатической политики и планов сокращения выбросов. Инвесторы также все больше осознают экологические проблемы. На саммите ООН по климату альянс крупнейших в мире пенсионных фондов и страховщиков (активы которых составляют 2,4 трлн долл. США) обязался перевести свои инвестиционные активы на чистый нулевой уровень выбросов к 2050 г.

В то же время технологии возобновляемых источников энергии (ВИЭ) становятся все дешевле. В Соединенных Штатах с 2011 г. стоимость солнечной энергии как фотоэлектрической, так и коммунальной упала более чем на 70 %, а стоимость ветра – почти на две трети. К 2025 г. они могли бы конкурировать с производством электроэнергии на основе природного газа во многих других регионах.

Следует учитывать и другие факторы. Хотя глобальный рынок по-прежнему отсутствует, по данным Всемирного банка, налоги на выбросы углерода или торговые системы покрывают 20 % мировых выбросов по сравнению с 15 % в 2017 г. Многие европейские правительства планируют достичь обязательные целевые показатели выбросов парниковых газов и разрабатывают национальные энергетические и климатические планы.

Возможные варианты для нефтегазового сектора

Нефтегазовый сектор может сократить большую часть своих выбросов при средней стоимости менее 50 долл. США за 1 т CO_2 путем определения приоритетных технологий, наиболее эффективных с точки зрения затрат. Конкретные инициативы, которые компания выберет для сокращения своих выбросов, будут зависеть от таких факторов, как ее география, сочетание активов (шельф или суша, газ или нефть, сектор апстрим по сравнению с сектором даунстрим), а также от внутренней политики стран и практики управления нефтегазовым комплексом (регулирование, цены на углерод, доступность возобновляемых источников энергии, надежность и близость центральной энергосистемы).

Многие компании уже внедрили методы, которые могут существенно снизить углеродоемкость (обезуглероживать операции), например, более совершенные технологии технического обслуживания для уменьшения прерывистого сжигания и установки рекуперации паров для уменьшения утечек метана (рис. 2) [1].

При этом сокращение выбросов не обязательно будет достигаться дорогостоящими операциями. По оценкам наземных операторов, около 40 % выявленных инициатив имеют положительный чистый дисконтированный доход (NPV) в текущих ценах плюс 30 % стоимости дополнительных эффективных мероприятий при внутренней цене углерода 40 долл. США за 1 т CO_2 на операции.

Один из вариантов заключается в реализации инициатив, направленных на снижение выбросов путем использования природных поглотителей углерода, включая океаны, растения, леса и почву; они удаляют парниковые газы из атмосферы и снижают их концентрацию в воздухе. Растения и деревья секвестрируют около 2,4 млрд т CO_2 в год. Итальянская ENI объявила о планах засадить 20 млн акров леса в Африке (в четыре раза больше площади Уэльса).

Другие компании изучают способы финансирования этих защитных программ; компания Shell предлагает голландским потребителям платить за компенсацию выбросов от

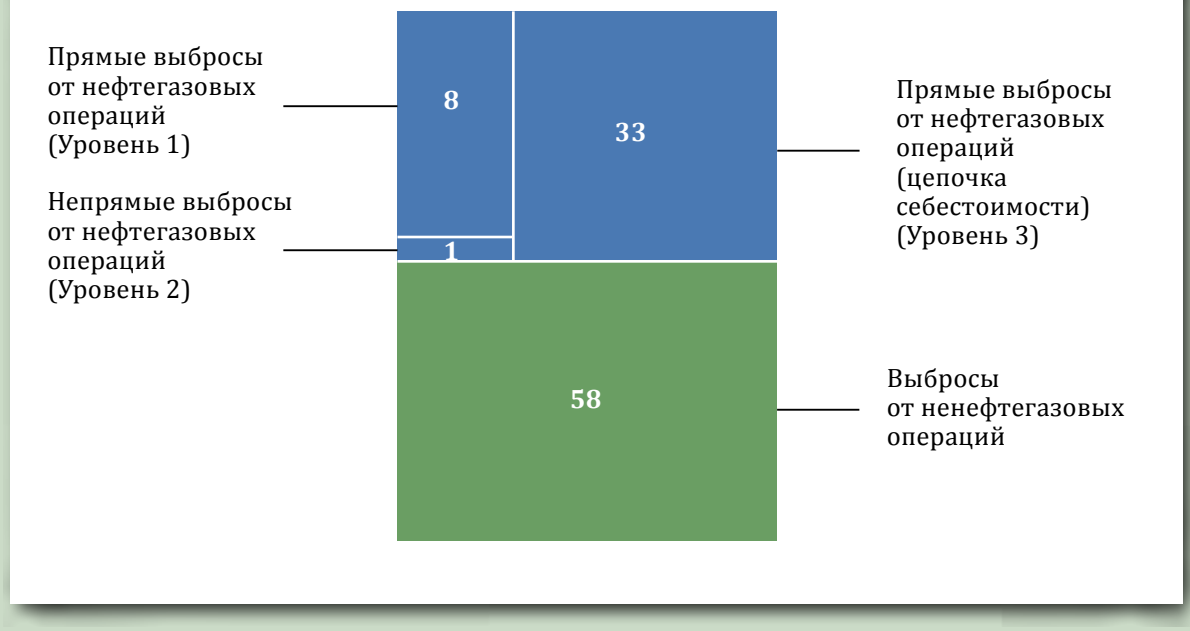

Рис. 1. Прямые и непрямые выбросы (%) от нефтегазовых операций глобальных выбросов CO_2

Источник: World 2018 CO_2 and CF_6 emissions from fuel combustion, Organization for economic Co-operation and Development (OECD) and IEA; world 2018 emissions of CO_2, CH_4, N_2O hydrofluorocarbons, and perfluorinated compounds, OECD and IEA; Global Greenhouse Gases Emissions EDGAR v4.3.2, European Commission Joint Research Centre, July 2017, edgar.jrc.ec.europa.eu; World energy outlook 2018, IEA, November 2018, iea.org

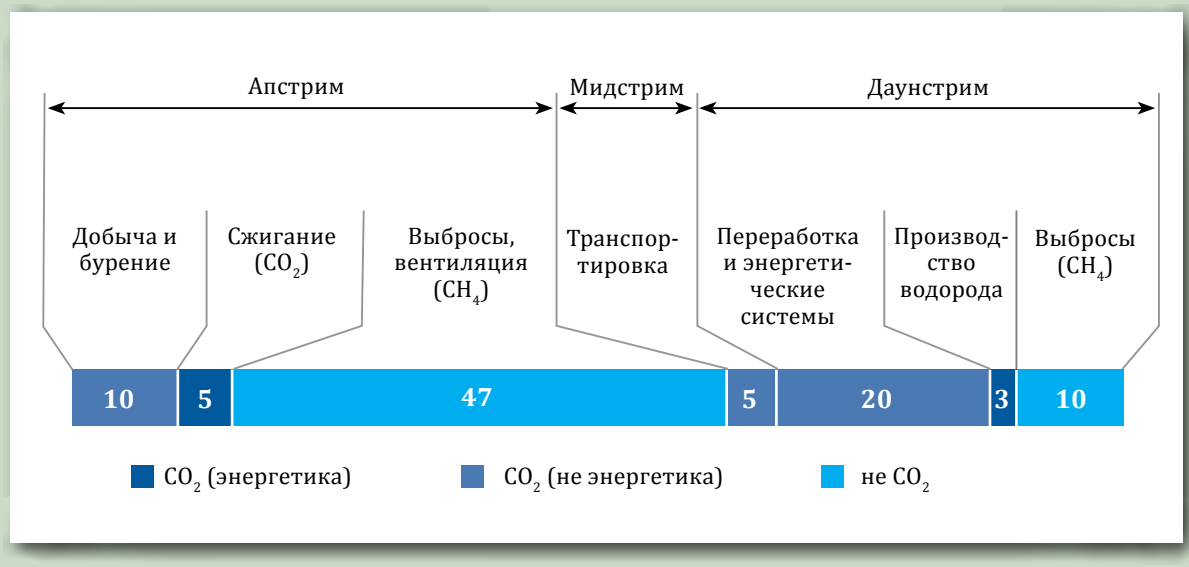

Рис. 2. Текущие технологии, обусловливающие большую часть эмиссии (%) нефтегазовых компаний

Источник: World 2018 CO_2 and CF_6 emissions from fuel combustion, Organization for economic Co-operation and Development (OECD) and IEA; world 2018 emissions of CO_2, CH_4, N_2O hydrofluorocarbons, and perfluorinated compounds, OECD and IEA; Global Greenhouse Gases Emissions EDGAR v.4.3.2, European Commission Joint Research Centre, July 2017, edgar.jrc.ec.europa.eu; World energy outlook 2018, IEA, November 2018, iea.org

розничной стоимости топлива. Стоимость поглотителей углерода не определена; оценки на 2030 г. варьируются от 6 до 120 долл. США за 1 т CO_2, в зависимости от источника и цели секвестрации. В целом компании секторов апстрим и даунстрим располагают различным набором опций.

Возможные действия компаний сектора апстрим

Компании сектора апстрим ответственны за 2/3 всего объема эмиссий. Рассмотрим некоторые виды деятельности нефтегазовых компаний и меры по сокращению парниковых газов [2]. В зависимости от выбранных вариантов и местных условий экономические показатели различных операций варьируются в широких пределах.

Смена источников питания. Одна из нефтегазовых компаний, ведущая разработку месторождения в Северном море, использует на месте проводимых операций возобновляемые источники энергии, чтобы обеспечить экономически эффективную альтернативу дизельному топливу. Заменив генераторы на солнечные фотоэлектрические и аккумуляторные установки, компания не только значительно сократила выбросы, но и за пять лет достигла окупаемости инвестиций. Также может быть эффективным подключение наземных буровых установок и платформ к центральной сети (в отличие от децентрализованной дизельной генерации): например, норвежская Equinor недавно подключила к этой сети основные производственные фонды месторождения Йохана Свердрупа, которое находится в 140 км от берега. Если бы добывающие компании электрифицировали большую часть своих операций, то к 2050 г. это могло бы привести к сокращению выбросов до 720 т CO_2 в год при расчетных затратах в размере 10 долл. США за 1 т CO_2 – в зависимости от местных затрат на электроэнергию.

Сокращение летучих выбросов. Компании могут сократить выбросы метана, мощного источника парниковых газов, путем улучшения обнаружения утечек и ремонта установок рекуперации паров или применения наилучших доступных технологий (двойные механические уплотнения на насосах, сухие газовые уплотнения на компрессорах и наборы углеродных уплотнительных колец на штоках клапанов). Одна из компаний заменила уплотнения в предохранительных клапанах высокого давления, которые, как было установлено, являются частым источником

утечек, а затем смогла монетизировать эти потоки сэкономленного или «захваченного» газа. По оценкам экспертов, сокращение летучих выбросов и сжигание в факелах могут способствовать ежегодному сокращению выбросов на 1,5 Гт CO_2 к 2050 г. при затратах менее 15 долл. США за 1 т CO_2.

Электрификация оборудования. Одна из компаний заменила газовые котлы электрическими системами производства пара, включая хранилища высокого давления для подачи пара в ночное время, для поддержки сепарационных установок. Проект окупится менее чем за десять лет. Во многих случаях уже представлены финансовые основания для использования солнечной энергии и газа вместо обычных котлов.

Снижение сжигания газа за счет повышения надежности оборудования. Опыт показывает, что 70 % всех выбросов от сжигания на факелах происходит, главным образом, из-за низкой надежности оборудования. Поэтому компании сосредоточили внимание на улучшении своей деятельности – проведении прогнозного технического обслуживания и замене оборудования. Эти меры не только сократили выбросы, но и увеличили объемы производства. Лучшие в своем классе операторы добиваются значительных успехов в повышении надежности благодаря региональному техническому обслуживанию. Прогнозная аналитика позволяет оценить снижение частоты простоев компрессоров или другого оборудования.

Сокращение планового сжигания газа на факелах за счет улучшения его дополнительной переработки и совершенствования инфраструктуры. Ограничения пропускной способности инфраструктуры могут привести к большим негативным последствиям. Например, в первом квартале 2019 г. на сланцевых месторождениях Пермского бассейна (расположен в США, в пределах штатов Техас, Нью-Мексико и Оклахома) сжигался рекордный объем газа – 661 млн фут^3/сут. Решение этой задачи требует дополнительных газоперерабатывающих мощностей, а также сборной и транспортной инфраструктуры. С этой целью построен газопровод Gulf Coast Express, который введен в эксплуатацию в сентябре 2018 г. В настоящее время обсуждается вопрос о дополнительном увеличении пропускной способности трубопроводов от Пермского бассейна до побережья Мексиканского залива мощностью 16 млрд фут^3/сут.

Увеличение улавливания, использования и хранения углерода (CUU). Хотя, по прогнозам, эта технология будет играть лишь незначительную роль в общей декарбонизации сектора апстрим, нефтегазовые компании все еще могут существенно влиять на принятие и развитие соответствующей программы. В настоящее время в коммерческой эксплуатации в США находятся 19 крупных объектов, еще четыре находятся в стадии строительства и 28 – в стадии разработки. Существует также ряд демонстрационных и пилотных проектов. Вместе строящиеся и эксплуатируемые заводы могут улавливать и хранить около 40 Мт CO_2 в год. К 2050 г. общая мощность может увеличиться в 200 раз. На этом рынке нефтяная промышленность имеет хорошие возможности для лидерства, поскольку она уже использует углерод, полученный с помощью CCU, для его последующей закачки с целью повышения нефтеотдачи пластов. Для этой нефти выбросы также менее интенсивны, чем для традиционно добываемой нефти.

Ряд стран стремится ускорить развитие CCU. Например, в 2018 г. Конгресс США принял положение (45Q), увеличивающее налоговый кредит, который электростанции и промышленные предприятия могут взять для хранения или использования захваченного углерода. Конгресс рассматривает законопроект, известный как USE IT, для поддержки строительства объектов и трубопроводов для CO_2 и финансирования исследований по прямому захвату выбросов. Бизнес-кейс для CCU работает только при определенных экономических условиях, таких как налоговые льготы или введение цен на углерод. Без какой-либо нормативной базы CCU не создают добавочной стоимости.

Для отдельных процессов в нефтегазовом секторе операции CCU обходятся в 20 долл. США за 1 т CO_2; в других отраслях промышленности, таких как цементная – от 100 до 200 долл. США за 1 т CO_2. Одним из таких проектов является проект «Чистый газ» в Северной Англии, где консорциум из шести нефтегазовых компаний строит первый коммерческий завод природного газа с полной мощностью CCU.

Реструктуризация портфелей активов. Операторы начинают пристально анализировать свои портфели активов в секторе апстрим. Например, отмечено, что залежи с высокой эмиссией характеризуются выбросами почти в три раза более интенсивными, чем залежи с самой низкой эмиссией. Сложно построенные залежи с высоковязкими углеводородами, в глубоких или сверхглубоких водах, изолированные друг от друга или с высоким давлением и температурой, требуют высокотехнологичного дорогостоящего оборудования, поэтому они могут оказаться менее привлекательными для разработки в будущем.

Возможные действия компаний сектора даунстрим

Операторы сектора даунстрим изучают возможности использования тех же подходов, таких как повышение энергоэффективности и электрификация низкотемпературной теплоты и энергии [3]. Но у них есть и отличительные особенности.

Энергетическая эффективность. Эффективность – важный фактор в любом сегменте нефтегазовой цепочки. Например, технология утилизации отработанной теплоты и среднетемпературные тепловые насосы на нефтегазоперерабатывающих заводах снижают количество первичной энергии, используемой при перегонке. Так, одна из компаний сэкономила 15 млн евро на капитальных затратах, ежечасно прогнозируя требуемое использование пара и включив его в термодинамическую модель для определения необходимых спецификаций для замены оборудования.

Следующий рубеж: «обезуглероживание» промышленных секторов

Зеленый водород. Производство водорода с помощью электролиза стало как более технически совершенным, так и менее дорогостоящим. По оценкам Bloomberg New Energy Finance, к 2050 г. стоимость водорода может упасть на две трети. Использование возобновляемых источников энергии вместо парового риформинга метана (SMR) для питания электролиза является способом сокращения выбросов нефтеперерабатывающими заводами – результат, известный как «зеленый водород». Альтернативный вариант – «голубой водород», который использует SMR плюс CCU.

Привлекательность различных технологий зависит от местных условий, в частности, от наличия дешевых накопительных мощностей или дешевой возобновляемой электроэнергии.

Зеленый водород – это не спекулятивная технология в нефтегазовой отрасли. ITM Power, британская компания по хранению энергии и чистому топливу строит крупнейший в мире завод по электролизу водорода на немецком нефтеперерабатывающем заводе при поддержке Европейского союза [4]. Выручка от продажи водорода будет поступать нефтеперерабатывающему заводу, который будет использовать его для переработки и модернизации своей продукции, а также для эффективного использования свободного денежного потока в энергосистеме Германии. Такая бизнес-модель оправдывает строительство установки.

Высокотемпературный электрический крекинг. В нефтепереработке несколько пилотных проектов для выработки теплоты используют электрические катушки (вместо топливного газа). Эта технология все еще находится на ранней стадии применения и имеет небольшие масштабы. Кроме того, экономика чувствительна к цене электроэнергии по сравнению с газом и к вариантам продажи топливного газа. Экономические показатели улучшаются, если инвестиции синхронизируются с естественным инвестиционным циклом для поддержки дополнительных капитальных затрат – и, конечно, если энергия может быть куплена или произведена при благоприятных финансовых условиях.

Более зеленое сырье. Замена некоторых видов обычного нефтяного сырья на нефтеперерабатывающих заводах на биосодержащее сырье или переработанные пластмассовые материалы (первоначально путем пиролиза или газификации) также позволяет сократить не только выбросы 1-го уровня, но и в значительной степени 3-го уровня. Во все более обезуглероживающемся мире это может продлить срок службы нефтеперерабатывающих активов. Планирование стратегии обезуглероживания исходит из того, что нефтегазовый сектор будет играть важную роль в глобальном энергетическом переходе; и то, как он встретит это будущее, зависит от принятой стратегии.

По мере того, как увеличивается прозрачность, можно рассчитывать на более благоприятные ожидания. Клиенты, сотрудники компаний и инвесторы уже выделяют лидеров. Нефтяные и газовые компании, которые опережают общий тренд, могут оказаться в лучшем положении, чтобы противостоять новым вызовам. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize. / C. Beck, S. Rashidbeigi, O. Roelofsen, E. Speelman. – McKinsey & Company, 2020 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize# (дата обращения: 07.11.2020 г.).

2. World Energy Outlook, 2018 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018 (дата обращения: 08.11.2020 г.).

3. International Energy Agency, 2018 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.iea.org (дата обращения: 09.11.2020 г.).

4. World's largest hydrogen electrolysis in Shell's Rhineland refinery, ITM Power, 2019 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.itm-power.com (дата обращения: 08.11.2020 г.).

УДК 553.38

ГЛУБИННЫЙ ГЕНЕЗИС ПРИРОДНОГО ГАЗА В ВЕРХНИХ СЛОЯХ И НА ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ АРКТИЧЕСКОГО СЕКТОРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

М.А. ЛОБУСЕВ, канд. техн. наук;
А.В. ЛОБУСЕВ, проректор, д-р геол.-минер. наук, профессор;
А.В. БОЧКАРЕВ, профессор, д-р геол.-минер. наук;
Ю.А. АНТИПОВА, канд. геол.-минер. наук
E-mail: vert225@gmail.com

Ключевые слова: генезис газа; углеводородные газы; газогидраты; многолетнемерзлые породы; Арктическая газоносная провинция; температурный градиент.

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, связанные с прорывом природного углеводородного газа (УВГ) в верхние слои, на поверхность Земли и в атмосферу. Обоснованы исключительная газоносность арктического региона Западной Сибири на основе проведённого ресурсно-геологического анализа фактически установленной промышленной нефтегазоносности, их распределение по площади и стратиграфическим подразделениям осадочного чехла, интенсивная вертикальная (по зонам дробления пород разрывных нарушений) и ступенчатая латерально-вертикальная миграция УВ из активных зон газогенерации, обеспечившие газоносность всего разреза отложений в регионе к северу от полярного круга, в том числе в верхнемеловых (97 %), нижнемеловых (91,3 %) и юрских (98,2 %). В юрских отложениях в прошлом и настоящем доля в генерации УВ составляет около 70 %, а в накоплении только 9 %. Доля верхнемеловых отложений в генерационном процессе меньше 2 %, а в накоплении 43 %. Максимумы накопления запасов газа смещены вверх относительно зон их максимальной генерации.

По степени негативного воздействия на различные компоненты окружающей среды в Западной Сибири выделяется топливно-энергетический комплекс, в котором остаются нерешенными проблемы, связанные с прорывом природного углеводородного газа в верхние слои, на поверхность Земли и в атмосферу [1–6].

XXI в. ознаменовался бурным развитием научных и прикладных исследований в области перспектив разведки и разработки залежей с восполняемыми ресурсами углеводородов (УВ). Такое положение вызвано: а) быстрым экономическим ростом передовых промышленно развитых стран, требующих для своего развития дополнительных источников энергии и углеводородного сырья для химических производств; б) озабоченностью мирового сообщества перспективой истощения в ближайшем будущем запасов действующих месторождений УВ и нефтегазовых ресурсов планеты в перспективе; в) отсутствием удовлетворительного объяснения механизмов

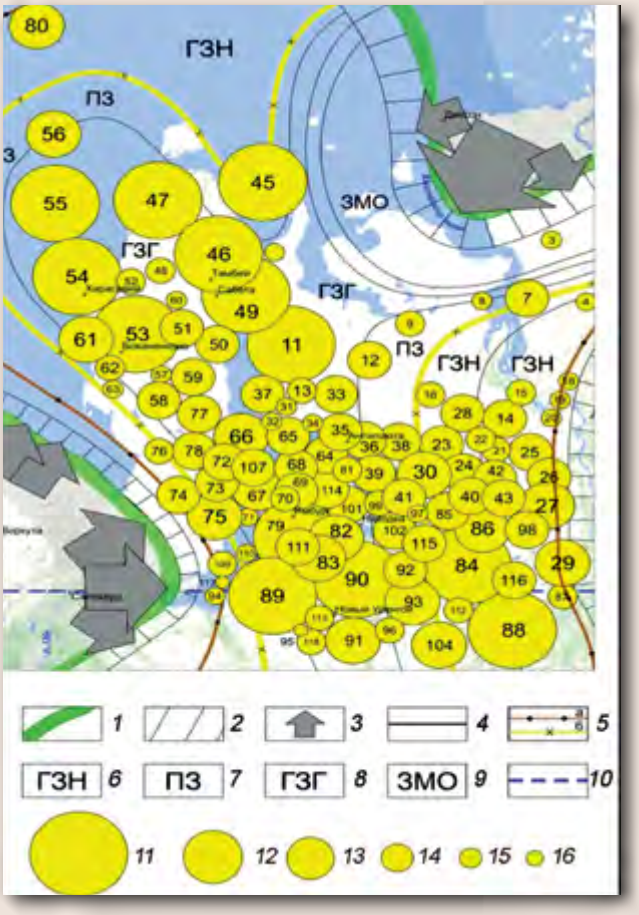

Рис. 1. Пространственное размещение газовых и газоконденсатных месторождений (размер круга соответствует запасам газа) в юрско-меловых отложениях арктического региона Западно-Сибирской НГМП: *1* – граница Западно-Сибирской НГМП; *2* – прибортовая зона многолетней мерзлоты; *3* – направления и степень влияния геодинамических напряжений со стороны Северо-Уральской и Таймырской складчатых систем; *4* – граница и область установленной нефтегазоносности; *5* – внешние границы: *5* – ГЗН (а) и ГЗГ(б); *6* – ГЗН – главная зона нефтеобразования; *7* – ГЗГ – главная зона газообразования; *8* – ПЗ – переходная зона; *9* – ЗМО – зона метанообразования; *10* – линия полярного круга; ***месторождения*** *с суммарными начальными запасами газа + конденсата на 01.01.2019 г.; 11 – супергиганты (запасы свыше 1 трлн м³); 12 – уникальные (300 млрд–1 трлн м³); 13 – крупные (30–300 млрд м³); 14 – средние (5–30 млрд м³); мелкие (1–5 млрд м³); очень мелкие (< 1 млрд м³);* ***номера месторождений****: 1 – Штормовое, 2 – Джангодское 3 – Хабейское, 4 – Озерное, 5 – Пайяхское, 6 – Северо-Пайяхское, 7 – Байкаловское, 8 – Дерябинское, 9 – Ладертойское, 10 – Штормовое, 11 – Утреннее, 12 – Гыданское, 13 – Солетское с Ханавским, 14 – Ушаковское, 15 – Казанцевское, 16 – Нанадянское, 17 – Турковское, 18 – Малохетское, 19 – Нижнехетское, 20 – Семеновское, 21 – Зимнее, 22 – Мессояхское, 23 – Северо-Соленинское, 24 – Южно-Соленинское, 25 – Сузукское, 26 – Ванкурское, 27 – Лодочное, 28 – Пеляткинское, 29 – Тагульское, 30 – Восточно-Мессояхское, 31 – Трехбугорное, 32 – Восточно-Бугорное, 33 – Минховское, 34 – Восточно-Минховское, 35 – Тота-Ясинское, 36 – Антипаютинское, 37 – Находкинское, 38 – Южно-Мессояхское, 39 – Пякяхинское, 40 – Северо-Самбургское, 41 – Восточно-Тазовское, 42 – Северо-Хальмерпаютинское, 43 – Хальмерпаютинское, 44 – Горчинское, 45 – Северо-Обское, 46 – Тамбейское, 47 – Малыгинское, 48 – Сядорское, 49 – Южно-Тамбейское, 50 – Западно-Саяхинское, 51 – Верхнетиутейское, 52 – Северо-Бованенковское, 53 – Бованенковское, 54 – Харасавэйское, 55 – Ленинградское, 56 – Русановское, 57 – Нерсалинское, 58 – Нейтинское, 59 – Арктическое, 60 – Восточно-Бованенковское, 61 – Крузенштерновское, 62 – Южно-Крузенштерновское, 63 – Байдарацкое, 64 – Семаковское, 65 – Чугорьяхинское, 66 – Северо-Каменномысское, 67 – Каменномысское-море, 68 – Северо-Парусовое, 69 – Парусовое, 70 – Южно-Парусовое, 71 – Обское, 72 – Хамбатейское, 73 – Ростовцевское, 74 – Мало-Ямальское, 75 – Новопортовское, 76 – Усть-Юрубейское, 77 – Средне-Ямальское, 78 – Нурминское, 79 – Ямбургское, 80 – Победа, 81 – Перекатное, 82 – Северо-Уренгойское, 83 – Песцовое, 84 – Запалярное, 85 – Тазовское, 86 – Русское, 87 – Мангазейское, 88 – Южно-Русское, 89 – Медвежье, 90 – Уренгойское, 91 – Юбилейное, 92 – Самбургское, 93 – Восточно-Уренгойское, 94 – Лензитское, 95 – Восточно-Медвежье, 96 – Вочночно-Юбилейное, 97 – Западно-Заполярное, 98 – Русско-Реченское, 99 – Солекаптское, 100 – Ереямское, 101 – Юрхаровское, 102 – Северо-Пуровское, 103 – Северо-Часельское, 104 – Береговое, 105 – Ево-Якинское, 106 – Непонятное, 107 – Каменномысское, 108 – Тасийское; 109 – Усть-Юрибейское, 110 – Харысейское, 111 – Яро-Яхинское, 112 – Южно-Пырейное, 113 – Ямсовейское, 114 – Находкинское, 115 – Есетинское, 116 – Хадырь-Яхинское, 117 – Ныдинское, 118 – Ярэйское*

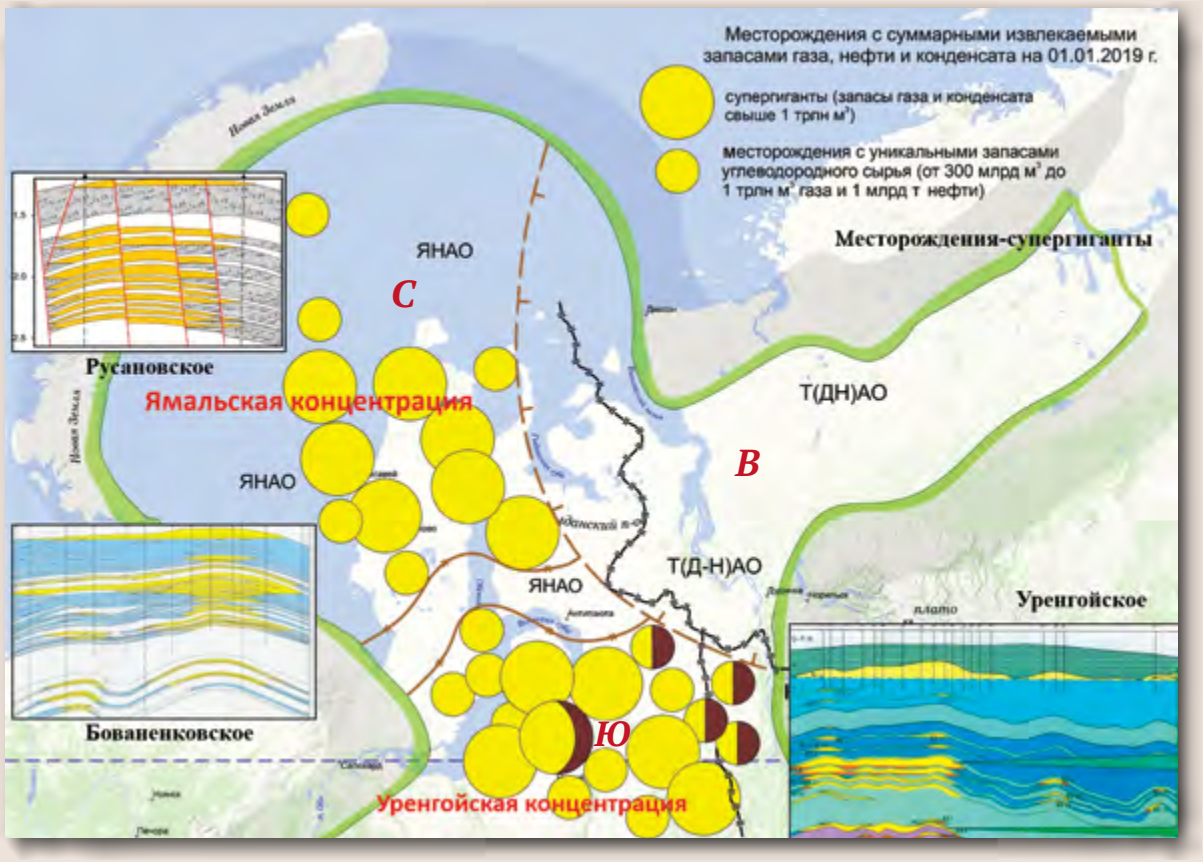

Рис. 2. Месторождения с уникальными запасами газа (газоконденсата) и нефти и газовые месторождения-супергиганты в арктическом регионе Западно-Сибирского НГБ; ***С*** – северная группа крупнейших месторождений, или Ямальская концентрация; ***Ю*** – южная группа крупнейших месторождений, или Уренгойская концентрация; ***В*** – область отсутствия таких месторождений

формирования восполняемых запасов и промышленных скоплений УВ, не укладывающегося в рамки общепринятых представлений; г) воздействием на окружающую среду непрерывного потока поступающих из глубоких недр УВГ.

Проблемы, связанные с восполняемыми запасами, рассматривали Р.Х. Муслимов, Л.М. Ситдикова, А.Н. Дмитриевский, Н.П. Запивалов, И.Е. Баланюк, В.П. Гаврилов, А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, В.А. Бочкарев, А.В. Бочкарев, С.Б. Остроухов, И.Н. Плотникова, К.Б. Аширов и многие другие.

Число открытых месторождений в регионе насчитывает сотни, а с проявлениями на поверхности земли и мелких озер – тысячи [2, 5]. Наряду с газовыми и газоконденсатными месторождениями имеются залежи, содержащие различные запасы нефти, сосредоточенные главным образом в южной, достаточно хорошо разведанной части региона. Большая часть региона, особенно акваториальная, изучена слабо, прежде всего из-за суровых труднодоступных условий жизнедеятельности человека. Но уже открытые уникальные по запасам месторождения на п-ове Ямал, Обь-Тазовско-Енисейского междуречья и в акватории Карского моря свидетельствуют о присутствии крупных центров существующей и будущей газодобычи углеводородного сырья.

В арктическом секторе Западно-Сибирского НГБ масштабный источник УВГ в юрских и меловых отложениях обеспечивает доминирование вертикальных и ступенчатых газовых потоков на миграционных путях в юрских и меловых отложениях. С восполняемыми запасами месторождения становятся в процессе непрерывного поступления УВ в ловушки на первом и втором этапах формирования и переформирования залежей различного фазового состояния [3, 6].

Соотношение выявленных запасов УВ промышленных категорий составляет в аркти-

ческом секторе бассейна соответственно 60,25 трлн м^3, или 94,2 % газоконденсата (от суммарных извлекаемых запасов углеводородного сырья), и 3,7 млрд т, или 5,8 % нефти (рис. 1, 2), а также соотношение добываемой в рассматриваемом регионе нефти (немногим более 20 млн т, или 3,5 % от суммарного углеводородного продукта), и газа (более 550 млрд м^3 с учетом конденсата, или 96,5 %) из открытых здесь месторождений. И эти соотношения ежегодно увеличиваются в пользу газа в связи с непрекращающейся генерацией углеводородных газов и метана (на этапе апокатагенеза), открытием новых и вводом в эксплуатацию крупных и уникальных газовых и газоконденсатных месторождений в данном регионе, а также непрерывным поступлением газа во все комплексы отложений и в атмосферу.

Крупнейшие месторождения рассматриваемого региона отчетливо делятся на две большие группы: северную (Ямальская концентрация) и южную (Уренгойская концентрация) (см. рис. 2). Первая содержит семь газовых (газоконденсатных) супергигантов и пять уникальных по запасам газовых (газоконденсатных) месторождений. Начальные запасы газа (газоконденсата) по ним составляют 21,9 трлн м^3 (99,2 % от суммарных запасов углеводородного сырья в пересчете на условное топливо), извлекаемые запасы нефти – 0,17 млрд т (0,8 %), подтверждая подавляющее преимущество газа в северной группе [5, 6].

Южная группа месторождений содержит шесть газовых супергигантов и 12 уникальных по запасам газовых (газоконденсатных) и газонефтяных месторождений. Начальные запасы газа (газоконденсата) составляют 33,5 трлн м^3 (93,36 % от суммарных запасов углеводородного сырья в пересчете на условное топливо), что указывает на подавляющее преимущество газа и в южной группе месторождений (Уренгойская концентрация).

В Арктическом регионе открыто большое число крупных, средних, мелких и очень мелких по запасам нефтяных залежей с суммарными запасами 3,75 млрд т. Но супергигантов (запасы более 1 млрд т нефти) нет. Всего четыре месторождения с уникальными запасами, все залежи нефти в виде нефтяных оторочек (подгазовые залежи), более трети запасов являются трудноизвлекаемыми.

Не случайным оказалось сосредоточение крупнейших газовых и газоконденсатных супергигантов: из десяти крупнейших в России газовых гигантов восемь находятся в газоносной провинции [2, 5]. При этом Уренгойское месторождение с начальными разведанными запасами 13,98 трлн м^3 – крупнейшее в России и третье в мире по запасам [1, 2]. Запасы газа этого месторождения в три раза превышают суммарные запасы нефти всего арктического региона, Ямбургского – в два раза, запасы Бованенковского, Тайбейского существенно превышают, а запасы Заполярного месторождения равны запасам нефти всего региона. В результате начальные запасы газа превышают начальные извлекаемые запасы нефти – в 16 раз (таблица), а годовая добыча в регионе превышает добычу нефти в 25 раз.

Подавляющее количество газа по отношению к нефти сосредоточено в ведущих комплексах пород: в верхнемеловых отложениях 96,8 %, в нижнемеловых отложениях – 91,3 % и в юрских отложениях – 98,2 %.

Избыток природного газа напрямую связан с условиями формирования залежей в пределах юрско-меловой генерационно-миграционно-аккумуляционной системы, которая находится в непрерывном движении, начиная с позднемеловой эпохи. Современное

Начальные извлекаемые запасы газа и нефти арктического сектора

Отложения	Запасы		
	газа, т у. т.	нефти, т у. т.	газа, % от суммы УВ
К2	25947651	868290	96,8
К1	28163524	2680717	91,3
J	6006884	176075	98,2
	∑ 60169779	∑ 3725082	94,2

насыщение залежей арктического сектора бассейна новообразованными флюидами происходит за счет всех их потенциальных источников в юрско-меловых отложениях.

Первый этап. *Формирование залежей.* На первом этапе депрессионные и платформенные части бассейна в юрско-нижнемеловое время были вовлечены в устойчивое и компенсированное осадконакоплением погружение и в результате полной реализации в ГЗН нефтематеринской части потенциала органо-минеральных веществ (ОМВ). На многочисленных путях миграции в широком стратиграфическом диапазоне юрских отложений формировались преимущественно нефтяные и нефтегазовые местоскопления как в зоне генерации, так и на многочисленных путях миграции УВ. Значительная доля газообразных УВ в нефтяной фазе явилась результатом генерации их из ОВ, обладающего преимущественно газоматеринским потенциалом в среднеюрской толще, что не в последнюю очередь способствовало высокой подвижности нефти и ее продвижению на значительные расстояния, а также формированию газовых шапок в пределах нефтяных залежей, особенно на завершающей стадии первого этапа [3, 5]. В соответствии с высокой степенью катагенеза ОМВ в области их максимального погружения идут нарастающий поток УВГ и их перераспределение в пользу преобладания последних (по запасам) в различных процентных соотношениях с нефтью во всех частях рассматриваемого региона. Нефтяные залежи, сформировавшиеся на первом этапе (ГЗН) и находящиеся на проторенном пути миграции УВГ, пополняются, а затем полностью замещаются продуктами последующих этапов генерации (ГЗГ) – газоконденсатом и затем «сухими» (зона метанообразования) газами.

Второй этап. *Формирование, переформирование залежей УВ и рассеивание избыточных УВГ.* На втором (газоконденсатном) этапе формирования залежей состав и свойства нефти и газа по мере погружения юрско-меловых отложений в ГЗГ последовательно меняются (упрощаются и облегчаются). В результате на транзитных путях миграции постепенно начинают доминировать УВГ [6].

Образующиеся жидкие, а затем газообразные УВ, поступающие в зону аккумуляции, разделены во времени, но имеют единый источник генерации (обладают родственным «ДНК по наследственности»). Однако дальнейшие длительные процессы миграции, формирования и перераспределения УВ в залежах в результате окисления, метаморфизма, взаимодействия с вмещающими породами и водами вносят иногда существенные изменения в химический состав и физико-химические свойства нефти и газа. В ранее существовавших зонах преимущественного нефтенакопления, особенно приближенных к зоне генерации, нефть в залежах постепенно редуцировала с постепенным изменением состава и свойств, вследствие растворения в ней газоконденсатных растворов. Внедрение газов из зон высоких пластовых температур и давлений (зон генерации УВГ) в нефтяные залежи или прохождение этого потока сквозь нефтематеринские породы и нефтяные оторочки приводит к различной степени «промытости» нефтенасыщенных пород и «разубоживанию» нефтяных залежей. Это выражается в специфическом перераспределении УВ внутри основных классов первичной нефти. В результате воздействия газоконденсатного потока происходит образование вторичных конденсатов и нефти газоконденсатного генезиса. В результате в пределах всей территории арктической области бассейна при решающем влиянии газовых потоков на миграционных путях господствует газовая среда, роль и значение которой различны в эволюции залежей УВ:

а) разрушающая роль в процессах постепенного сокращения доли нефти в ловушках (нефтяных оторочек);

б) не реализованная роль в переформировании отрезанных от миграционных путей увядающих трудноизвлекаемых и неизвлекаемых нефтяных скоплений в юрских и меловых отложениях;

в) созидающая роль в формировании крупных газоконденсатных залежей и в поддержании полноты их заполнения [3, 6].

С момента вхождения материнских пород в ГЗГ идет поступательный однонаправленный процесс доминирования газовой среды по всей генерационно-аккумуляционной системе и по мере движения УВГ по проторенным путям миграции формируются газоконденсатные залежи с редкими нефтяными оторочками (не завершенный процесс переформирования скоплений нефти). Из сверхзрелой зоны газогенерации с АВПД струйные потоки УВГ по мере продвижения по разнопротяженным путям миграции и в пределах встреченных ловушек в разной степени (полностью в значительной мере или частично) растворили в себе нефть ранней генерации в различных соотношениях, сначала в зоне генерации, затем в различных соотношениях, создавая углеводородные мультисистемы на путях струйной миграции по мере их продвижения по трассе миграционного пути. Если

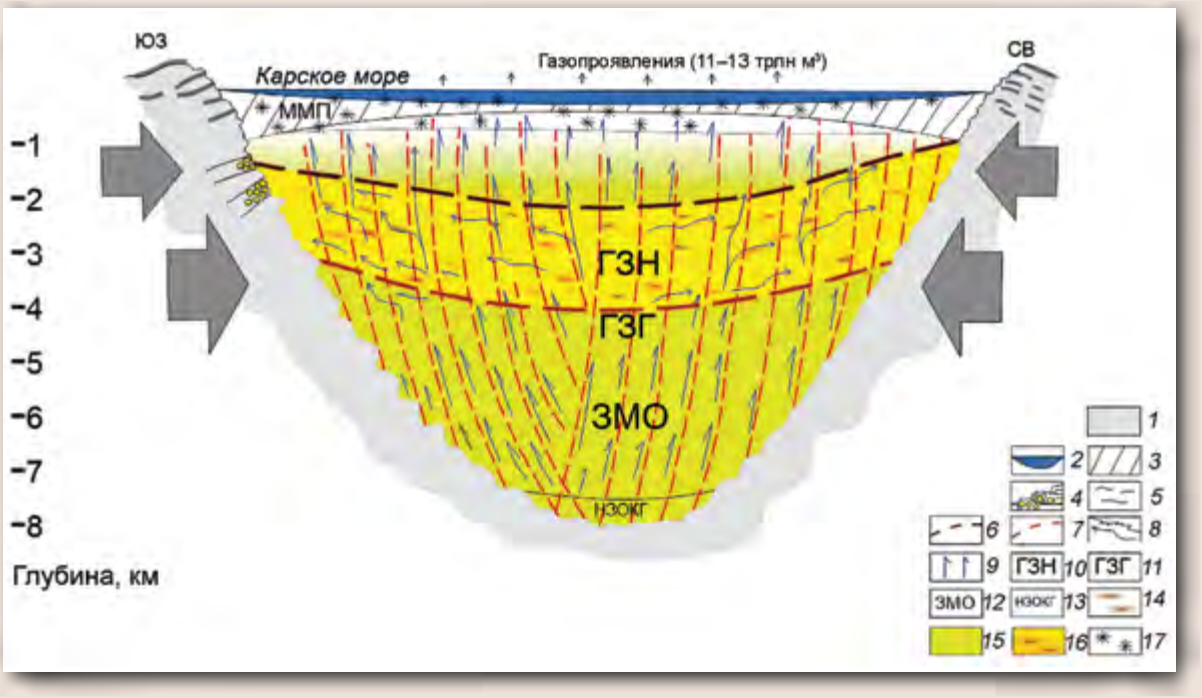

Рис. 3. Принципиальная схема юрско-меловой генерационно-миграционно-аккумуляционной системы формирования залежей УВ Арктической газоносной провинции Западной Сибири:

1 – домезозойские отложения; 2 – акватория моря; 3 – многолетнемерзлые породы (ММП); 4 –газовые скопления в коре выветривания палеозоя; 5 – выходы на поверхность пермских антрацитов; 6 – кровля ГЗН: 7 – кровля ГЗГ; 8 – область вертикально-латеральной миграции; 9 – направление вертикальной миграции УВ; 10, 11 – ГЗН и ГЗГ – главные зоны нефтегазообразования; 12 – зона метанообразования (ЗМО); 13 – нижняя зона образования кислых газов (НЗОКГ); 14 – скопления нефти в стороне от современных путей миграции УВГ; 15 – область образования и формирования залежей газа(газоконденсата); 16 – область образования и переформирования нефтяных залежей; 17 – скопления газогидратов

структурный план не изменился, то УВГ двигаются по проторенным на первом этапе путям миграции по восстанию пластов в области меньших пластовых давлений [6].

Особенности и преимущество второго (газоконденсатного) этапа по сравнению с первым (нефтяным) сводятся к следующему. Прежде всего происходит вовлечение кратно больших суммарных толщин градаций катагенеза материнских пород ($МК_3$-$МК_4$-$МК_5$-$АК_1$-$АК_2$-$АК_3$) в ГЗГ, в связи с чем существенно расширяются площадь и объем зоны газогенерации. При этом ОВ в зоне газообразования выделяет сначала газоконденсатные растворы, а затем чистый природный газ независимо от типа ОВ (гумусовое, сапропелевое), полностью теряя с ростом температуры тяжелые фракции.

Углы наклона отложений от периферии к внутренним наиболее погруженным частям депрессий на втором этапе превышают углы погружения осадков на первом этапе, что значительно ускоряет миграционные процессы в прогибах. Чем круче угол регионального наклона (воздымания) продуктивных пластов, тем интенсивнее доставка УВГ в залежи. Миграция флюидов по пластам-коллекторам в значительных масштабах становится возможной при наличии регионального наклона пласта и перепада пластового давления в начальной (зона генерации) и конечной (зона аккумуляции) точках миграционного пути. Дальнейшее перемещение УВГ происходит за счет гравитационного фактора в виде струй по приподнятым частям валообразных поднятий. Таковы основные факторы миграции нефти и газа в коллекторах с хорошей проницаемостью [3, 5, 6].

Перепад давлений между зонами генерации (ГЗГ) и накопления на первом (нефтяном) и на втором (газоконденсатном) этапах – главный механизм, приводящий в движение дальнюю миграцию УВГ на втором этапе по ступенчатой латерально–вертикальной схеме (промышленные залежи формируются только по трассе миграцион-

ного пути). Чем значительнее перепад давлений между зоной генерации (АВПД) и зонами накопления (гидростатические давления), тем энергичнее продвигаются вновь образовавшиеся УВ к залежам на путях миграции. По этому показателю на втором этапе интенсивность продвижения УВ может быть в несколько раз выше (20 МПа на первом и более 70 МПа на втором). Современный перепад пластовых давлений между зонами генерации и накопления УВГ может достигать 7–10 крат.

В Арктическом регионе открыто большое число крупных, средних, мелких и очень мелких по запасам нефтяных залежей с суммарными запасами 3,75 млрд т. Но супергигантов (запасы более 1 млрд т нефти) нет. Всего четыре месторождения с уникальными запасами, все залежи нефти в виде нефтяных оторочек (подгазовые залежи), более трети запасов являются трудноизвлекаемыми.

Нефтяные скопления (залежи, оторочки) выявлены в основном на крайнем юге рассматриваемого арктического сектора, где постепенно в юго-восточном направлении ослабевает влияние тектонодинамических напряжений и фиксируется умеренный (региональный) катагенез пород по мере приближения к нефтяным районам центральной части НГБ, находящихся в относительном тектоническом покое.

В зоне газогенерации установленные существенно меньшие суммарные запасы газа и газоконденсата (6,0 трлн м^3) в юрских отложениях по отношению к нижнему и верхнему мелу (в сумме 55,0 трлн м^3) объяснимы с точки зрения их низкой изученности и высокой дислоцированности. Сквозные (от палеозойского фундамента) зоны дробления разрывных нарушений и сопровождающая их трещиноватость пород обеспечивают повсеместное и непрерывное перемещение на современном этапе УВГ из зоны их образования в зоны накопления на многочисленных путях миграции в нижне- и верхнемеловые отложения (рис. 3). В результате в регионе по всему юрско-меловому разрезу сформировалась газовая среда с резко подчиненным присутствием нефти в виде нефтяных оторочек в нефтегазовых залежах на периферии бассейна.

Зоны дробления пород разрывных нарушений служили и служат наиболее активными транспортными артериями для двигающихся по ним флюидов из нижних отделов юрских отложений, пребывающих в зоне, где породы преобразованы до градаций апокатагенеза (антрациты), генерирующие, как известно, «сухой» метан. При этом разрывные нарушения становятся составной частью приразломных складок и тектонически контролируемых ловушек УВ. Роль разрывных нарушений в формировании и разрушении залежей УВ, прежде всего на участках тектонодинамического сжатия пород и продвижения разломно-блоковых структур в глубь депрессионных областей, может быть различной в каждом конкретном случае и во многом зависит от местоположения залежей по отношению к вектору напряжений и тектонических подвижек, от величины амплитуды и наличия зоны дробления пород в плоскости сместителя разрывного нарушения и т. д.

Систематическая убыль газа за счет природной дегазации непрерывно восполняется значительным количеством УВГ вследствие продолжающихся процессов преобразования ОВ и выделения продуктов катагенеза. В зоне генерации содержание метана в свободной фазе средних стадий катагенеза вплоть до тощих (от 65,0 до 96,5 %) превышает содержание метана в сорбированной фазе (от 58,5 до 77,4 %), что указывает на миграционный характер свободного газа, поступающего из нижележащих отложений, в основном, по разрывным нарушениям. На глубинах, соответствующих температурам 100–150 °С, коэффициент сорбции газов породами очень мал и почти весь газ находится в свободном состоянии, что способствует высокой подвижности УВГ из нижних отделов в вышезалегающие отложения [3].

По мере воздымания пластов и сокращения толщины верхнеюрской глинистой покрышки коэффициент аномальности пластового давления в залежах уменьшается. При устойчивом погружении дна осадочно-породного бассейна продвижение флюидов, высвобождающихся из нефтегазоматеринских пород, направлено в сторону участков, где пластовые давления близки к гидростатическим. На пути миграции УВГ формируются зоны химических и физических аномалий. Среди последних на путях миграции выделяются температурные и барические аномалии. Это означает, что зоны аномально повышенных температур и давлений сопровождают процессы образования и миграции УВ,

движущихся из нефтегазоматеринских пород в ловушки.

Фазовый состав и физико-химические свойства образующихся в процессе катагенеза УВ зависят от степени воздействия на материнские породы повышенных температуры и давления в процессе погружения в ГЗН и ГЗГ, а также условий формирования и переформирования их залежей на разнопротяженных путях их миграции. Концентрация чисто газовых залежей происходит преимущественно на тех газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях в центральных и южных частях арктической области бассейна, в пределах которых проявляется максимальное влияние тектонодинамического воздействия и температуры.

В периферических малопогруженных зонах бассейнов, в которых степень катагенеза РОВ нефтегазоматеринских пород не превышает ПК3 и где не проявились процессы активного нефтегазообразования, залежи УВ отсутствуют. В арктической области бассейна на эту полосу приходятся резкое сокращение толщин и выклинивание отдельных пластов юрско-меловых пород, а также зона многолетней мерзлоты, достигающей в глубину 200–300 м, на отдельных участках 1000 м и более (см. рис. 1, 2). На дне Карского моря температура воды ввиду присутствия соли достигает –1,5–2,0 °С. В целом, вся территория арктического сектора представляет собой огромный природный холодильник для приповерхностных отложений, прежде всего, по всей периферии бассейна. Охлаждение разреза отложений в сочетании с оптимальными значениями поровых давлений приводит к созданию под подошвой многолетнемерзлых пород (ММП) интервала разреза (толщиной ММП не менее 250 м), обеспечивающего возможность стабильного существования газогидратов. По оценкам специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», общие ресурсы гидратного метана севера Западной Сибири оцениваются в 111 трлн м^3, в том числе в крупных сконцентрированных скоплениях в 34 трлн м^3 (В.С. Якушев и др., 2007). Формирование крупных скоплений газогидратов связано с поступлением метана по разрывным нарушениям, контролирующим каналы вертикальных (восходящих) перетоков УВ, а также за счет диффузионного проникновения газа.

Непрерывно поступающий избыточный газ из зон его генерации, главным образом по зонам дробления разрывных нарушений, проникает в песчано-алевролитовые пласты верхней части нижнемеловых (альб) и в верхнемеловые отложения (сеноман, турон), в

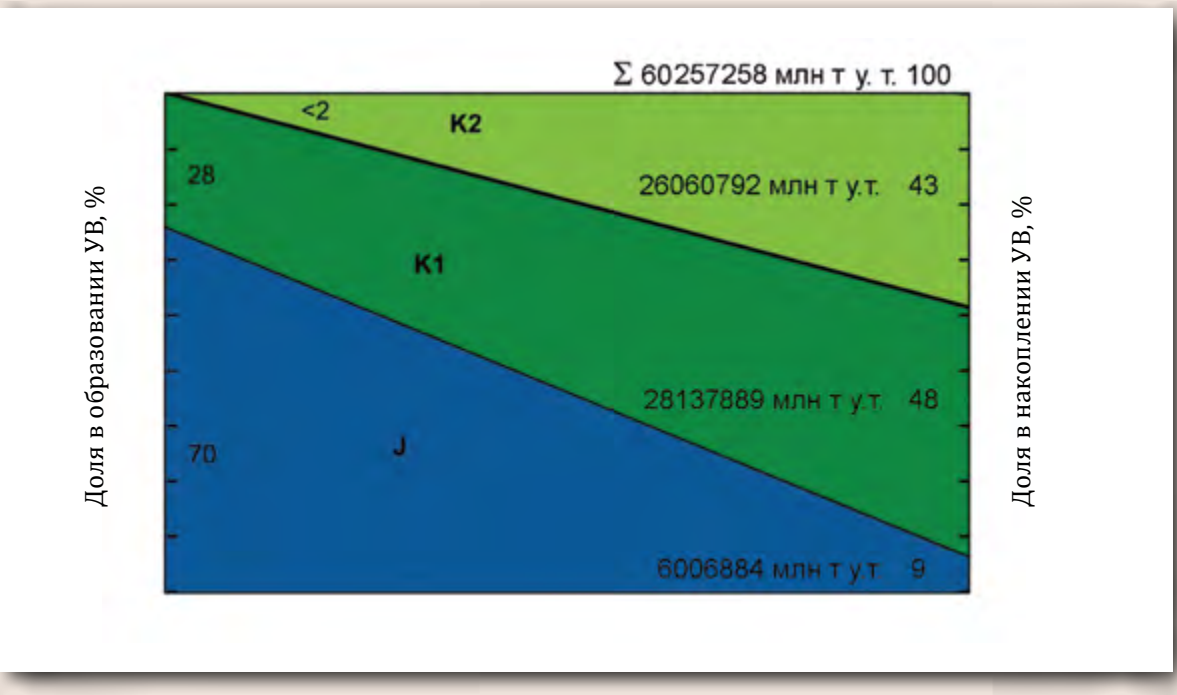

Рис. 4. Соотношение генерационных и аккумуляционных характеристик основных стратиграфических подразделений

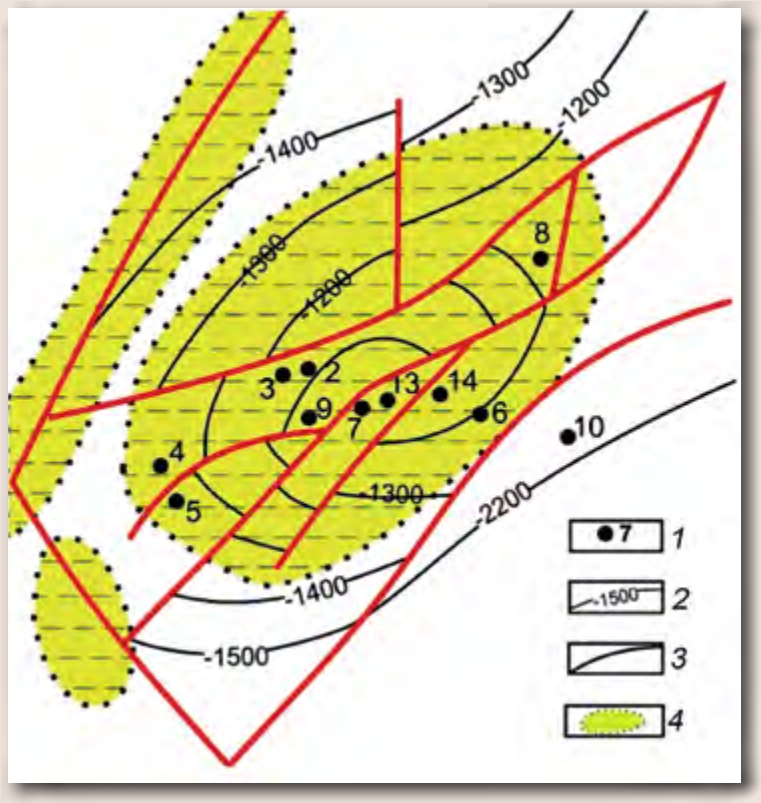

Рис. 5. Схема расположения газовых аномалий на поверхности земли Малохетского поднятия (С.Н. Гуляев, 1975, В.Н. Киляков, 2011, М.А. Лобусев, 2019):
1 – глубокие скважины; 2 – изогипсы; 3 – разрывные нарушения; 4 – зоны поверхностных газопроявлений

которых за счет непрерывного процесса газообмена газ представлен метаном (97–99 %), а общее его установленное количество в верхнемеловых отложениях составляет 26 трлн м^3 газа и газоконденсата (43 % от всех установленных запасов газа по разрезу отложений всего северного региона) (рис. 4). В дальнейшем за счет хорошей вертикальной проницаемости разреза отложений, эффузионных процессов (по разрывным нарушениям) и конвективно-диффузионного массопереноса газ достигает поверхности земли и разгружается в атмосферу (рис. 5) [5]. Об этом свидетельствуют катастрофические выбросы газа в атмосферу с образованием гигантских кратеров (воронок) (В.И. Богоявленский) [2]. Изотопный состав углерода метана и наличие примесей этана и других газов подтверждают их глубинный (апокатагенный) генезис [Н.Р. Аветов, В.И. Богоявленский, И.Л. Кузин, Н.П. Лаверов, Е. Шувилин).

Значительная часть объема метана расходуется на гидратонасыщение: газогидратные ресурсы в акватории Карского моря, губ и заливов, а также на суше в десятки раз превышают разведанные запасы Заполярного региона Западной Сибири [1].

Возможность существования газогидратных залежей в природных условиях была доказана работами выдающихся отечественных инженеров И.Н. Стрижова, М.П. Мохнаткина, Ю.Ф. Макогона, А.А. Трофимука, Н.В. Черского, В.И. Богоявленского, А.Н. Дмитриевского, В.Г. Васильева, Ф.А. Требина, Р.Ю. Омельченко, Ф.А. Адзынова, А.Л. Сухоносенко, И.В. Крохалева, С.Ф. Мулявина, А.Д. Плетнева, Н.А. Промзелева и многих других.

В своде Бованенковского поднятия кровля сеномана залегает на глубине около 500 м – всего на 300–330 м ниже подошвы многолетней мерзлоты. При разработке сеноманской залежи не исключается в составе добываемого газа и дополнительный вклад разлагающихся газогидратов [2]. На Мессояхском месторождении (1969 г.) впервые удалось извлечь природный газ гидратов. Толща ММП в пределах залежи 420–480 м. Залежи природного газа и газогидратов установлены в сводовой части сеноманской терригенной продуктивной толщи (долганская свита) на глубине 800–900 м. Геотермический градиент в интервале мерзлых пород от 0,01 до 0,02 °С на 100 м, тогда как в подмерзлотном разрезе пород 3,4 °С на 100 м. Постоянно образующийся на разных этапах газ пополняет ловушки со сверхгигантскими запасами газа сеноманских и альбских залежей, а весь избыток рассеивается, что можно установить на поверхности, например, в процессе проведения газогеохимической (радоновой) съемки (см. рис. 5). Высокие концентрации газов (по результатам съемок по гелию и УВГ) вдоль разрывных нарушений указывают на широкие возможности транспортировки к почвенному слою флюидов по зонам дробления в плоскости сместителей сбросов и сдвигов (непрерывная подпитка обеспечивает постоянство газогеохимических аномалий). Практически на всех участках этого процесса радон

и гелий являются надежными индикаторами происходящих изменений при движении флюидов от зоны их генерации до земной поверхности. Для учета этих изменений измеряются концентрации зон активного выхода радона на дневную поверхность, изучаются направление данного потока и его скорость, определяются местоположение и простирание разрывных нарушений (В.Н. Киляков, И.Н. Воронцова, Л.А. Анисимов).

По оценке В.А. Скоробогатова, только из альб-сеноманского комплекса арктического сектора Западной Сибири ушло по разрывным нарушениям около 6 трлн м^3, из неокома – 2–3 трлн м^3 и юры – 3–4 трлн м^3, всего 11–13 трлн м^3 (см. рис. 3).

В Западной Сибири геохимическая съемка показала, что практически на всех месторождениях происходит современное непрерывное естественное просачивание УВ на поверхность. В ряде случаев зафиксирована сквозная дегазация западносибирских недр – это районы Усть-Порта, Байдарацкая, Обская и Тазовская губы, пос. Ныда и др. Общие масштабы этих потерь не установлены. Однако если ориентироваться на данные Г.И. Войтова, то ежегодно с поверхности Западно-Сибирской низменности в атмосферу уходит порядка $0{,}44 \cdot 10^9$ м^3 УВГ. А это означает, что только за неоген-четвертичный период недра Западной Сибири должны были бы потерять $13 \cdot 10^{15}$ м^3 газа, что примерно в 60 раз больше всех выявленных и невыявленных ресурсов углеводородного сырья региона. Этого, однако, не произошло потому, что процесс движения газа в проточной системе непрерывен и залежи Западной Сибири, наряду с потерями газа, постоянно получают новые для восстановления запасов порции УВ. Таким образом, можно утверждать, что залежи УВ в рассматриваемом регионе находятся в динамическом равновесии и способны к самовосстановлению диссипативной системы.

По оценкам специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», общие ресурсы гидратного метана севера Западной Сибири оцениваются в 111 трлн м^3, в том числе в крупных сконцентрированных скоплениях в 34 трлн м^3. Формирование крупных скоплений газогидратов связано с поступлением метана по разрывным нарушениям, контролирующим каналы вертикальных (восходящих) перетоков УВ, а также за счет диффузионного проникновения газа.

В результате газовая (газоконденсатная) зона занимает всю площадь арктического сектора Западно-Сибирского НГБ (от фундамента до почвенного слоя) (см. рис. 1), распространяется и на районы, где в значительном числе присутствуют нефтяные залежи, но в количественном и процентном отношении газ и в южных районах составляет более 80, чаще более 90 % от суммарного содержания жидких и газообразных УВ [5], Такое соотношение газа к нефти является ярким свидетельством проявления на всей рассмотренной территории второго этапа формирования и переформирования ранее сложившихся (на первом нефтяном этапе) залежей на фоне доминирующих процессов образования, накопления и рассеивания газа.

Таким образом, в области активной геодинамики и газодинамики происходит непрерывный поток углеводородных газов от современных зон генерации к зонам их накопления и разгрузки в верхних слоях разреза отложений. Показано, что все эти процессы обусловлены газовым режимом и особыми свойствами строения юрско-мелового комплекса пород Арктической газовой провинции Западной Сибири (зоны дробления разрывных нарушений, высокоамплитудные складки с уникальными запасами). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3.

2. Дегазация Земли в Арктике: генезис природной и антропогенной эмиссии метана / В.И. Богоявленский, О.С. Сизов, Р.А. Никонов, И.В. Богоявленский, Т.Н. Каргина // Арктика: экология и экономика. – 2020. – № 3(39). – 6 с.

3. Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Восполняемые запасы залежей углеводородов.– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – 276 с.

4. Современные движения земной коры и механизм возобновления запасов углеводородов / А.Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк, А.В. Каракин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 5. – С. 9–20.

5. Состояние и геолого-ресурсные предпосылки укрепления сырьевой базы Арктической газоносной провинции Западной Сибири / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев, Ю.А. Антипова // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2020. – № 5–6. – С. 42–51.

6. Реализация генерационного потенциала верхнеюрских материнских отложений арктического сектора Западно-Сибирской НГП / М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев, Ю.А. Антипова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе» – 2018. – № 11. – С. 24–33.

УДК 504 502.3

СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО ОТБОРА КЕРНА ДЛЯ БУРЕНИЯ НАУЧНЫХ, СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ И ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН

М.Я. Гельфгат, профессор, канд. техн. наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
Д.В. Сурков, ведущий инженер-конструктор
ООО «НьюТек Сервисез»
E-mail: mikhailgelfgat@gmail.com

Ключевые слова: обор керна; устройство для отбора керна; керноотборный снаряд; бурильная головка; керноприемник, керноотборник; научное бурение; научная, стратиграфическая, поисковая скважина; технология отбора керна; система непрерывного отбора керна; извлекаемый инструмент.

Аннотация. Статья посвящена разработке и опыту применения комплексной системы непрерывного отбора керна (КСОК), разработанной для программы научного бурения в океане в 1984–1991 гг. Приводятся данные о применении технологии бурения без подъема труб с отбором керна в кристаллических породах в скв. Спутник СГ-3 и Криворожская СГ-8 – прообразе КСОК. Дано описание этой системы для научного и стратиграфического бурения морских скважин. Приведены результаты бурения без райзера скважин глубиной до 580 м при глубине воды до 1700 м в Атлантическом океане в 1991 – 2003 гг. с буровых судов типа «Бавенит». Показана актуальность принципов КСОК для современного стратиграфического бурения на море и на суше.

Бурение с отбором керна всегда считалось неотъемлемой частью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Для решения глобальных и региональных геологических задач бурение скважин со сплошным (по всему интервалу исследований) отбором керна являлось ключевой задачей. В связи с этим, начиная с 50-х гг. прошлого века технологии отбора керна и керноотборному инструменту уделялось достаточно много внимания как в СССР, так и за рубежом. Однако для нефтегазовых месторождений роль отбора керна снижалась по мере развития геофизических методов исследования горных пород как наземных, так и скважинных. Основная причина – относительно высокие затраты времени и соответственно финансовые издержки по интервалам отбора керна по сравнению с издержками по с интервалам бурения сплошным забоем в аналогичных геологических условиях. Кроме того, объем бурения с отбором керна определяется владельцами лицензии и строго ограничивается необходимостью подтверждения запасов. Обычно это интервалы в несколько сотен метров, не более. Сегодня сервисные компании предоставляют буровикам и геофизикам беспрецедентный объем почти непрерывных данных в режиме реального времени о скважинной среде. Измерения MWD и каротаж LWD во время бурения предоставляют информацию, которая обеспечивает точную навигацию и практически немедленную оценку геологической ситуации, а также принятие решений во время

бурения. Но если информация в режиме реального времени требует подтверждения и необходим окончательный, определенный ответ, то керновый материал обязателен. Современные системы отбора керна роторным способом с неизвлекаемыми керноприемниками технологически соответствуют задачам заказчика в большинстве геологических условий при бурении разведочных и добывающих скважин.

Тем не менее, необходимость поисковых работ на обширных неразведанных площадях, в том числе на акваториях морей и океанов, все же требует бурения научных, стратиграфических, опорных (названия скважин может быть разным, но цели похожие) скважин при сплошном отборе керна, то есть на интервалах до тысяч метров. [1, 2]. Применение обычных систем дискретного отбора керна в этом случае приводит к существенному повышению стоимости работ по строительству скважин, что делает актуальным рассмотрение систем непрерывного отбора керна.

Технологии непрерывного отбора керна со съемными керноприемниками, то есть извлечения керна без подъема бурильной колонны (БК), являются, в основном, атрибутом геолого-разведочного бурения на твердые полезные ископаемые, особенности которого позволяют получать существенно лучшие показатели бурения с отбором керна на протяженных интервалах. Это связано прежде всего с соотношением диаметров керна и бурильной головки: $K_к = D_к/D_с$. Диаметр бурильной головки, как правило, равен диаметру скважины, за исключением применения расширителя над керноотборным снарядом. В геологоразведке при диаметре скважины 46–125 мм $K_к$ = 0,6–0,7 (до 0,8 при несъемном керноприемнике). При отборе керна в нефтегазовых скважинах $K_к$ = 0,4–0,5 при несъемном керноприемнике и диаметре ствола скважины 140–311 мм [3–6]. Другое важное отношение – диаметр бурильной трубы к диаметру скважины $K_т = D_т/D_с$, которое для наиболее популярных систем ССК/КССК/ Boart Longyear составляет 0,93. В этих условиях беззамковая, или муфтовая конструкция бурильных труб, изготовленных с высокой точностью, позволяет бурить алмазным инструментом при частотах вращения 600–1500 мин$^{-1}$ (большие значения для меньших диаметров) и относительно небольших осевых нагрузках. Такой режим бурения с минимальным динамическим воздействием на инструмент обеспечивает высокие скорости бурения, а съемный керноприемник с индикатором заклинки – близкий к 100 % уровень выноса качественного керна.

Бурение скважин нефтегазового профиля отличает относительно высокий уровень динамических нагрузок на буровой инструмент, эксцентрично вращающийся в скважине с частотой 60–120 мин$^{-1}$, что не способствует созданию благоприятного режима отбора керна. Это обусловлено размером БК: $K_т$ = 0,45 – 0,63, ее конструкцией – трубы с высаженными концами и приварными замками, и условиями эксплуатации. Современные керноотборные устройства с несъемными керноприемниками, оснащенными системами антизаклинивания и демпферами в сочетании с безопорными бурильными головками с поликристаллическими алмазными резцами и/или импрегнированными алмазами обеспечивают хорошие показатели отбора керна в потенциально нефтегазоносных интервалах исследований и с широкой категорией горных пород по прочности и абразивности. Длина рейса может составлять от 9–12 до 100 м и более. Однако применение такой технологии отбора керна на протяженных интервалах при строительстве научных, поисковых, стратиграфических и т.п. скважин не всегда технологически и экономически оправдано. Системы непрерывного отбора керна с извлекаемым керноприемником или полностью керноотборным снарядом с бурильной головкой представляются более эффективным инструментом в силу своей гибкости с точки зрения выбора наиболее рационального типа керноотборного инструмента, возможности сокращения длины рейса в неизвестных геологических условиях, а также перехода к бурению сплошным забоем при ликвидации осложнений и аварий.

Рассмотрим одну из таких систем, названную в 1993 г. Complete Coring System (CCS), в переводе – Комплексная система отбора керна (КСОК) [7]. Подробное описание систем отбора керна для научного бурения и данные об их применении были представлены в книге Advanced Drilling Solutions Lessons from the FSU (Передовые технологии бурения – уроки из бывшего Советского Союза) [8]. Научное бурение – это предложенный в 70-х гг. прошлого века метод изучения земной коры, который заключался в бурении скважин с непрерывным отбором керна на суше и на море. С 1975 по 1979 г. был разработан метод бурения с отбором керна без подъема бурильной колонны в кристаллических породах. Новый способ был испытан в скв. Спутник СГ-3 вблизи Кольской сверхглубокой скв. СГ-3. С 1985 по 1992 г. метод успешно использовался для бурения скв. Криворожская СГ-8 до глубины 5360 м, а с 1991 г. начал применяться для бурения морских научных и стратиграфических скважин [9].

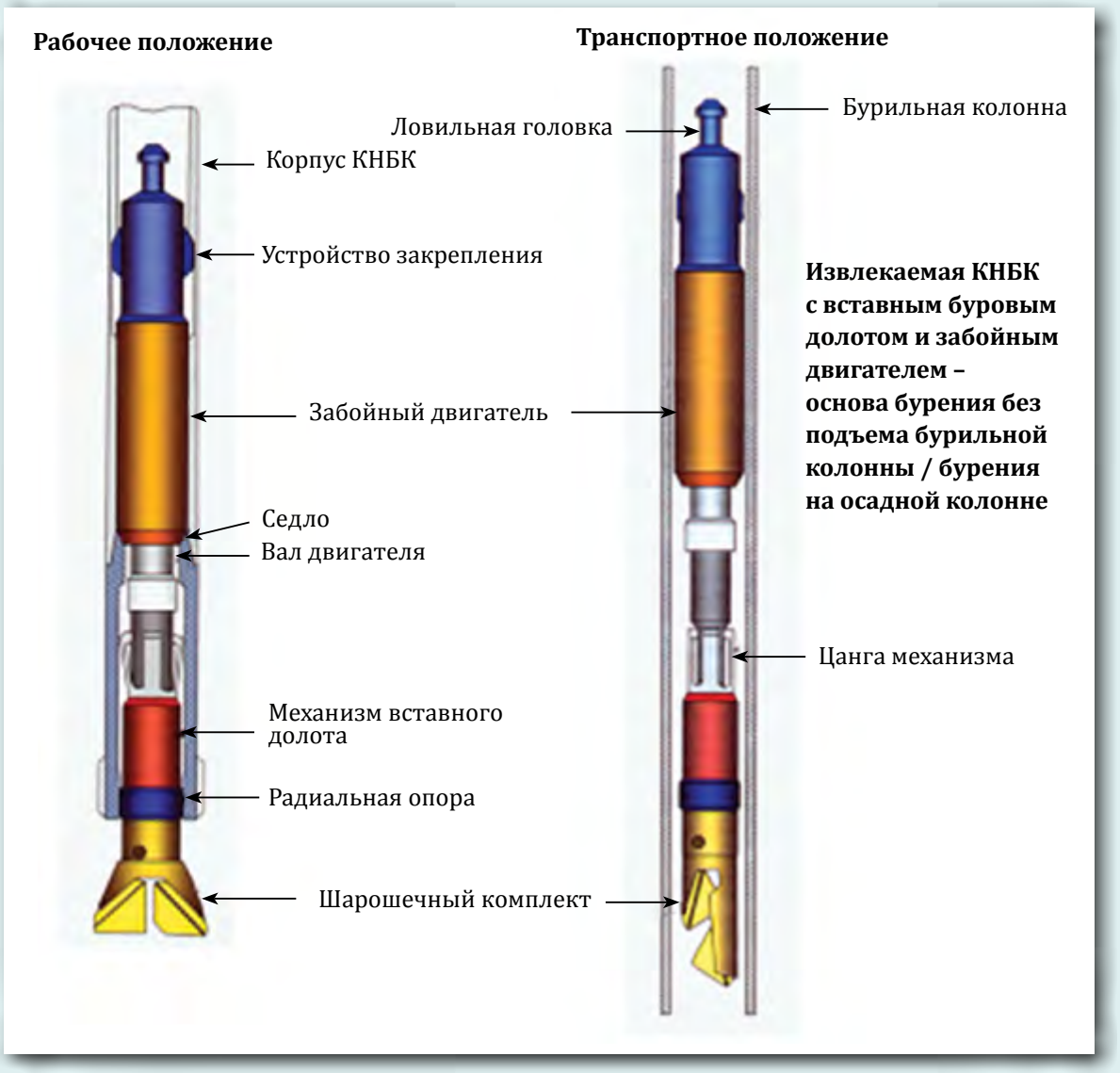

Рис. 1. Схема бурения без подъема колонны извлекаемой КНБК с раздвижным долотом и ГЗД

Технология отбора керна извлекаемым инструментом для научного бурения на континенте

Одним из результатов промышленных испытаний метода бурения без подъема труб (ББПТ) стала разработка такого же метода отбора керна в твердых и крепких кристаллических породах [10]. Новая система непрерывного отбора керна была разработана ВНИИБТ для применения в сверхглубоких скважинах в соответствии с национальной программой «Исследование земной коры и сверхглубокое бурение». Расчеты показали, что при бурении ниже 7000 м (что соответствует второму этапу бурения скв. Кольская СГ-3) этот метод будет существенно эффективнее других. Схема объясняющая принцип ББПТ извлекаемым инструментом показана на рис. 1. Для отбора керна применяется стандартный инструмент, который транспортируется к забою скважины и обратно внутри БК для бурения с отбором керна пилотного ствола, диаметр которого немного меньше проходного диаметра БК. Пилотный ствол расширяется расширителем – башмаком БК, или раздвижным инструментом. Возможно бурение сплошным забоем как пилотного, так и основного ствола. Варианты КНБК для такого способа непрерывного бурения с отбором

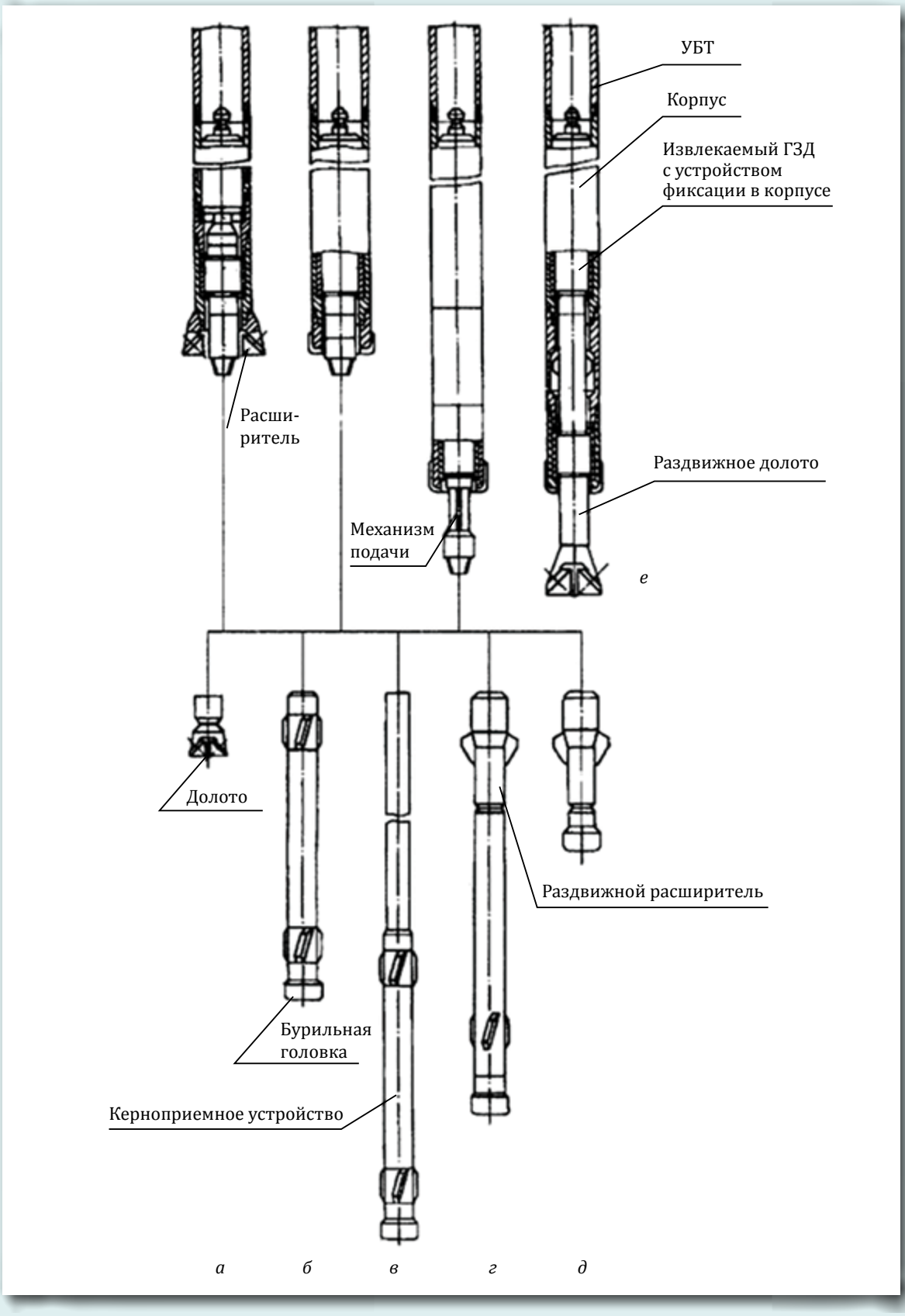

Рис. 2. Схема бурения с отбором керна извлекаемыми КНБК:
а – бурение в пилотном стволе; *б, в* – отбор керна в пилотном стволе; *г* – отбор керна;
д – бурение с одновременным расширением; *е* – расширение и бурение

керна показаны на рис. 2. Спуск и подъем извлекаемых компоновок проводился потоком бурового раствора – прямая циркуляция при спуске и обратная при подъеме, скорость движения инструмента в трубах составляла 1–2 м/с.

В период с 1969 по 1973 г. были разработаны и изготовлены опытные образцы инструментов для бурения скважин диаметром 217 мм в твердых породах. К испытаниям были подготовлены несколько типов бурильных головок, керноотборные устройства, раздвижной расширитель с лопастями, оснащенными алмазными композитными резцами, раздвижное 3-шарошечное долото и извлекаемый забойный двигатель. Этим инструментом отбирали керн с последующим (рис. 2, б+е) и с одновременным (рис. 2, г) расширением. Бурильная колонна была собрана из равнопроходных стальных (162 мм) и легкосплавных (168 мм) труб. Циклы испытаний в скв. Спутник СГ-3 чередовались с корректировками конструкций и модификацией инструмента в период с 1974 по 1978 г. Эта скважина была специально сооружена на расстоянии 50 м от основной скв. Кольская СГ-3 для различных экспериментальных работ и полевых испытаний бурового и геофизического инструмента.

Испытания подтвердили возможность использования ББПТ в кристаллических породах. Однако в скв. Кольская СГ-3 метод не применялся, так как БК диаметром 168 мм нельзя было использовать в открытом стволе диаметром 214 мм, пробуренном БК диаметром 147 мм, а длина ствола превышала 5 км. Эксперимент по спуску 1000-м секции из ЛБТНК-168 показал, что силы сопротивления перемещению более жесткой БК длиной свыше 7000 м превысят возможности оборудования и прочность труб. Промышленное освоение новой технологии было перенесено на скв. Криворожская СГ-8, в которой БК диаметром 168 мм применялась с начала бурения. Схема конструкции и пробуренных стволов скв. СГ-8 показана на рис. 3.

Полевые испытания комплекса ББПТ были завершены в 1987 г. в пилотном стволе скв. СГ-8 диаметром 217 мм, который был пробурен до 3460 м после спуска 508-мм кондуктора на глубину 848 м. Технология отбора керна извлекаемым инструментом применялась в чередовании с обычной технологией отбора керна – в обоих случаях бурение велось на ГЗД. Интервал был представлен анизотропными твердыми и крепкими породами со слоистыми, сланцеватыми, полосчатыми и линейными текстурами, что способствовало искривлению ствола скважины. В соответствии с геологической задачей и необходимостью отбора качественного керна, технологические средства для борьбы с искривлением ствола не применялись и зенитный угол в пилотном стволе достиг 32°. Затем был пробурен основной вертикальный ствол на глубину 2808 м и спущена 426-мм техническая колонна. Скважина доведена до глубины 3400 м сплошным забоем. Результаты испытаний свидетельствовали о перспективности схемы отбора керна в пилотной скважине (ПС) малого диаметра длиной 20-30 м извлекаемым инструментом (см. рис. 2, б, в) с последующим расширением стандартной КНБК для бурения вертикального ствола большим диаметром (два–три диаметра ПС).

Промышленное использование технологии непрерывного отбора керна с извлекаемыми компоновками было реализовано в основном стволе скважины диаметром 295,3 мм. Бурение проходило в твердых и крепких породах с серьезными геологическими осложнениями, проявлявшимися кавернообразованием с осыпями и вывалами крупных кусков породы, заклинками. В основном заклинивания и прихваты компоновки происходили при расширении пилотных скважин после отбора керна, что можно объяснить существенным динамическим воздействием маятниковой компоновки на стенки скважины. При борьбе с осыпями и обвалами применялись обратная промывка для очистки кавернозного интервала, затем изоляция интервалов осложнений поинтервальным (снизу-вверх) цементированием специальных оболочек.

Из-за прихвата и отворота турбобура на глубине 5033 м пришлось бурить обходной ствол. В общей сложности на ликвидацию аварий и осложнений при бурении основного ствола скважины было потрачено около двух лет – 40 % продолжительности бурения в интервале 3400 – 5400 м.

Параметры извлекаемых КНБК и режимы бурения с отбором керна ПС были оптимизированы под задачу получения информативного кернового материала без учета возможного естественного искривления ПС. Этому способствовало применение турбобуров: редукторного турбобура ТРВ-142 (80 % проходки) с рабочими частотами вращения 90 (два редуктора) и 300 (один редуктор) мин$^{-1}$ и турбобура с вставным ротором ТВР-198Т с рабочей частотой вращения 600-800 мин$^{-1}$; а также двойных керноприемных устройств типа СКВ 122-132/52 и СКУ-127/67 с подшипниковой подвеской внутренней трубы, двумя кернорвателями и центраторами на корпусе. Длина рейса с отбором керна ограничивалась 3 м. Применялись шарошечные бурильные головки 24К 132/52 ТКЗ и безопорные

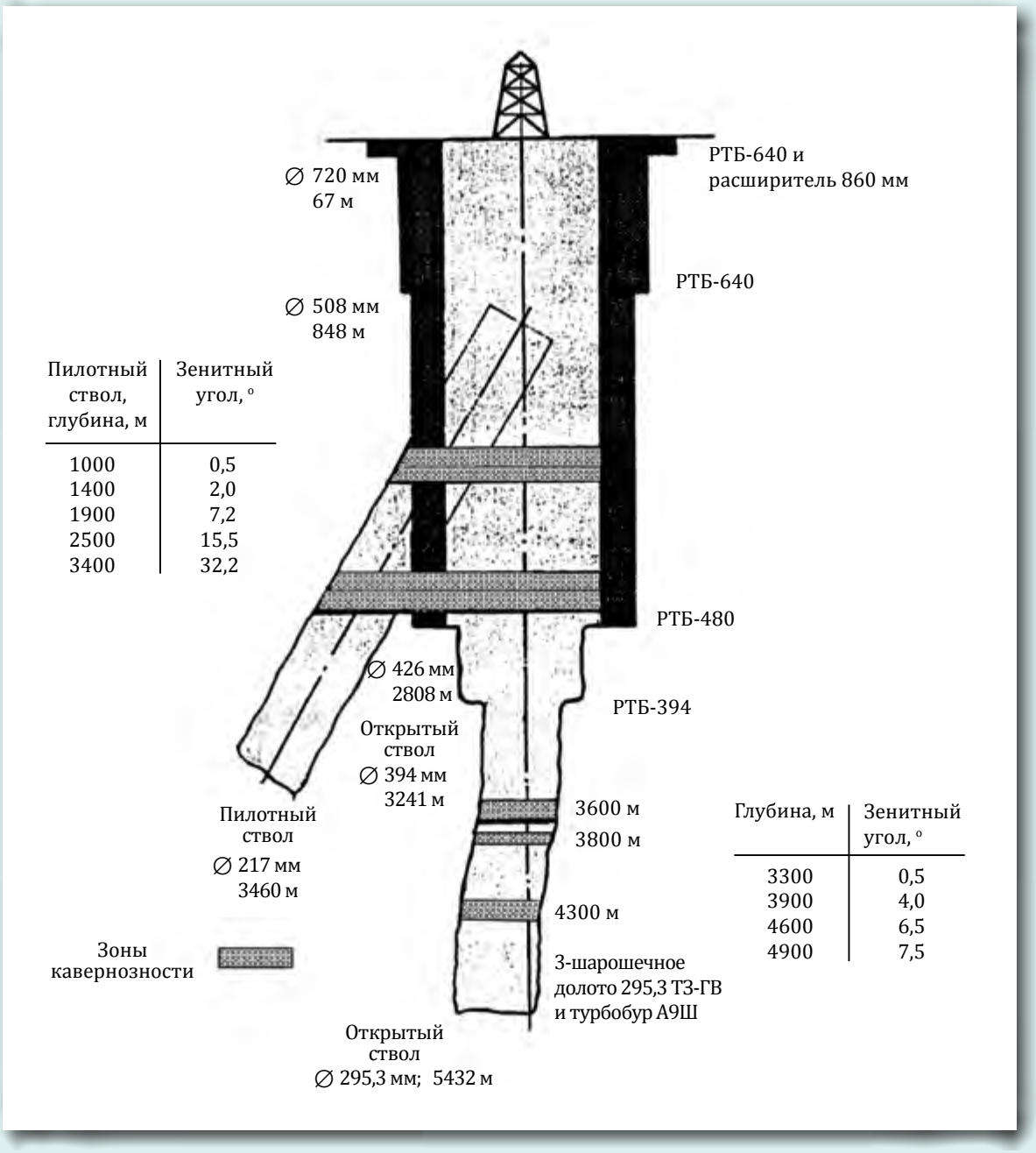

Рис. 3. Конструкция и профиль скважины Криворожская СГ-8

ИСМ 132/52 и 132/67, то есть $K_к$ = 0,39–0,51, а в пилотном стволе $K_т$ = 0,8–0,9.

Таким образом, техногенный фактор разрушения керна осевыми и боковыми колебаниями КНБК был минимизирован, хотя сложные геологические условия и отсутствие индикатора заклинивания керна не позволили получить средний вынос керна более 62 % (табл. 1). Тем не менее этот результат все же выше, чем при бурении аналогичных по сложности интервалов в скв. Кольская СГ-3: 53 % в интервале 0–4673 м и 24 % в интервале 4673–6842 м [11].

Отработанный при бурении на суше метод ББПТ стал основным для создания комплекса бурового инструмента и технологии строительства морских исследовательских скважин. Комплекс был частью проекта по созданию НИС «Наука», заложенного на Херсонском Су-

достроительном заводе для АН СССР в конце 80-х гг. прошлого века. Разработка ТЗ на буровое оборудование и весь цикл работ по буровому инструменту выполнялись ВНИИБТ в 1984–1992 гг. Приемочные испытания технологии бурения проводились во время экспедиции НИС «Бавенит» в Атлантику – район подводных вулканических гор Жозефин, Горриндж и Ампер в марте–мае 1991 г. [12].

Испытания подтвердили перспективность этой технологии для глубоководного бурения без райзера. Проект НИС «Наука» не был завершен, а система КСОК получила дальнейшее развитие для стратиграфического и геотехнического бурения с буровых судов типа «Бавенит».

Морские проекты с применением КСОК. Основные принципы комплексной системы отбора керна были сформулированы на основе анализа результатов проектирования, испытаний и коммерческого использования системы отбора керна, применявшейся при реализации международной программы океанического глубокого бурения ODP (Ocean Drilling Program) и опыта континентального научного бурения в России [7]. Перечислим эти принципы.

1. Легкосплавная БК увеличенного диаметра. Применение труб с наружным диаметром 164–168 мм и внутренним (равнопроходной) 146 мм позволяет почти удвоить максимальную длину БК при той же мощности буровой установки, увеличить диаметр керна, повысить прочность и надежность извлекаемых инструментов и использовать мощный извлекаемый забойный двигатель.

2. Использование одного корпуса для нескольких извлекаемых систем, таких как поршневой отбор проб, роторное бурение с отбором керна, отбор проб или керна ударным способом, бурение и отбор керна с помощью забойного двигателя.

3. Использование различных типов извлекаемых керноприемных устройств и бурильных головок для всех типов пород. Внутренний диаметр бурильных труб позволяет разрабатывать бурильные головки режущего, истирающего и дробящего типов, обладающие высокой прочностью и надежностью даже в условиях серьезных колебаний нагрузки.

4. Наличие раздвижного инструмента – шарошечного долота и лопастного расширителя

Таблица 1

Результаты отбора керна извлекаемыми компоновками в интервале от 3703 до 5359 м основного ствола скв. Криворожской СГ-8

Параметры	Значения	В том числе ПС длиной 20 м и более	В том числе при бурении редукторным турбобуром с бурголовками типа ИСМ
Номера ПС	1–40	4, 5, 7, 9, 13, 15, 19–22; 25–29; 31–36	14, 15, 19, 22, 25, 26, 32, 33, 34
Интервалы отбора керна, м	3703,0–5359,0	3743,5–4656,5 4734,2–4761,7 4808,0–4832,0 4838,2–4880,6 4913,1–4939,5 4942,8–4975,0 4975,0–5012,0	4291,0–4602,0 4622,0–4656,0 4770,2–4795,5 4942,8–4975,0 4975,0–5012,0 5012,0–5033,0
Количество ПС	40	22	9
Средняя длина ПС	19,9	26,4	27,9
Средняя длина рейса, м	2,6	2,76	2,82
Средняя МСП с отбором керна, м/час	0,80	0,93	0,98
Вынос керна, %	62,0	61,7	62,9

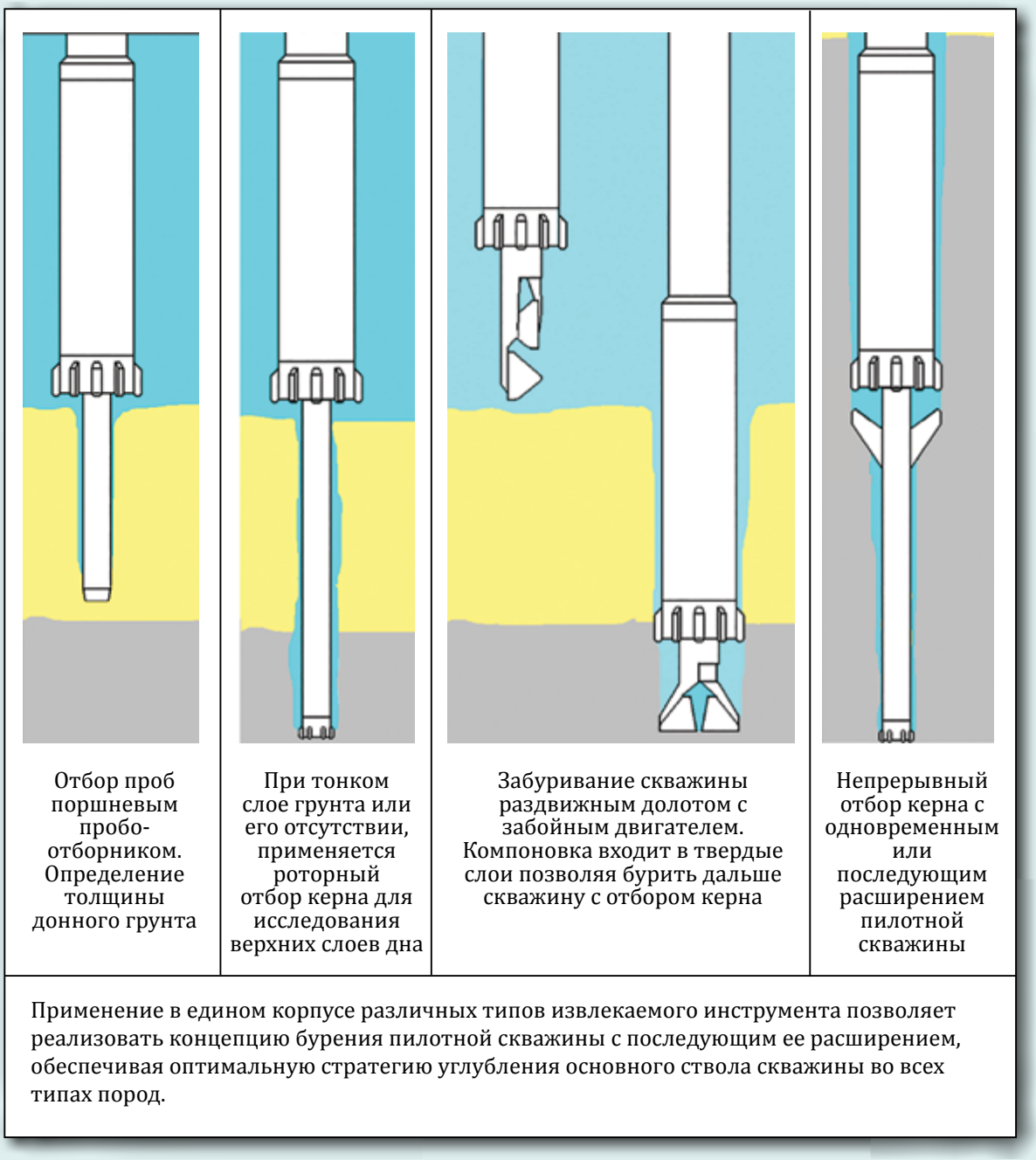

Рис. 4. Стратегия бурения и отбора керна в морских скважинах

для применения с извлекаемым забойным двигателем. Внутренний диаметр бурильной колонны позволяет спроектировать надежный раздвижной инструмент для скважины диаметром 216–220 мм.

Последний пункт открывает множество возможностей для комбинирования непрерывного отбора керна и бурения сплошным забоем во всех типах горных пород. Смена инструмента при переходе с одной операции на другую не требует подъема и спуска БК. Таким образом, имеется возможность бурения скважин без установки донной рамы, что особенно важно при сложном рельефе морского дна, наличии на дне обнажений твердых пород.

Указанные принципы также сохраняют возможность обычного роторного бурения. В этом случае используются расширитель на нижнем конце КНБК и центральное долото.

Стратегия применения и схемы КСОК и для морского буре-

ния представлены на рис. 4 и 5. Разработанный с использованием указанных принципов комплекс позволяет реализовать оптимальные стратегии стратиграфического бурения скважин с небольшого бурового судна в меняющихся условиях. Окончательное формулирование указанных принципов и детальная проработка элементов компоновок произошла после первых испытаний системы в 1991 г.

Экспедиция НИС «Бавенит» для научного бурения в Атлантике (1991 г.). Фактические геологические условия были следующими:

• твердые магматические породы часто чередуются с мягкими рыхлыми образованиями;

• плотный и стабильный поверхностный слой, толщина которого может достигать 20 м, обычно покрывает неустойчивые образования, такие как песок;

• в твердых породах присутствовало множество зон осложнений разного рода;

• ил практически не встречался.

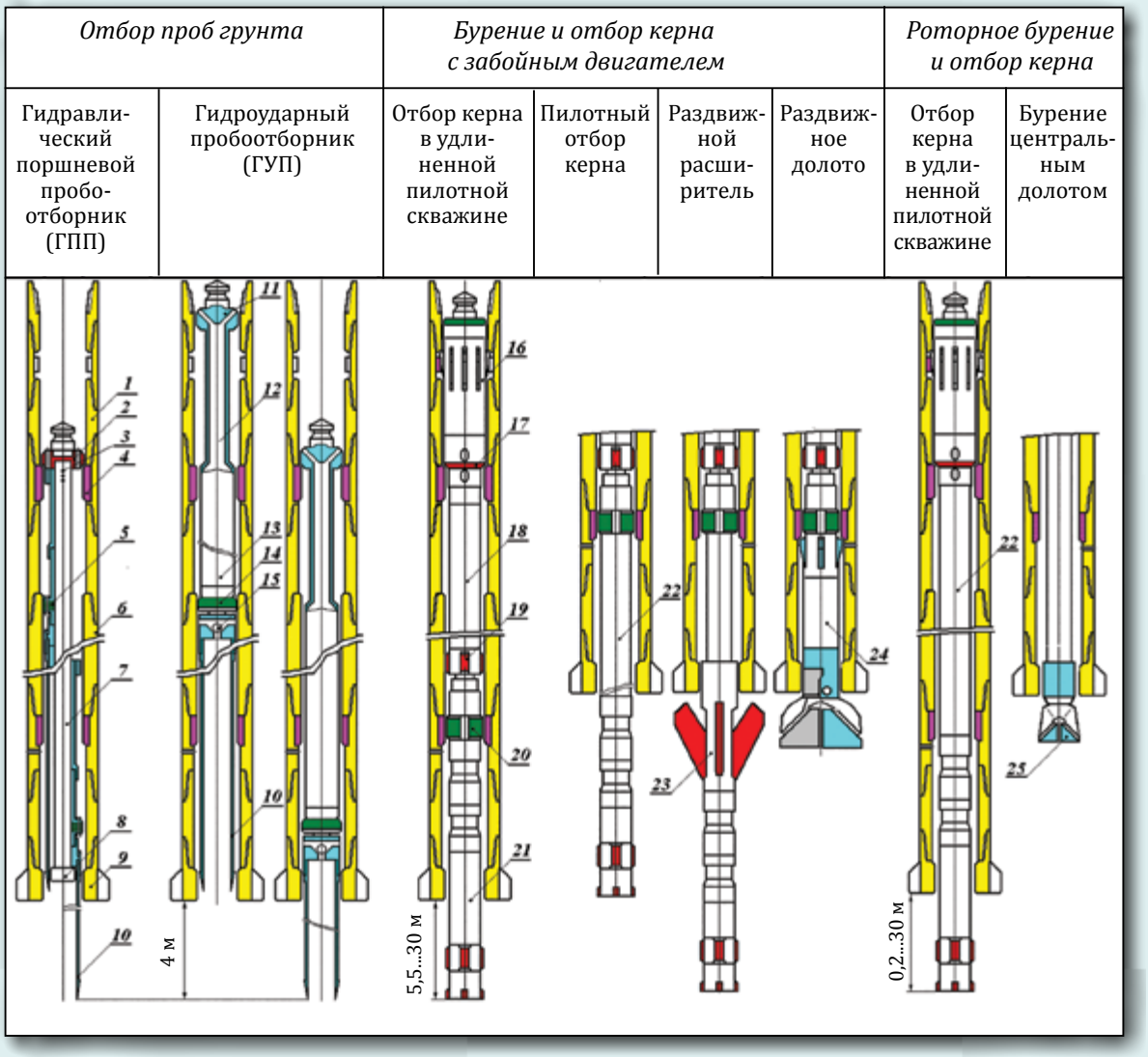

Рис. 5. Компоновки Комплексной системы отбора керна
1 – корпус КСОК; *2* – головка ГПП; *3* – срезные штифты; *4* – седло; *5* – приводной поршень; *6* – цилиндр; *7* – шток; *8* – поршень-разделитель; *9* – башмак-расширитель; *10* – пробоотборник; *11* – головка ГУП; *12* – удлинитель; *13* – гидроударник; *14* – уплотнение; *15* – шаровой клапан; *16* – гидравлическая защелка; *17* – посадочная головка; *18* – забойный двигатель; *19* – стабилизатор; *20* – радиальная опора; *21* – керноприемное устройство; *22* – удлинитель, механизм подачи, делитель потока; *23* – раздвижной расширитель; *24* – раздвижное долото; *25* – долото

Таблица 2

Результаты научного бурения с НИС «Бавенит» в Атлантике

Скважина и локация	Глубина воды, м	Проходка, м		Количество рейсов		МСП, м/ч		Вынос керна		Причина прекращения работ
		Всего	Отбор керна	На канате	БК	Бурение	Отбор керна	м	%	
2В Жозефин	206	32,0	17,4	10	2	0,6	1,9	2,8	16,3	Прихват БК
2Е Жозефин	212	22,0	17,5	5	1*	0,9	2,8	5,0	28,5	Ухудшение погоды
4Е Горринж/ Гетерсберг	106	24,0	8,5	5	1*	1,0	1,3	3,4	40,2	Зашламование КНБК
5 Горринж/ Гетерсберг	87	50,0	25,0	17	1	0,8	2,1	7,9	31,5	Программа рейса
7 Ампер	121	42,0	20,5	5	1	0,8	3,5	6,0	29,1	Отказ системы ДП судна
Всего		170,0	88,9	42	4	0,8	2,4	25,1	28,2	

*Пробурено несколько скважин за один спуск БК до морского дна.

Из-за очень сложных геологических условий, а также из-за того, что на судне не было достаточного объема бурового раствора, средняя глубина скважины оказалась меньше ожидаемой. Объем и качество отбора керна были значительно меньше желаемых.

Работы по бурению начались 31 марта и закончились 18 мая 1991 г. Всего пробурено 29 скважин с общей проходкой 260,3 м, в том числе в твердых породах 207,2 м (80 %). Проходка компоновками для отбора керна составила 152,7 м (58,7 %) за 53 рейса, керн был отобран при проходке 146,9 м в 49 рейсах (92,4 %), а общая длина керна составила 35,23 м (24 %); были представлены все встреченные породы. Из общего пробуренного метража 65% было выполнено в пяти самых глубоких скважинах (табл. 2).

Для выполнения работ потребовалось в общей сложности 23 спуска-подъема легкосплавной БК, в том числе один рейс по погодным условиям и четыре рейса для ловильных операций; количество спусков-подъемов инструмента на канате составило 91, включая пять холостых, без проходки. Получены репрезентативные результаты испытаний забойных двигателей, которыми выполнено 97% от общего объема бурения. В некоторых случаях за один спуск БК бурилось несколько скважин.

Нужно отметить, что бурение выполнялось без донной рамы. Для выбора точки на дне и наблюдения за процессом забуривания скважины применялась телевизионная система на кабеле, которая устанавливалась на дне в районе забуривания. Положение КНБК у дна моря изменялось с помощью динамической системы (ДП) позиционирования судна. С помощью ДП было выполнено несколько повторных вводов бурового инструмента в скважину с необорудованным устьем.

Производственное время (проходка и вспомогательные операции) составило 408 ч (51 % календарного времени); 70 % производственного времени ушло на вспомогательные операции. Поскольку буровые площадки располагались близко друг к другу, на переходы и позиционирование уходило 13,3% времени. Погодные условия были хорошие, простой 6,4%. Много времени было потрачено на ремонтные работы (14,3 %) по сравнению с продолжительностью механического бурения (15,2 %). Почти 10 % времени ушло на ремонт бурового и судового оборудования.

На устранение осложнений в скважине потребовалось 10,2 % календарного времени. Большая часть (68%) была потрачена на устранение проблем с БК, вызванных отказом системы динамического позиционирования судна на горе Ампер. В итоге колонна была поднята со дна моря.

В связи с тем, что основной задачей экспедиции были приемочные испытания комплекса бурового инструмента, были испытаны все технологические схемы и элементы КНБК указанные на рис. 5. Однако в связи с реальными геологическими условиями и ограничениями работоспособности насосных установок в режиме максимальной мощности, лучшие результаты были получены при опережающем отборе керна с последующим расширением. Что касается отбора керна, то инструмент, достаточно успешно применявшийся в условиях скв. Криворожская СГ-8, не соответствовал условиям испытаний в Атлантике. Диаметр керна 52 мм, соответственно $K_к$ = 0,39, имевшиеся типы кернорвателей и керноприемников, сложность поддержания режима постоянной осевой нагрузки в морских условиях не способствовали высоким показателям выноса керна. Из-за большого разнообразия геологических и эксплуатационных условий полученные данные не позволяли делать выводы о преимуществах того или иного инструмента, тем не менее приведем некоторые результаты.

Наибольшее число скважин (13), в том числе глубокие скв. 2В, 2Е, 4Е и 7 (интервал 0–21,5 м), было пробурено винтовым забойным двигателем ДВО-142. Общая проходка составила 138,1 м. Применялись шарошечные бурильные головки, в восьми рейсах с механизмом подачи МПВ-132; однако применение этого устройства для поддержания контакта долота с забоем было затруднено из-за недостатка гидравлической мощности насосов. Выполнено четыре рейса с бурильной головкой ИСМ 132/52. Общий вынос керна при бурении с ДВО-142 составил 17,11 м, средний вынос с шарошечными головками – 24 %; а с ИСМ – 7 %.

Редукторный турбобур ТРВ-142 использован в 11 скважинах; общая проходка 103,5 м. Были пробурены две глубокие скв. 5 и 7 (интервал 21,5–42 м). Использовались все типы бурильных головок, в основном без МПВ-132. Вынос керна инструментом ИСМ с одновременным расширением РВА1-217 составлял 15 %; при бурении пилотного ствола средний вынос керна – 30 % для шарошечных и 43 % для бурильных головок ИСМ.

В табл. 3 представлены сравнительные данные отработки инструмента для непрерывного отбора керна в различных условиях на суше и на море во время научных буровых работ, а на рис. 6 осмотр извлеченного после бурения раздвижного долота.

Нужно отметить, что экспедиция НИС «Бавенит» в Атлантику была первым опытом работ такого типа в истории

Таблица 3

Сравнительные результаты отработки инструмента для непрерывного отбора керна в научном бурении скважин диаметром 217 мм

Инструмент	Скв. Спутник СГ-3			Пилотный ствол скв. Криворожской СГ-8			НИС «Бавенит» в Атлантике		
	Общая проходка, м	Срок службы		Общая проходка, м	Срок службы		Общая проходка, м	Срок службы	
		м	ч		м	ч		м	ч
Бурильные головки: 24К-132/52ТКЗ ИСМ 132/52С	92,0 305,3	3,8 20,4	4,2 20,0	21,2 233,5	1,6 27,3	2,8 34,1	119,2 18,5	8,0 –	2,6 –
Раздвижное долото ЗДР-217К	130,5	6,9	4,2	29,9	4,8	3,3	147,4	36,4	10,6
Раздвижной расширитель РВА1 217	190,6	14,7	13,9	121,8	8,2	6,3	21,4	10,7	4,2

бурения скважин в СССР и России. Для экипажа судна, принадлежавшего Арктической морской инженерно-геологической экспедиции (АМИГЭ), для команды специалистов ВНИИБТ, ВНИИТнефть, НТЦ «Кольская Сверхглубокая», Криворожской ГРЭСБ (исполнители работ по созданию комплекса), представителей ЦКБ «Черноморсудопроект» – проектантов судна «Наука» и Института Океанологии АН СССР им. П.П. Ширшова – генерального заказчика – почти все в этом рейсе было впервые. Полученный опыт и демонстрация возможностей новой системы отбора керна были оценены компанией Фугро Инжинирс (Fugro Engineers B.V.). Рабочая встреча с ее представителями состоялась на борту судна в Роттердаме при возвращении из рейса, что привело к началу сотрудничества по дальнейшему совершенствованию и превращению системы в КСОК и ее применению в различных коммерческих проектах.

Рис. 6. Операции с КСОК при бурении в Норвежском море – осмотр извлеченного после бурения раздвижного долота

Бурение по технологии КСОК (1993–1999 гг.). Бурение стратиграфических скважин в 1993 г. было частью выполнявшегося с конца 80-х гг. прошлого века проекта мелководного бурения на шельфе Норвегии под руководством института IKU (Institute for Continental Shelf Surveys / Институт для исследований континентального шельфа), входившего в группу SINTEF. Для этого проекта использовалось норвежское буровое судно Bucentaur (Букентаур) с буровой установкой грузоподъёмностью 400 кН., рассчитанной на общую глубину бурения (вода + скважина) до 800–900 м. В экстремальных условиях района исследований на плато Воринг (Voring Plateau) – глубина 1500 м; рыхлые отложения с твердыми слоями коренных пород – применение КСОК с легкосплавной БК и извлекаемыми компоновками различного типа представлялось единственной возможностью для бурового судна аналогичного НИС «Бавенит» [7].

Перед началом бурения на проектной площади было пробурено несколько пробных скважин при глубине воды 180–360 м в ближайшем к порту фьорде для подтверждения работоспособности элементов КСОК и их совместимости с буровым оборудованием судна. На плато Воринг были пробурены с отбором керна шесть скважин при глубине воды 1445–1502 м. Глубина скважин варьировалась от 41 до 231,5 м. Максимальная длина легкосплавной БК в этом проекте составляла 1711,5 м.

Стратегия бурения предусматривала точечный отбор проб или керна при проходке поверхностных наносов и непрерывный отбор керна после вскрытия коренных пород. Бурильные головки К-133.3/67 МСЗ как в роторном, так и в турбинном режимах были основными инструментами для отбора керна, ими пробурено 56 м за 18 спусков, рейсов с выносом керна примерно 35 %. Наилучшие результаты были достигнуты с бурильной головкой КАП 133.3/67МС (резцы PDC): пробурен 21 м за восемь рейсов с 80%-м выносом керна. Для бурения скважины сплошным забоем и расширения пилотного ствола использовались раздвижные долота 3ДР-217К и СЗ. В одной из скважин расширение 36,3 м песчаника выполнено за три рейса со средней скоростью 2,7 м/ч. Впервые были получены репрезентативные образцы керна с использованием КСОК при глубоководном бурении с обычного геотехнического бурового судна.

С 1993 г. КСОК в сборе или отдельными элементами, но всегда с легкосплавной БК использовалась в различных геотехнических и научных морских проектах. В ходе проекта Британской Геологической Службы (BGS) в северной Атлантике на Rockall Bank в 1994 г. было про-

бурено семь скважин. В этом проекте использовалась система отбора керна со съемным керноприемником BGS. Глубина воды на площадках бурения составляла 232–1484 м, а глубина скважины изменялась от 59 до 209,6 м. Максимальная длина БК в этом проекте составляла 1543 м.

Проекты в Мексиканском заливе в каньоне Миссисипи (1995 г.), Зеленом каньоне (1996 г.), районе Виоска-Нолл (1996 г.) и районе Гарден-Бэнкс (1996 г.) проведены при глубинах воды от 787 до 1616 м. Глубина 24 скважин, пробуренных с отбором проб и точечным отбором керна, варьировалась от 37 до 580 м. Длина бурильной колонны достигала 1981,5 м, что стало максимальным достижением КСОК. Также были проекты в Гибралтарском проливе, Черном море, у берегов Японии.

Заключение

На текущем этапе первостепенными задачами в Арктической зоне для России являются активное геологическое изучение и открытие новых месторождений, подготовка сырьевой базы, но одновременно с этим Россия должна готовить технологии и оборудование для того чтобы в среднесрочной перспективе начать эти ресурсы осваивать.

В конце 2020 г. НИС «Бавенит» «Росгеологии» проводило бурение стратиграфических скважин в рамках научной экспедиции «Роснефти» на севере Карского моря. Основной задачей проекта был отбор керна – прямого источника геологической информации, необходимой для определения возраста, состава и условий формирования пород арктического шельфа. При работах на севере всего пробурено восемь скважин до глубины 90 м и получено 6500 кг керна [13]. Очевидно, что технологии отбора керна с плавучих средств должны быть одним из приоритетов. В этой связи нам представляется, что информация о результатах опытно-промышленных работ с КСОК, проведенных ранее на буровых судах типа «Бавенит», является актуальной. Технический уровень современного керноотборного инструмента существенно выше того, который применялся в КСОК, однако базовые принципы системы остаются привлекательными для повышения показателей как морского стратиграфического бурения в водах различной глубины, так и бурения глубоких и сверхглубоких исследовательских скважин на суше. ■

Новая система непрерывного отбора керна была разработана ВНИИБТ для применения в сверхглубоких скважинах в соответствии с национальной программой «Исследования земной коры и сверхглубокое бурение».

ЛИТЕРАТУРА

1. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. – 2016. – № 2(22). – С. 4–13.

2. Разведочное бурение на арктическом и дальневосточном шельфе России / О.В. Жданеев, К.Н. Фролов, А.Е. Коныгин, М.Р. Гехаев //Арктика: экология и экономика. – 2020. – № 3(39). – С. 112–125.

3. Enhanced Coring Services, 2013 Baker Hughes Incorporated –URL: https://yandex.ru/search/?text=3.%09 Enhanced%20Coring%20Services%2C%202013%20Baker%20Hughes%20Incorporated&lr=213&clid=1923020 (дата обращение январь 2021).

4. Оборудование и инструмент для отбора керна, каталог «УДОЛ». Удмуртские долота – URL: https://dropdoc.ru/doc/318770/otbor-kerna--1-77-mb--pdf- (дата обращение январь 2021).

5. Diamond products catalog, 2019 Boart Longyear интернет-ресурс. – URL: https://pdf.directindustry.com/pdf/boart-longyear/diamond-products-catalog/54192-609345.html (дата обращение январь 2021).

6. Техническая характеристика и состав комплексов ССК и КССК – URL: http://www.drillings.ru/tehhar (дата обращение январь 2021).

7. Complete coring system for continuous coring with retrievable tools in deep water, IADC / M.Ya. Gelfgat, G.R. Gamsakhurdia, J. Geise, H. Spierings // SPE paper 27521, Dallas, Texas, February 15-18, 1994.

8. Advanced Drilling Solutions – Lessons from the Former Soviet Union / Y.A. Gelfgat, M.Ya. Gelfgat, Y.S. Lopatin. - PennWell Publishing, 2003.

9. Гельфгат М.Я. Технологии бурения скважин в России – истоки и перспективы развития // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 4. – С. 24–35.

10. Гельфгат М.Я. Бурение без подъема труб – технологическая база бурения на обсадной колонне // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 4–13

11. Кольская сверхглубокая. Научные результаты и опыт исследований. – М.: МФ «ТЕХ-НОНЕФТЕГАЗ», 1998 – 260 с.

12. Шостак В.П. Очерки о работе в судостроении, времени и людях, Чикаго : Мегатрон, 2008. – 202 с.

13. "Роснефть" провела первое бурение малоглубинных стратиграфических скважин на севе-ре Карского моря, События. 19:56 26.11.2020. – URL: https://www.rosneft.ru/press/news/item/204031/ (дата обращение январь 2021).

ОБЩЕСТВЕННЫЕ СЛУШАНИЯ 2020 ГОДА

Организация общественных обсуждений, которые являются одним из этапов оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) в соответствии с Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ, утвержденных приказом Госкомэкологии РФ от 16 мая 2000 г. № 372, – одно из направлений деятельности ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».

Начало текущего года ознаменовалось проведением общественных слушаний по Программе инженерных изысканий на морских участках по двум объектам – «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море» и «Обустройство Северо-Каменномысского месторождения». Слушания проходили в трех районах Ямало-Ненецкого автономного округа – Надымском (г. Надым), Тазовском (п. Тазовский) и Ямальском (с. Новый Порт и с. Мыс Каменный).

Село Мыс Каменный (ЯНАО). Вид с вертолета на Обскую губу

Газовые месторождения Каменномысскоеморе и Северо-Каменномысское расположены в акватории Обской губы Карского моря и обладают запасами газа в 555 и 253,9 млрд м^3, соответственно (по сумме категорий C_1 и C_2). Недропользователем ГКМ является ООО «Газпром добыча Ямбург», заказчиком работ – ООО «Газпром инвест», генеральным подрядчиком – ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».

Основные цели комплексных морских инженерных изысканий – получение данных о природных и техногенных условиях в акватории вышеупомянутых месторождений, изучение условий залегания грунтов и их свойств в объёме, достаточном для дальнейшего проектирования объектов обустройства, которые предназначены для добычи, подготовки и транспортировки газа с месторождений. При этом на участке Северо-Каменномысского месторождения изыскания проводятся впервые, в то время как на месторождении Каменномысское-море изыскания проходили в 2015 г. Планируемые работы необходимы для получения дополнительных данных.

Местные жители неравнодушны к судьбе родного края, поэтому традиционно активно участвуют в общественных слушаниях: задают вопросы, высказывают предложения и пожелания. Планы большинства из них не смог изменить даже перенос слушаний на несколько дней в связи с неблагоприятными метеоусловиями, которые препятствовали вылету вертолета в пункты назначения (в данном случае речь о с. Новый Порт и с. Мыс Каменный).

По результатам слушаний в каждом из четырех населенных пунктов местные жители и администрации районов одобрили реализацию представленных программ изысканий, что было закреплено подписанием протоколов о проведении общественных слушаний.

В Ямальском районе ЯНАО в феврале состоялись еще слушания, заказчиком которых выступило ООО «Газпром недра». Мероприятие посвящалось рассмотрению проектной документации на строительство поисково-оценочной скв. 2 Скуратовской площади и разведочной скв. 5 Ленинградского ГКМ, расположенных в Карском море. Строительство скважин осуществляется для поиска и оценки залежей углеводородов, а также подготовки геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений. Оба проекта на строительство скважин были

Слушания в п. Тазовском ЯНАО

Село Новый Порт. Вид на Обскую губу

одобрены общественностью и местными органами власти.

В дальнейший процесс организации общественных обсуждений в 2020 г., в частности в форму их проведения, внесло свои коррективы повсеместное распространение коронавирусной инфекции, которая стала причиной закрытия ряда регионов РФ для проведения массовых мероприятий, в том числе общественных слушаний.

Так, мероприятие, посвященное рассмотрению документации на реконструкцию газосборной сети Ямбургского НГКМ (заказчик – ООО «Газпром инвест»), было проведено в г. Надыме и п. Тазовском с использованием видеоконференцсвязи.

Новый формат слушаний позволил принять участие в мероприятии еще большему числу слушателей из разных регионов. Слушания завершились оформлением протоколов, которые совместно с проектными материалами будут направлены на государственную экологическую экспертизу.

Намечены и другие слушания, и их число только увеличивается: причиной является принятый в июле 2020 г. Федеральный закон № 194-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации», регламентирующего необходимость проведения государственной экологической экспертизы проектной документации всех объектов, строительство, реконструкцию которых предполагается осуществлять на территории Арктической зоны Российской Федерации. Это, в частности, территории Ямало-Ненецкого и Ненецкого автономных округов, где расположено подавляющее большинство объектов строительства нефтегазового комплекса Российской Федерации.

А.А. Савоткина,
специалист по общественным связям
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»

ПЕРЕЧЕНЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПРОВОДИМЫХ В ПЕРВОМ ПОЛУГОДИИ 2021 ГОДА

Мероприятие	Дата, место проведения	Площадка
Февраль		
18-я Международная выставка **Нефть. Газ. Химия. Экология 2021**	10–12 февраля Россия, г. Набережные Челны	Экспо-Кама, ВЦ
31-я Международная специализированная выставка **CHEMTECH World Expo 2021**	24–27 февраля Индия, г. Мумбай	Bombay Exhibition Centre – NSE Exhibition Complex
Март		
Межрегиональная специализированная выставка **Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу 2021**	18–19 марта Россия, г. Новый Уренгой	Деловой центр «Ямал»
Апрель		
19-я Специализированная выставка **Atyrau Oil & Gas 2021**	7–9 апреля Казахстан, г. Атырау	Выставочный центр Атырау
Специализированный форум **Национальный нефтегазовый форум 2021**	26–29 апреля Россия, г. Москва	Экспоцентр на Красной Пресне
20-я Международная выставка **НЕФТЕГАЗ 2021**	26–29 апреля Россия, г. Москва	Экспоцентр на Красной Пресне

Мероприятие	Дата, место проведения	Площадка
Май		
10-я Международная выставка **UzChemPlastExpo 2021**	5–7 мая Узбекистан, г. Ташкент	НВК «Узэкспоцентр»
Oil&Gas Uzbekistan (OGU) 2021	18–20 мая Узбекистан, г. Ташкент	НВК «Узэкспоцентр»
28-я Международная специализированная выставка **Газ. Нефть. Технологии 2021**	25–28 мая Россия, г. Уфа	ВДНХ-ЭКСПО
17-я Международная специализированная выставка **Israchem 2021**	26–27 мая Израиль, г. Тель-Авив	Tel Aviv Convention Center
Июнь		
27-я Международная выставка **Caspian Oil and Gas 2021**	1–3 июня Азербайджан, г. Баку	Баку Экспо Центр
Международная конференция **Caspian Oil and Gas Conference 2021**	2–3 июня Азербайджан, г. Баку	JW Marriott Absheron Baku Hotel
Международная выставка **Oil and Gas Asia / OGA 2021**	8–10 июня Малайзия, г. Куала-Лумпур	Kuala Lumpur Convention Centre
24-я Специализированная международная выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2021**	9–11 июня Россия, г. Саратов	Кристалл, ЛДС
8-я Международная выставка и конференция **Gas Asia Summit & Exhibition / GAS 2021**	15–19 июня Китай, г. Шанхай	Shanghai Convention & Exhibition Center of International Sourcing
I9-я Международная специализированная выставка **Oil & Gas Africa 2021**	24–26 июня Кения, г. Найроби	Kenyatta International Convention Centre (KICC)

ПРЕДСТАВЛЯЕМ НОВОЕ ИЗДАНИЕ

УДК 502/504

Монография А.А. Соловьянова, С.Я. Чернина «Ликвидация накопленного вреда окружающей среде в Российской Федерации: новый этап и новые успехи» вышла в свет в издательстве «Наука» РАН, 2020. – 656 с.

В монографии рассмотрены виды производств, ставших причиной возникновения большинства объектов накопленного вреда окружающей среде (НВОС) на территории Российской Федерации, а также последствия существования таких объектов. Описаны организационные, законодательные, финансовые и технологические схемы ликвидации объектов НВОС в США, Китае и странах Европы. Прослежена история формирования той области российского природоохранного законодательства, которая регулирует вопросы ликвидации объектов НВОС, и описано ее нынешнее состояние. Дана детальная характеристика систем учета и классификации объектов НВОС, включая государственный реестр этих объектов (ГРОНВОС), а также всех основных программ и проектов, в рамках которых в последние годы происходила ремедиация (рекультивация) объектов НВОС. С использованием большого объема иллюстративного материала прослежено, как проходила ликвидация 59 конкретных объектов НВОС, включенных в распоряжение Правительства РФ № 5462-р, приоритетный и федеральный проекты «Чистая страна», в различных субъектах Российской Федерации. Рассмотрена возможная роль региональных операторов в сфере обращения с твердыми коммунальными отходами в решении проблем накопленного вреда. Дана оценка потребностей в продукции экологического машиностроения структур и организаций, участвующих в ликвидации объектов НВОС.

Долгие годы Советский Союз, а затем и Российская Федерация, не считаясь ни с какими препятствиями, шли по пути создания и развития промышленных отраслей и объектов, необходимых для удовлетворения нужд национальной экономики, для защиты суверенитета страны в сложном многополярном мире. И лишь недавно, оглянувшись, мы смогли оценить, насколько дорого индустриализация обошлась нашей природной среде. Атмосфера городов и промышленных центров, воды внутренних морей, рек и озер, почвы и земли селитебных территорий загрязнены различными органическими и неорганическими веществами. Но самые неприятные экологические последствия для окружающей среды и населения связаны с существованием многочисленных объектов накопленного вреда. На земле Сибири – одном из самых промышленно развитых регионов страны, повсеместно разбросаны заброшенные объекты по добыче полезных ископаемых, накопители отходов обогащения черных и цветных руд, шлаки от сжигания твердого топлива и металлургические шлаки, нелегитимные свалки твердых коммунальных и промышленных отходов. Громкую и крайне неприятную славу не только в России, но и за рубежом имеют загрязненное ртутью производство в Усолье Сибирском и шламонакопители Байкальского ЦБК, расположенные в непосредственной близости от озера Байкал.

С 2015 г. началась планомерная работа по ликвидации накопленного вреда, и настоящая монография весьма подробно описывает все этапы этой деятельности. В монографии можно ознакомиться со всей историей развития природоохранного законодательства в сфере ликвидации накопленного вреда и с его нынешним состоянием, с тем, как выявляются и классифицируются экологически опасные объекты, с тем, какие организационные решения и экономические механизмы используются на федеральном и региональном уровнях для достижения успеха в ликвидации таких объектов. В ней собран значительный по объему фактографический материал, демонстрирующий, каким образом уже удалось устранить накопленный вред во многих субъектах Российской Федерации.

Нет сомнения, что представленный в монографии аналитический и практический материалы с большой пользой смогут применить руководители на разных уровнях исполнительной власти, а также ученые и специалисты, заинтересованные в обеспечении экологической безопасности страны.

Председатель Сибирского отделения РАН
академик В.Н. Пармон

VI Международная конференция
АРКТИКА-2021
Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов
3-4 марта 2021, ТПП РФ, Москва
Стань участником
Специализированная выставка | Спонсорство
Тел.: +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)
Электронная почта: arctic@s-kon.ru
www.arctic.s-kon.ru
Организаторы:
СФ
РЭЙ
МРПА

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

КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ
НЕФТЕГАЗПРОЕКТ

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

www.krskgazprom-ngp.ru