НЕСМЕТНЫЙ ГАЗ

ОЧИСТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА

В НЕДРАХ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

[10] 2018

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

СЕКТОР ГАЗА

Входит в перечень ВАК

КЛУБНЫЕ РЕЗИДЕНЦИИ

КРЕСТОВСКИЙ

DE LUXE

ОТРАЖАЯ МЕЧТЫ

О ПЕТЕРБУРГЕ

ГАЗПРОМБАНК ИНВЕСТ • www.krestovskiy.spb.ru • (812) 606-00-00

ОСОБУЮ ГОРДОСТЬ КЛУБНЫХ РЕЗИДЕНЦИЙ КРЕСТОВСКИЙ DE LUXE СОСТАВЛЯЮТ КВАРТИРЫ, ИЗ КОТОРЫХ ОТКРЫВАЮТСЯ ЖИВОПИСНЫЕ ПАНОРАМНЫЕ ВИДЫ НА ВОДУ

Красота клубных резиденций «Крестовский de luxe» многолика: элегантна в архитектуре, изящна в ландшафтах внутренних территорий, роскошна в интерьерах холлов, живописна в видах на акваторию Малой Невки, открывающихся из панорамных окон квартир, нежна в шепоте листвы на тенистых аллеях соседних парков.

Только в окружении красоты можно наслаждаться спокойствием и тишиной, ощущать приливы вдохновения и открывать в себе силы для любых начинаний.

Реклама

СТРОИТЕЛЬСТВО ЗАВЕРШЕНО

РЕКЛАМА

ЗАГОРОДНЫЙ ДОМ КАКОЙ ОН?

СОКОЛ
Сокольский
деревообрабатывающий
комбинат

+7 (495) 545 3636
sokoldok.ru

Allegro-Park

элитные таунхаусы в Санкт-Петербурге

- всего 33 дома
- дома в альпийском стиле
- великолепная локация вблизи Финского залива и Лахта-центра
- панорамное остекление с видом на лес
- материалы и оборудование от европейских производителей
- клееный брус из Финляндии
- городские коммуникации
- закрытая территория
- собственность

с проектной декларацией можно ознакомиться на сайте

РЕКЛАМА

+7 (921) 906-64-04
www.allegro-park.ru
Санкт-Петербург,
п. Лисий Нос, ул. Песочная, д. 5

СОДЕРЖАНИЕ

Сектор газа

10

«Северный поток-2» прошел точку невозврата

12

Несметный газ

16

Перспективы российского нефтесервиса

26

Эпохи НГК 8

РОССИЯ ***Главное***

Сектор газа 10

«Северный поток-2» прошел точку невозврата 12

События 14

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Несметный газ 16

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Дмитрий Артюхов: «У Ямала есть всё для опережающего развития Российской Арктики» 20

НЕФТЕСЕРВИС

Перспективы российского нефтесервиса 26

Цемент особого назначения 30

Нормализация паронагнетательных скважин подземно-поверхностной системы термошахтной разработки 34

СОЦПРОЕКТЫ

Мастера своего дела 42

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Безопасность на максимуме. Полностью защищенная продукция Getac 46

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

В недрах 50

Комплекс обработки авиационных изображений земной поверхности для картографировпния углеводородных аномалий 52

Очистка природного газа

88

Анализ технологий получения СПГ

96

Инвестиции Китая в нефтегазовый сектор Африки

110

Мониторинг национальной безопасности

118

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Сценарный прогноз параметров добычи нефти из низкопроницаемых нефтегазовых резервуаров Баженовской свиты 56

ОБОРУДОВАНИЕ

Лев Макаров: «Закупка малоэффективных двигателей – это экономическое преступление» 66

Группа компаний ЭНЕРГАЗ – будущее начинается в настоящем 72

Комбинированная компоновка установок газоохлаждения на линейных и дожимных компрессорных станциях 80

ГАЗОПОДГОТОВКА

Очистка природного газа 88

Анализ технологий получения СПГ 96

MODUS VIVENDI

Загородный дом. Какой он? 108

РЫНОК

Инвестиции Китая в нефтегазовый сектор Африки 110

Календарь событий 115

Хронограф 116

Россия в заголовках 117

ЭКОЛОГИЯ

Мониторинг национальной безопасности 118

ЗАПАСЫ

Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке 126

Классификатор 142

Нефтегаз Life 146

Цитаты 148

ЭПОХИ НГК

199 лет назад

В 1819 году в Санкт-Петербурге появился первый уличный газовый фонарь в России.

112 лет назад

В 1906 году обнаружили газ при бурении артезианского колодца в 40 км от посёлка Дергачи.

88 лет назад

В 1930 году состоялась Первая Всесоюзная газовая конференция, главной темой было формирование основ стратегии газовой промышленности.

76 лет назад

В 1942 году Совнаркомом СССР принято постановление «Об эксплуатации Елшанского месторождения и снабжении газом Саратовской ГРЭС». В этом же году 29 октября после завершения наладочных работ на СарГРЭС зажгли газовую горелку котла № 6.

72 года назад

В 1946 году объём разведанных промышленных запасов природного газа в Советском Союзе, достиг 37,2 млрд м^3.

60 лет назад

В 1958 году СПГ впервые был перевезён из США в Великобританию на экспериментальном судне.

54 года назад

В 1964 году заключена первая коммерческая сделка, предусматривающая поставку алжирского газа в Великобританию и Францию.

49 лет назад

В 1969 году начали производить СПГ в северных условиях. Первым предприятием стал завод в США на Аляске.

13 лет назад

В 2005 году «Газпром» начинает поставлять сжиженный природный газ за границу.

5 лет назад

В 2013 году в Кремле был подписан Меморандум о взаимопонимании – документ, определяющий параметры поставок природного газа в Китай.

Neftegaz.RU
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова
Денис Савосин

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев А.Ю.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загривный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова
Ольга Ющенко
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ

Успех в борьбе с коррозией возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей.

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА КОРРОЗИИ

Покупая материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, вы получаете квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия.

БОЛЕЕ **50** ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности.

Морозовский химический завод - наследник традиций завода им. Морозова, одного из старейших предприятий советского ВПК. Более 50 лет назад специалистами завода им. Морозова было организовано производство органосиликатных композиций - уникальной разработки советских ученых. Созданный в 50-х годах композитный материал объединил в себе свойства различных ЛКМ, был прост в применении и долговечен в эксплуатации.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов - полисилоксановые покрытия Армакот®. Материалы обладают рядом свойств:

- долговечность более 20-25 лет;
- стойкость к ультрафиолету (покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации);
- термостойкость от 200 до 700 °С;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30 °С.

РЕКЛАМА

АРМОКОТ

Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газовоздушных средах
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газовоздушных средах
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах, маслобензостойкое покрытие
Армокот® Z600	Маслобензостойкое покрытие
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°С
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°С

АРМОФАЙЕР

Огнезащитные материалы вспучивающегося типа:	
Армофайер®	
Армофайер® NE71	
Огнезащитные составы для конструктивной защиты:	
Армофайер® Конструктив	
Армофайер® NK51	

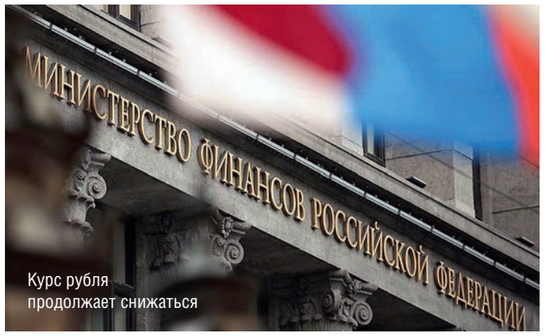
АРМОТАНК

Армотанк® 07	Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере
Армотанк® Цинк	Цинконаполненный грунт. Протекторная защита металла
Армотанк® K06	Эпоксидный грунт для цветных металов
Армотанк® ОЙЛ Армотанк® ОЙЛ AS	Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуары под нефть, темные и светлые нефтепродукты
Армотанк® N770	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне - сильноагрессивной атмосфере
Армотанк® N700	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне - сильноагрессивной, морской атмосфере
Армотанк® R105	Эпоксидный наливной пол

ООО «ТД МХЗ», Санкт-Петербург, пр. Народного ополчения, д.10, лит.А, оф. 22Н, +7(812) 320-94-54(54), info@tdmhz.ru

Советская разведка заимствовала американские технологии

Новые санкции против России не ограничатся запретом на технологии



Курс рубля продолжает снижаться

В Финляндии началась укладка труб «Северного потока-2»

СЕКТОР ГАЗА

Анна Павлихина

Конец лета ознаменовался вступлением в действие нового пакета ограничительных мер США, направленных против России. По задумке авторов санкций и мнению экспертов, эти меры повлияют на доступ российских госкомпаний к ключевым для национальной безопасности технологиям, ударив по нефтегазовому сектору России.

Нельзя сказать, что наша страна впервые сталкивается с таким продолжительным каскадом ограничений. Подобный прецедент имел место полвека назад, когда США перекрыли доступ СССР к своим технологиям, в которых наша страна сильно нуждалась. Тогда к делу подключились находчивые советские разведчики, позаимствовавшие секретные промышленные разработки, и не менее сообразительные советские ученые, оперативно адаптировавшие их к производственным реалиям Советского Союза. В итоге больше всего пострадали инициаторы санкций.

Американцы усвоили исторический урок и на этот раз одними технологиями дело не ограничится. Уже к концу этого года может вступить в силу второй пакет ограничительных мер. Он предписывает запрет на инвестиции в крупные энергетические проекты с российской долей участия как в стране, так и за ее пределами. Это значит, что в категорию риска попадает любой бизнес с Россией.

В исследовании, проведенном Сколково, отмечается, что секторальные санкции 2014–2017 гг. имели целью «медленное удушение» российского нефтегазового сектора. Но нефтегаз в России – это не бизнес средней руки, а гиганты, которые имеют колоссальные технологические и ресурсные заделы. Поэтому так ловко обошел санкции НОВАТЭК, запустив, несмотря ни на что, проект «Ямал-СПГ». И именно поэтому в обозримом будущем крупные компании будут сохранять и даже увеличивать добычу углеводородов. Но уже через 10 лет подготовленные месторождения начнут исчерпывать свои ресурсы, а технологии безнадежно устареют. Авторы того же доклада отмечают, что после 2025 года добыча станет весьма проблематичной.

Несмотря на оптимизм, демонстрируемый представителями власти, влияние санкций на общее состояние российской экономики отрицать сложно: падающий рубль, растущие налоги, несуразные реформы, призванные «спасти» ситуацию за счет самых незащищенных групп населения…

И пока глава Минэнерго иронизирует по поводу падения национальной валюты, народ тысячами выходит на площади в знак протеста против тех самых несуразных реформ. Но об этом не принято упоминать в приличном обществе, а значит и не будем.

А между тем в сентябре началась укладка труб «Северного потока-2» в Финляндии, чуть раньше Газпром начал проектировать строительство МГП «Сила Сибири-3», нитки которого потянутся от Дальнего Востока в Китай, кроме того, компания прорабатывает проект по строительству газопровода, призванного обеспечить поставки российского газа в Южную Корею через Северную Корею. Еще ранее стартовало строительство «Турецкого потока».

И этот газотранспортный бум, конечно, оправдан. Как показывают события последнего времени, – международные форумы и встречи глав государств и компаний, – российским газом активно интересуются во всех частях света.

Поэтому номер журнала, который Вы держите в руках, мы решили посвятить вопросам, касающимся газа, – ресурса, информация о запасах, добыче, подготовке, транспортировке и даже переработке которого вызывает исключительно оптимистичный настрой.

«СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» ПРОШЕЛ ТОЧКУ НЕВОЗВРАТА

Денис Савосин

5 сентября 2018 г. судно Solitaire начало работы по укладке МГП «Северный поток-2» в Финском заливе. Перед началом трубоукладочных работ судно было дооснащено и прошло испытания для обеспечения соответствия строгим требованиям проекта.

4 сентября судно-трубоукладчик уже дрейфовало в Финском заливе, вблизи порта Хельсинки. Использование судна, работающего без постановки на якоря, обеспечивает повышенную безопасность в Финском заливе, который отличается интенсивным судоходным движением. Solitaire активно применяется в мировой трубоукладке. Оно будет выполнять работы по укладке труб круглосуточно и без выходных. Для поддержания необходимого запаса труб транспортные суда будут доставлять 12-метровые трубы весом 24 т на трубоукладочное судно из ближайшего логистического центра – г. Котка или г. Ханко.

Трубы свариваются между собой на борту судна, после чего сварные швы проверяются и газопровод опускается на морское дно. До и после укладки труб исследовательское судно будет выполнять обследование морского дна для проверки точного положения газопровода.

Solitaire является первым из трех судов Allseas, которые примут участие в строительстве морских участков МГП «Северный поток-2». Договор оператор проекта «Северный поток-2» Nord Stream 2 подписала с Allseas в апреле 2017 г. Два других судна-трубоукладчика – гигант Pioneering Spirit и более скромная Audacia.

Несмотря на то, что Дания так и не выдала разрешения на прокладку газопровода в своих территориальных водах, Nord Stream 2 приступила к строительству «Северного потока-2».

В Германии трубоукладчик Castoro 10 приступил к подготовительным работам по укладке труб МГП «Северный поток-2» на мелководье Грайфсвальдского залива. Подготовительные работы по укладке МГП «Северный поток-2» также начались в России в Кургальском заказнике. МГП «Северный поток-2» пройдет по дну Балтийского моря, почти повторяя маршрут «Северного потока-1». Протяженность МГП «Северный поток-2» – более 1,2 тыс. км, пропускная способность двух ниток – 55 млрд м³/год газа. Стоимость проекта составляет 9,5 млрд евро и не изменится независимо от решения Дании. Ввод в строй МГП «Северный поток-2» намечен на конец 2019 г.

Рейтинги Neftegaz.RU

Вот уже почти четверть века Россия неуклонно удерживала первое или второе место по добыче нефти. Но вначале лета уступила США и Саудовской Аравии, заняв третью ступень пьедестала с показателем в 10,487 млн барр/сутки. Почему так произошло?

Почему Россия упала со 2-й позиции на 3-ю по добыче нефти?

12% Россия не ставит целью удержать первенство, а добывает столько, сколько ей нужно

44% Американцы и саудиты увеличили переработку, для этого увеличили и добычу

28% Россия переключилась на газ

15% Это стратегический маневр

Главы прикаспийских стран подписали конвенцию о правовом статусе Каспийского моря. Чьи интересы оказались соблюдены в большей степени и какую договоренность, зафиксированную в конвенции, можно считать основной?

В чем главное достижение каспийской конвенции?

11% Наконец разобрались со статусом акватории

9% В Каспийском море не допускается присутствие военных сил внерегиональных держав

21% Недра делятся соседними государствами по договоренности

12% Все стороны несут ответственность за ущерб окружающей среде

47% Невозможность постройки МГП (например, из Туркменистана в Азербайджан) при несогласии одной из сторон (например, России)

Анáполис
резиденция

КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА С ОТДЕЛКОЙ.
МОРЕ В ПОДАРОК!

РЕКЛАМА

КВАРТИРЫ 31–79 м²
ДО ПЛЯЖА 300 м
ВИДОВЫЕ ТЕРРАСЫ до 60 м²

29 домов переменной этажности 7–8 этажей
Закрытая территория
2 бассейна на территории
Многоуровневый паркинг
12 км до аэропорта 10 мин. до центра Анапы
Дошкольные учреждения на 48 мест
300 дней
Много солнца и уникальное единство степного, морского и горного климата

AnapolisDom.ru | 8-800-500-54-94

Застройщик ООО «Новый Лазурит». Проектная декларация на сайте www.anapolisdom.ru

Выборы президента

Обвал рынка акций

Газовые войны

Запуск нового производства

Слияние капиталов

Северный поток

Цены на нефть

Япония интересуется ямальским СПГ

НОВАТЭК и Японская национальная корпорация по нефти, газу и металлам (JOGMEC) 10 сентября 2018 г. подписали меморандум о взаимопонимании. Документ закрепляет намерения компаний изучить возможности сотрудничества на полуостровах Ямал и Гыдан. В частности, это проект «Арктик СПГ-2», предусматривающий строительство второго завода НОВАТЭКа по производству СПГ. Также речь идет о регулярном транспортном сообщении по Северному морскому пути для поставок СПГ на рынки АТР.

С учетом потребностей Японии в СПГ ей очень интересны российские проекты в этом направлении. В проекте «Сахалин-2» Япония представлена двумя компаниями – Mitsui (12,5%) и Mitsubishi (10%), планируется строительство третьей линии завода, которая увеличит его мощность еще на 5 млн т.

Участие в первом СПГ-заводе японские компании принимали в качестве поставщиков оборудования и строителей. Но в «Арктик СПГ-2» участие может быть более глубоким.

В апреле 2018 г. министр экономики, торговли и промышленности Японии Х. Сэко, посмотрев на экономическую эффективность проекта «Ямал СПГ», пообещал содействие правительства страны компаниям, участвующим в проектах по производству СПГ на территории России.

Распродажа газа

Газпром экспорт с 17 сентября 2018 г. начнет проводить аукционы для экспорта газа в Европу.

Торговые сессии пройдут: с 17 сентября по 30 октября 2018 г. – для поставок газа в Германию в октябре; с 17 октября по 29 ноября 2018 г. – для поставок в Австрию и Словакию в ноябре и в этом же направлении – с 17 сентября по 28 декабря 2018 г.

Электронная торговая площадка Газпром экспорта была запущена 17 августа 2018 г.

Первый аукцион компания провела в сентябре 2015 г., когда применила новый механизм торговли для газа, поставляемого по МГП «Северный поток». По результатам аукциона продано более 40 лотов для 15 контрагентов на общий объем более 1,2 млрд м³.

Экспорт Газпрома в дальнее зарубежье в прошлом году достиг рекордных 194 млрд м³. В период 1 января по 15 августа 2018 г. экспорт газа в дальнее зарубежье вырос на 5,7% по сравнению с аналогичным периодом 2017 г., до 125 млрд м³.

В 2018 г. Газпром может превысить отметку в 200 млрд м³ экспортированного газа, поставив покупателям в Европе 205 млрд м³ газа.

Минфин vs Минэнерго

Минфин и Минэнерго РФ вновь не могут договориться. На этот раз речь идет о льготах и налогах для нефтяников. В долгосрочной перспективе переход на НДД неизбежен, но это не разговор ближайших трех или даже пяти лет. Налогообложение и финансовый результат – это лучшие практики, их идеологически правильно распространять на всю отрасль.

Но делать это в отрыве от того, как чувствует себя бюджет при переходе на новый режим нельзя, подчеркнул А. Сазанов.

Главную задачу Минфина в регулировании нефтяной отрасли А. Сазанов видит в соблюдении баланса интересов бизнеса и социальной функции государства. По итогам 2018 г. выручка нефтяных компаний может вырасти более чем в два раза, поэтому дополнительные льготы и увеличение компенсаций нефтяным компаниям за поставки топлива на внутренний рынок в рамках демпфирующей надбавки в акцизе на нефть несправедливы.

Согласно принятому закону об отрицательном акцизе на нефть, государство компенсирует нефтяным компаниям до 50% выпадающих доходов от поставок на внутренний рынок.

Уже после принятия закона Минэнерго выступило с инициативой скорректировать демпфирующую надбавку, чтобы полностью компенсировать нефтяным компаниям затраты на поставки топлива на внутренний рынок. Минэнерго РФ аргументировало свою позицию тем, что маржа нефтеперерабатывающей отрасли находится на очень низком уровне.

Вторая ветка ВСТО

Продажа квот

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Южный поток

Вторая волна кризиса

Богучанская ГЭС запущена

Россия построит в Узбекистане АЭС

Премьер-министр РФ Д. Медведев и премьер-министр Узбекистана А. Арипов подписали межправительственное соглашение о строительстве в Узбекистане АЭС по российскому проекту. Соглашением предусматривается сотрудничество по проектированию и строительству на территории Узбекистана, а также вводу в эксплуатацию и эксплуатации АЭС в составе двух энергоблоков на основе водо-водяного энергетического реактора по российскому проекту установленной мощностью каждого блока до 1,2 ГВт.

В результате запуска АЭС будет сэкономлено 3,7 млрд м³ природного газа.

Его экспорт может принести Узбекистану 550–600 млн долл США/год. А после переработки газа в продукцию с большой добавленной стоимостью, доходы могут возрасти. На данный момент Узбекистан ищет подходящую площадку для строительства АЭС. Ожидается, что стоимость объекта составит порядка 10 млрд долл США, а время его возведения – 5 лет. Причем первые два года эксплуатация АЭС будет проходить под контролем специалистов Росатома и МАГАТЭ.

Мирный атом для Вьетнама

6 сентября 2018 г. президент РФ В. Путин принял в сочинской резиденции генерального секретаря ЦК Компартии Вьетнама Нгуен Фу Чонга. Россия и Вьетнам договорились расширять взаимодействие в нефтегазе и по другим перспективным направлениям.

В 2017 г. российско-вьетнамский товарооборот вырос на 36,5% и достиг рекордных почти 6 млрд долл США. За первое полугодие 2018 г. он увеличился еще на 18%. Межправительственная комиссия реализации 17 инвестпроектов в энергетике, машиностроении, связи и телекоммуникациях, металлургии, авиастроении, транспорте, инфраструктуре, легпроме, химпроме, добыче полезных ископаемых. Но важнейшим направлением сотрудничества остается нефтегазовая отрасль. Желание России и Вьетнама расширить сотрудничество в энергетической сфере получило выражение в ряде двусторонних документов: меморандум о взаимопонимании между Минэнерго РФ и Минпромторгом Вьетнама о развитии сотрудничества в сфере поставок СПГ и развития газовой электрогенерации, меморандум о сотрудничестве между Газпромом и PetroVietnam, соглашение о вхождении Зарубежнефти и PetroVietnam в проект по освоению Блока 09-2/09 на шельфе Вьетнама, меморандум о взаимопонимании между Росатомом и Министерством науки и технологий Вьетнама о сотрудничестве в вопросах формирования позитивного общественного мнения в отношении проекта сооружения Центра ядерной науки и технологий на территории Вьетнама, а также меморандум о взаимопонимании между Росатомом и Министерством образования и подготовки кадров Вьетнама о сотрудничестве в подготовке кадров в области использования атомной энергии в мирных целях.

О ТрИЗах

Замглавы Минэнерго П. Сорокин и губернатор ХМАО-Югры Н. Комарова провели совещание по стимулированию вовлечения в разработку ТрИЗ углеводородов.

П. Сорокин отметил: «Очевидно, что с каждым годом запасы становятся все более дорогими в разработке. Если раньше, 20 лет назад, можно было говорить о том, что добыть нашу нефть не составляет проблем, то в будущем ситуация уже не будет столь простой». Сегодня добыча ТРИЗов не превышает 10% от общероссийской добычи, притом что, по оценкам экспертов, ее ресурсы могут достигать 11–22 млрд т. При должной поддержке со стороны государства российский бюджет имеет возможность получить значительный дополнительный доход от добычи трудной нефти. Государство уже внедрило несколько мер поддержки ТРИЗов: это льготы для запасов с разной степенью проницаемости, а также НДД, который будет учитывать реальную экономику добычи. В то же время понятно, что этих мер недостаточно и необходимо работать над дальнейшим стимулированием компаний на работу на ТРИЗах. В 2017 г. добыча ТРИЗов в России выросла на 10%, до 39 млн т. ●

НЕСМЕТНЫЙ ГАЗ

Ирина Герасимова

ОСНОВНОЙ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА РОССИИ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, ГЛАВНЫМ ОБРАЗОМ – ЗА СЧЕТ НЕДР ЯНАО. И, НЕСМОТРЯ НА ИСТОЩЕНИЕ СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РЕГИОН ОСТАЕТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫМ ДЛЯ ГАЗОДОБЫЧИ. НО ВОВЛЕКАТЬ В РАЗРАБОТКУ НОВЫЕ УЧАСТКИ И ЗАЛЕЖИ ВСЕ СЛОЖНЕЕ И ДОРОЖЕ, ЧТО ТРЕБУЕТ ПОИСКА НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, А ТАКЖЕ БОЛЕЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОБЫВАЕМОГО ГАЗА

Один за всех

Основная газовая сокровищница России сосредоточена на севере Западной Сибири, в Ямало-Ненецком АО (ЯНАО). По данным правительства региона, разведанные запасы газа округа составляют 44,5 трлн м³, а перспективные – более 35 трлн.

В прошлом году в ЯНАО было добыто 557 млрд м³ природного и попутного газа (по статистике Росстата), что составило примерно 80% от всей российской газодобычи. По сравнению с 2016 г. показатель увеличился на 50 млрд м³, притом что вся российская газодобыча выросла на 51 млрд м³.

Ведущая роль в разработке газовых залежей ЯНАО принадлежит «Газпрому». На него, по данным правительства региона, в первом полугодии 2018 г. пришлось 77% от всей газодобычи округа. На втором месте – «НОВАТЭК» – 14,4%. В ЯНАО также добывают газ «дочки» почти всех российских ВИНКов.

Второй по производству газа российской регион – соседний с ЯНАО ХМАО-Югра. Это российский лидер по извлечению нефти, но показатели газодобычи у него куда более скромные. В 2017 г. здесь извлечено 34 млрд кубов, и это главным образом попутный газ. В Тюменской области без учета автономных округов в прошлом году добыли 273,8 млн м³ газа.

Курс на Север

Роль основного центра газодобычи внутри ЯНАО сегодня сохраняет Надым-Пур-Тазовский регион. Разработка традиционных сеноманских залежей месторождений кластера ведется с 1970-х гг., и их запасы выбраны более чем наполовину. Пока объемы добычи значительны, но недропользователи работают над поиском других источников «голубого топлива».

Новый центр газодобычи создается на Ямале. По оценкам «Газпрома», суммарные запасы и ресурсы полуострова составляют 26,5 трлн м³ газа, 1,6 млрд тонн газового конденсата и 300 млн тонн нефти. Добыча газа на Ямале в прошлом году составила 82,8 млрд м³, а в перспективе она способна достигнуть 360 млрд м³ в год, полагают в монополии.

Сам «Газпром» объявил Ямал регионом своих стратегических интересов. В 2012 г. было запущено Бованенковское месторождение, которое теперь в значительной мере обеспечивает прирост добычи «Газпрома». Если в 2013 г. на Бованенково было извлечено 22,8 млрд м³ газа, в 2016 г. – 67,4 млрд м³, то в 2017 году – уже 82,8 млрд. До конца года начнется эксплуатация третьего промысла, после чего месторождение выйдет на проектный уровень добычи – 115 млрд м³ в год. Для сравнения – это почти четверть всей добычи «Газпрома» за 2017 г.

В будущем «Газпром» рассчитывает разрабатывать на Бованенково и неокомюрские залежи. После этого проектная производительность месторождения возрастет до 140 млрд куб. м газа в год.

Кроме того, «Газпром» запланировал в начале 2019 г. приступить к полномасштабному освоению Харасавэйского месторождения (2 трлн м³ запасов по С1+С2), а в 2023 г. – начать добычу на нем. Добыча будет вестись и на суше и на шельфе Карского моря, при этом скважины для морской части месторождения пробурят с берега. Газ планируется подавать в ЕСГ, для чего «Газпром» протянет трубопровод до Бованенковского месторождения.

Следующим крупным ямальским проектом «Газпрома» станет Крузенштернское месторождение (запасы свыше 1,5 млрд м³), а затем и месторождения Тамбейской группы (7,7 трлн м³). Есть планы и по разработке приямальского шельфа, участков в акватории Обской губы и на полуострове Гыдан.

Ямал также является стратегическим регионом для «НОВАТЭКа», обладающего несколькими лицензиями на полуострове. Разрабатывается крупное Южно-Тамбейское месторождение (926 млрд м³ доказанных и вероятных запасов газа по PRMS), на базе которого работает проект «Ямал СПГ».

Другой важный для компании регион – полуостров Гыдан, где «НОВАТЭК» планирует вести добычу на Утреннем месторождении и ряде других участков.

ФАКТЫ

44,5 трлн м³ составляют разведанные запасы газа ЯНАО

557 млрд м³ природного и попутного газа было добыто в ЯНАО в 2017 г.

Новые горизонты старого центра

Перспективы для прироста запасов газа сохраняются и в традиционном добычном регионе – Надым-Пур-Тазовском. Газовики ведут добычу в горизонтах, расположенных выше и ниже традиционных сеноманских залежей.

Разработку трудноизвлекаемых запасов ачимовских залежей в регионе активно ведет «дочка» «Роснефти» «Роспан Интернешнл». В 2017 г. компания добыла 6,5 млрд куб. м газа, а в текущем году году ожидается уже 19 млрд куб. м.

В 2020 г. «Роснефть» совместно с британской BP планируют начать добычу на Харампурском месторождении. Проект, в периметр которого также входит Фестивальный лицензионный участок, подразумевает разработку сеноманской, а затем и туронской залежи.

«Газпром», обладающий огромными запасами сеноманского газа, тоже рассчитывает добывать газ из горизонтов выше и ниже сеномана. Как отмечено на сайте компании, ресурсы ачимовских и юрских залежей на месторождениях «Газпрома» в ЯНАО могут составлять до 40 трлн куб. м газа, а надсеноманских отложений – примерно 4 трлн м³.

Для освоения несеноманских газовых запасов приходится разрабатывать и внедрять новые дорогостоящие технологии. Однако преимущество развития газодобычи «вглубь» в том, что она может быть развернута в районах с уже существующей опорной инфраструктурой.

В более далекой перспективе в Западной Сибири может начаться разработка и нетрадиционных запасов. Так, в «Газпроме» ведут исследования в области поиска залежей газовых гидратов и технологий их добычи.

Куда идет газ

ЯНАО десятилетиями выступает главным источником газа для трубопроводных поставок на российский внутренний рынок, а также экспорта «Газпрома» в Европу. С прошлого года открыто новое направление: в Азиатско-Тихоокеанский регион морем пошел сжиженный газ с проекта «Ямал СПГ» (50,1% – у «НОВАТЭКа», по 20% – у французской Total и китайской CNPC, 9,9% – у китайского Фонда Шелкового пути).

Первая партия сжиженного газа с первой очереди завода была отгружена в декабре 2017 г., со второй – в августе этого года. Проектная мощность каждой технологической линии – 5,5 млн тонн СПГ в год. По планам акционеров, после запуска еще двух очередей мощность предприятия достигнет 17,4 млн тонн в год.

В будущем году «НОВАТЭК» планирует начать строительство своего второго завода по сжижению газа – «Арктик СПГ-2». Предприятие будет расположено на Гыдане и, как сообщалось, начнет производство в 2022–2023 гг. Партнером «НОВАТЭКа» выступает Total, ведутся переговоры о вхождении в проект и с другими мировыми компаниями.

ФАКТЫ

80 %

добываемого в России природного газа и ПНГ приходится на Ямало-Ненецкий автономный округ

Но если продажи за рубеж растут, то еще один способ монетизации природного газа – его глубокая переработка – практически не используется. Между тем «жирный» газ (с высоким содержанием этана и других примесей) валанжинских и ачимовских пластов ЯНАО является ценным сырьем для нефтегазохимии. Однако существующая газоперерабатывающая инфраструктура Западной Сибири «специализируется» на ПНГ и конденсате.

Важным шагом в решении проблемы может стать проект «Газпрома» по строительству в Усть-Луге газохимического комплекса (ГХК) мощностью 45 млрд м³, сырье для которого планируется поставлять из ЯНАО. Помимо строительства предприятия, для проекта необходимо реконструировать систему сбора «жирного» газа в Надым-Пур-Тазовском регионе и модернизировать транспортную инфраструктуру. До конца этого года «Газпром» планирует принять инвестрешение по проекту.

Утилизация ПНГ

В Уральском ФО, к которому относится и Тюменская область с округами, извлекается более половины российского ПНГ (общий добыча в РФ за 2017 г. – 85,4 млрд м³). Основной вклад в показатель вносит ХМАО-Югра, хотя в последние годы уровень добычи попутного газа в округе несколько снижается.

Средний по России уровень утилизации ПНГ в прошлом году составил 88,5 %, указано

в материалах Аналитического центра при правительстве РФ. В Западной Сибири все гораздо лучше. В ЯНАО достигли целевого показателя в 95% еще три года назад. А в ХМАО-Югре показатель превысил 96%. К 2020 г. полезное использование попутного газа достигнет 98%, обещала ранее губернатор округа Наталья Комарова.

Ряд работающих в регионе компаний сообщают, что достигли еще более впечатляющих результатов: «Сургутнефтегаз» – 99%, «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – 97%.

При этом применяются несколько способов полезного применения попутного газа.

Часть ПНГ нефтяники используют для собственных нужд: направляют на промысловые электростанции, топят котельные и т.п. Где это возможно, попутный газ после подготовки и прохождения через дожимные компрессорные станции (ДКС) поставляется в ЕСГ. Также часть ПНГ может поставляться местным потребителям.

Нефтяники нередко закачивают попутный газ обратно в пласт для увеличения его нефтеотдачи. Например, «РИТЭК» (дочернее общество «ЛУКОЙЛа») применяет такой способ на геологически сложном Сандибинском месторождении в ЯНАО.

В ряде случаев обратную закачку попутного газа, из-за отсутствия инфраструктуры, осуществляют для его более полезного использования. Так, «Газпром нефть» закачивают ПНГ в пласт на Новопортовском месторождении, удаленном от потребителей и перерабатывающих предприятий.

Нестандартный вариант нашел «Мессояхнефтегаз» (СП «Газпром нефти» и «Роснефти»): попутный газ с Восточно-Мессояхского месторождения решили направить в газовую шапку соседнего Западно-Мессояхского. Для этого между двумя участками протянут 54-километровый газопровод. Закачанный ПНГ смогут использовать в будущем.

ФАКТЫ

К 2020 Г.

полезное использование попутного газа в округе достигнет 98 %

Построить необходимую инфраструктуру планируют в конце 2020 г.

Около половины ПНГ идет на переработку. Главным игроком на этом рынке является «Сибур», у которого в Западной Сибири создана масштабная инфраструктура по переработке и транспортировке ПНГ и ШФЛУ. В ее состав ходят, в частности, восемь ГПЗ, один из которых (Южно-Приобский ГПЗ) – СП с «Газпром нефтью». Заводы принимают ПНГ от разных недропользователей. Объем переработанного ПНГ в прошлом году составил 22,8 млрд м³.

Сейчас «Сибур» строит под Тобольском крупный комплекс «ЗапСибНефтехим», который сможет глубоко перерабатывать до 22,4 млрд м³ ПНГ. Как ожидается, предприятие заработает через два года.

Свои ГПЗ в регионе есть и «ЛУКОЙЛа» (Локосовский ГПЗ мощностью 2,14 млрд куб. м газа в год), а также у «Сургутнефтегаза» (объем переработки 6,5 млрд м³ в 2017 г.).

Увеличить объем и глубину переработки ПНГ также призван строящийся Новоуренгойский ГХК «Газпрома» мощностью в 400 тыс. тонн продукции в год. Однако предприятие, которое три года назад планировали запустить в 2017 г., все еще не построено до конца. По данным СМИ, комплекс запустят не ранее 2019 г.

VOLAT

Внедорожное полноприводное шасси МЗКТ-800500 (14х14) предназначено под монтаж навесного оборудования мобильных буровых установок грузоподъемностью до 200 тонн.

Шасси оснащено двумя дизельными 6-цилиндровыми двигателями Caterpillar C15 ACERT, мощность каждого составляет 433 кВт (580 л.с.), которые отвечают за перемещение шасси по бездорожью и осуществляют привод и работу механизмов специализированного технологического оборудования и агрегатов. МЗКТ-800500 оснащено двумя гидромеханическими передачами Allison 4700 OFS с установленным суммирующим редуктором собственного производства.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИ:

- Рама-платформа
- Увеличенная ширина колеи
- Низкий центр тяжести
- Пять управляемых мостов
- Гидробалансирная подвеска

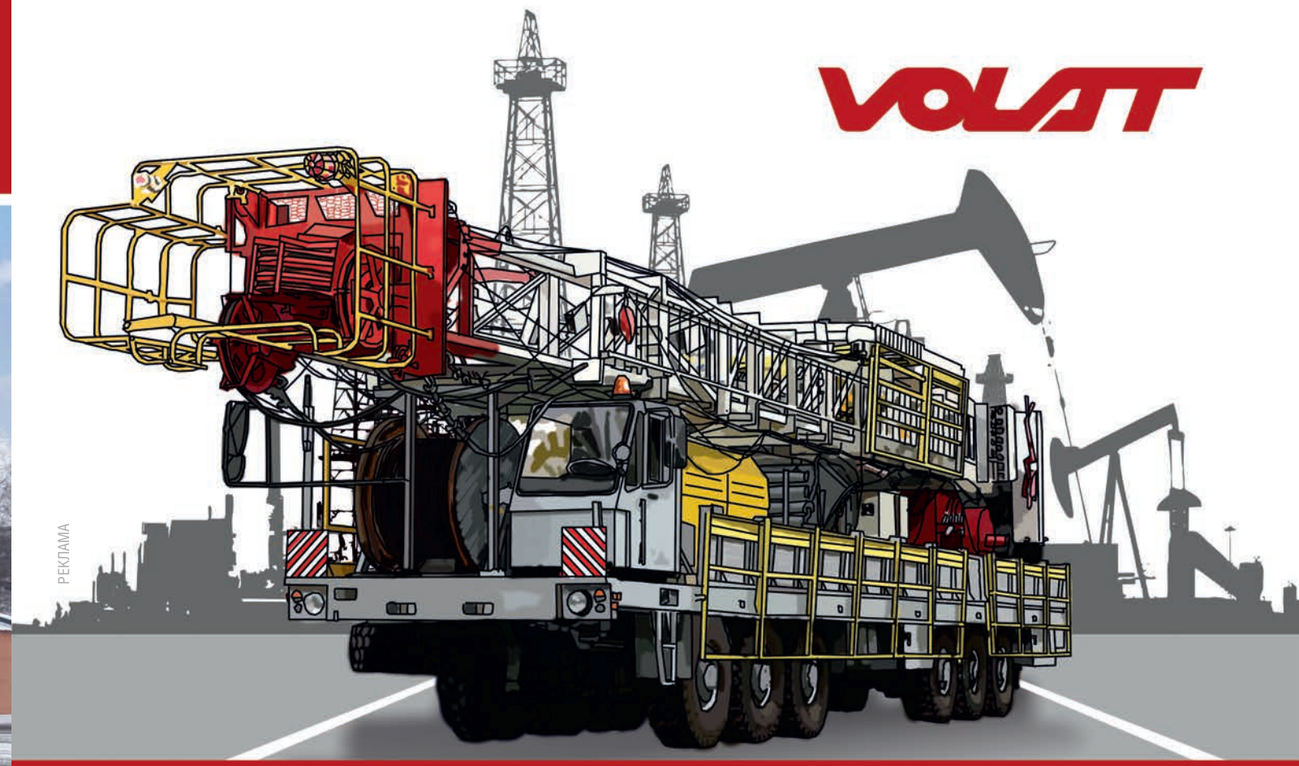
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Отсутствие необходимости установки дополнительного надрамника для размещения оборудования
- Снижение веса конечного изделия мобильной буровой установки за счет того, что рама выполняет одновременно несущую функцию шасси и функцию платформы для размещения оборудования
- Возможность установки дополнительного оборудования
- Упрощение и ускорение процесса сборки МБУ на шасси
- Повышение устойчивости установки
- Улучшение параметров проходимости

ТЕХНИКА НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД

ОАО «Минский завод колёсных тягачей»
пр-т Партизанский, 150,
220021, г. Минск,
Республика Беларусь
тел. (+375 17) 330-19-54
www.mzkt.by

VOLAT



РЕКЛАМА

МЗКТ-800500 **МЗКТ-700300** **МЗКТ-65276**

VOLAT – один из ведущих мировых производителей дорожной и внедорожной колесной автотехники высокой проходимости и большой грузоподъемности под монтаж бурового, кранового и другого технологического оборудования для нефтегазового комплекса.

VOLAT является безоговорочным лидером рынка Российской Федерации в сфере производства многоосных полноприводных шасси под монтаж мобильных буровых установок.

VOLAT двигается в ногу со временем, совершенствуя и кастомизируя свою технику, улучшает ее технические характеристики и надежность, применяет уникальные технические решения.

VOLAT готов предложить своим заказчикам широкий ассортимент шасси под монтаж различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли: колтюбинговое оборудование, азотные станции, компрессорные, цементировочные установки, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.

ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД

ОАО «Минский завод колёсных тягачей»
пр-т Партизанский, 150,
220021, г. Минск,
Республика Беларусь
тел. (+375 17) 330-19-54
www.mzkt.by

УДК 338

ДМИТРИЙ АРТЮХОВ:

«У Ямала есть всё для опережающего развития Российской Арктики»

Дмитрий Артюхов,
Губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа

ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – ОДИН ИЗ СИСТЕМООБРАЗУЮЩИХ РЕГИОНОВ РОССИИ. ЗДЕСЬ ДОБЫВАЕТСЯ ЛЬВИНАЯ ДОЛЯ РОССИЙСКОГО ГАЗА И ПЯТАЯ ЧАСТЬ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА СТРАНЫ. С 2016 Г. ЕЖЕГОДНЫЙ ОБЪЕМ ИНВЕСТИЦИЙ В ОСНОВНОЙ КАПИТАЛ НА ТЕРРИТОРИИ ЯНАО ПРЕВЫШАЕТ 1 ТРЛН РУБЛЕЙ. ЭТИ КОЛОССАЛЬНЫЕ, ПО РОССИЙСКИМ МЕРКАМ, СРЕДСТВА ВКЛАДЫВАЮТСЯ НЕ ТОЛЬКО В РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ, НО И В СОЗДАНИЕ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ, А ТАКЖЕ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ. ПРИ ЭТОМ БОЛЬШИНСТВО ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ НА ЯМАЛЕ ИДУТ С ОПЕРЕЖЕНИЕМ ГРАФИКА. О ТОМ, ПОЧЕМУ ЭТО ПРОИСХОДИТ, – В ИНТЕРВЬЮ С ГУБЕРНАТОРОМ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ДМИТРИЕМ АРТЮХОВЫМ

THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT IS ONE OF THE STRATEGIC REGIONS OF RUSSIA. THE LION'S SHARE OF RUSSIAN GAS IS EXTRACTED HERE AND A FIFTH OF THE COUNTRY'S OIL AND GAS CONDENSATE. THESE COLOSSAL, BY RUSSIAN STANDARDS, FUNDS ARE INVESTED NOT ONLY IN THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON EXTRACTION, BUT ALSO IN CREATION OF PROCESSING INDUSTRIES, AS WELL AS TRANSPORT INFRASTRUCTURE IN THE CENTRAL PART OF THE RUSSIAN ARCTIC. AT THE SAME TIME, THE MAJORITY OF THE INVESTMENT PROJECTS IN YAMAL ARE AHEAD OF SCHEDULE. THE REASONS ARE EXPLAINED IN THE INTERVIEW WITH THE GOVERNOR OF THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT, DMITRY ARTYUKHOV

Ключевые слова: *Ямало-Ненецкий автономный округ, запасы газа, инвестиции, развитие региона, проект «Ямал».*

– Дмитрий Андреевич, какова сегодня концепция развития региона? На что делается основная ставка, какие направления Вы развиваете?

– Ямал обладает 147 триллионами м3 начальных суммарных ресурсов природного газа. Это почти в 10 раз больше, чем было извлечено из недр региона почти за полвека активной добычи. Запасы нефти и конденсата – 23 миллиарда тонн. Освоены они на 5–6 процентов.

Поэтому социально-экономическое развитие округа базируется во многом на дальнейшем развитии добычи углеводородов. В связи с этим очевидны долгосрочные перспективы увеличения объема инвестиций в разработку новых газовых и нефтяных месторождений автономного округа.

Большая часть перспективных нефтегазовых запасов находится на севере округа – в Арктической зоне. И именно туда – на Север, мы сейчас и движемся. Например, только полуостров Ямал располагает подготовленными разведанными запасами газа в размере более 17 триллионов м^3. Промышленное освоение этого полуострова компенсирует естественное снижение добычи газа на базовых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона.

По мере дальнейшего строительства заводов по сжижению природного газа (СПГ) округ становится и главным производителем СПГ в России, а с точки зрения внутренней экономики – обретает дополнительную устойчивость к колебаниям мировых цен на углеводороды. Мы сейчас говорим о том, что, по сути, в монорегионе возникает вторая базовая отрасль – высокотехнологичная газопереработка. Это не только СПГ-заводы, но и Новоуренгойский газохимический комбинат, предприятия по переработке попутного нефтяного газа и даже такие экзотические пока проекты, как производство метанола.

ФАКТЫ

147 трлн м^3

начальные суммарные ресурсы природного газа на Ямале

Третье стратегическое направление развития – создание в центре Российской Арктики единого транспортного коридора. Его основой станут железнодорожные магистрали «Северный широтный ход» и «Северный широтный ход 2», а «точкой выхода в мир» – арктической морской порт Сабетта на полуострове Ямал. Строительство железной дороги даст возможность в полном объеме реализовать задачи, поставленные Президентом России по освоению Российской Арктики. В частности, это позволит развивать новую добычу, сократит время и упростит доставку грузов из Западной Сибири, разгрузив Транссибирскую магистраль. Это крайне важный проект и для страны, и для автономного округа.

– Расскажите, пожалуйста, подробнее о том, как реализуется колоссальный проект «Ямал». Что ждать от этого проекта России и региону?

– Мегапроект «Ямал» реализуется ПАО «Газпром», и, действительно, не имеет аналогов в мире по уровню сложности, обусловленной труднодоступностью территории и экстремальными климатическими условиями. Достаточно сказать, что для того чтобы начать осваивать залежи углеводородов полуострова, национальный газовый концерн построил специальную железную дорогу «Обская – Бованенково – Карская» длиной почти 572 километра.

Первый газовый промысел на Бованенковском месторождении был введен в эксплуатацию в 2012 году. В перспективе, с вводом в разработку неоком-юрских залежей, производительность этого месторождения составит до 140 миллиардов м3 газа в год. Этот газ с полуострова Ямал в Единую систему газоснабжения России, а через нее – в Европу, поступает по газотранспортному коридору нового поколения, построенному от Бованенково до Ухты.

Сейчас «Газпром» вплотную подошел к началу освоения следующего месторождения полуострова – Харасавэйского. Прорабатывается вопрос освоения и других крупных месторождений, в том числе находящихся в акватории Карского моря.

Параллельно «Газпром нефть» на полуострове Ямал ввела в промышленную эксплуатацию Новопортовское нефтяное месторождение и морской нефтеналивной терминал «Ворота Арктики», через который нефть особого сорта NovyPort круглогодично по Северному морскому пути поступает западным потребителям.

Уникален не только сам проект, но и технологии, применяемые в рамках его реализации. На Бованенковском месторождении, например, впервые в России используется единая производственная инфраструктура для добычи газа из сеноманских и апт-альбских залежей. Это позволяет значительно сэкономить средства на обустройство, сократить время строительства и повысить эффективность эксплуатации месторождения.

Если говорить в целом, то доля добычи газа на полуострове Ямал с учетом прилегающего шельфа со временем составит более трети в общем объеме газодобычи страны.

– А какую долю рынка Ваш регион намерен занять в производстве сжиженного природного газа?

– Если говорить о России, то через несколько лет Ямал станет основным производителем СПГ в нашей стране. Если говорить о мировом рынке, то стратегия развития производства СПГ в нашем округе предусматривает возможность производства 70 миллионов тонн СПГ в год и больше. По оценке аналитической компании Gas Strategies, объем производства СПГ в мире в 2017 году составил 292 миллиона тонн.

Сейчас на Ямале с опережением сроков запущены в эксплуатацию уже две очереди завода «Ямал СПГ» (Напомним, участие в торжественной церемонии погрузки первой партии сжиженного природного газа с завода «Ямал СПГ» в декабре 2017 года принял Президент РФ Владимир Путин). А танкер-газовоз Christophe de Margerie с ямальским СПГ на борту недавно установил новый рекорд скорости прохождения по Северному морскому пути. По данным Совкомфлота, танкер без сопровождения ледокола прошел 2 360 морских миль от Сабетты до мыса Дежнева (Чукотский полуостров) всего за 7 дней 17 часов.

ФАКТЫ

23 млрд т

составляют запасы нефти и конденсата

В 2012 г.

был введен в эксплуатацию первый газовый промысел на Бованенковском месторождении

Второй СПГ-завод – «Арктик СПГ-2», ресурсной базой которого станет Салмановское (Утреннее) месторождение на полуострове Гыдан, сейчас находится на предпроектной стадии: разрабатывается базовый проект в соответствии международными требованиями, изучаются различные технические решения, предусмотренные как российским, так и международным опытом, чтобы выбрать для завода наиболее оптимальное и безопасное решение. Кроме того, сейчас рассматривается ресурсная база для третьего СПГ-завода на Ямале и обсуждается возможность строительства в Сабетте производства метанола.

– Каковы перспективы развития перерабатывающих производств в Вашем регионе?

– Мы уже затронули этот вопрос, обсуждая развитие на Ямале высокотехнологичных производств СПГ. Но если брать отдельно газохимию, то у нас продолжается строительство Новоуренгойского газохимического комплекса (НГХК). Он будет перерабатывать этансодержащий газ, который является побочным продуктом, получаемым в результате деэтанизации газового конденсата. Мощность предприятия по переработке должна составить 1,4 миллиона тонн в год, при этом на заводе ежегодно планируется производить до 400 тысяч тонн полиэтилена различных марок. На базе НГХК предполагается создание газохимического кластера и производства упаковочных материалов, предметов бытового обихода из полиэтилена, стрейч-пленки и т.д.

При этом надо понимать, что степень развития крупных перерабатывающих производств напрямую зависит от пропускной способности транспортной сети, по которой их продукция вывозится на внешние рынки. Поэтому одной из важнейших задач, которые мы ставим перед собой, является создание сквозного транспортного коридора в центре Российской Арктики, по которому миллионы тонн грузов отечественных производителей могли бы кратчайшим образом через ямальский порт Сабетта получить доступ на мировые рынки. В том числе – и продукция ямальской газохимии.

– Вы имеете в виду новый мегапроект «Северный широтный ход», который должен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа соединить Северную и Свердловскую железные дороги?

– Да, это проект, над которым мы много работали последние годы с ямальскими коллегами, нефтегазовыми компаниями и федеральными министерствами и который сейчас обрел реальные очертания. В августе Председатель Правительства Российской Федерации Дмитрий Медведев подписал распоряжение Правительства РФ, регламентирующее заключение концессионного соглашения с ООО «СШХ» на предмет финансирования, строительства и эксплуатации инфраструктуры железнодорожного транспорта общего пользования «Обская – Салехард – Надым». ОАО «Российские железные дороги» при этом обеспечит финансирование и выполнение работ по реконструкции железнодорожной линии «Коноша – Котлас – Чум – Лабытнанги», «Газпром» – обеспечит финансирование, проектирование, реконструкцию и ввод в эксплуатацию железнодорожной линии «Надым – Пангоды». Правительство ЯНАО выступит инвестором строительства автомобильной части моста через Обь и предоставит необходимую проектную документацию. Также регион передаст в федеральную собственность земельные участки, необходимые для строительства полярной магистрали, обеспечит доступ строителей к водным и лесным объектам.

То есть мы вплотную подошли к тому моменту, когда у нас есть все необходимое для опережающего начала строительства самого сложного, важного элемента СШХ – совмещенного железнодорожно-автомобильного моста через реку Обь. Сейчас с инвестором делаем все для того, чтобы приступить к нему этой зимой. Более того, сейчас идет очень продуктивный диалог с нашими ключевыми партнерами о том, чтобы довести железную дорогу до станции Обская до порта Сабетта. Это проект «Северный широтный ход 2». Он жизненно необходим для развития центральной части Арктики, и у нас есть все возможности для его реализации.

– Каковы перспективы развития добычи нефти на территории округа?

– К 2025 году мы ожидаем подъем добычи нефти до уровня около 45 миллионов тонн в год. Это вдвое больше, чем добывалось на Ямале несколько лет назад. Перспективы связаны, прежде всего, с созданием двух новых добывающих центров в арктической зоне – Новопортовского на полуострове Ямал и Мессояхского в северо-восточной части округа. В Новом порту прошлой зимой уже была добыта 10-миллионная тонна нефти. Промышленное освоение Мессояхи связано, прежде всего, с вводом в эксплуатацию в 2016 году магистрального нефтепровода «Заполярье – Пурпе». Этот нефтепровод позволил вовлечь в разработку крупнейшие нефтяные месторождения Ямала – Русское, Заполярное, Восточно-Мессояхское, Западно-Мессояхское. Пякяхинское и другие, общая ресурсная база которых оценивается в объеме 3,2 миллиарда тонн.

ФАКТЫ

292 млн т

составил объем производства СПГ в мире в 2017 г.

45 млн т

в год должна составить добычи нефти к 2025 г.

При этом мы понимаем, что в разработке небольших новых или сильно выработанных месторождений во всем мире наиболее эффективно работают малые и средние предприятия при условии обеспечения их доступа к нефтегазопроводам и объектам первичной подготовки. Поэтому в автономном округе имеются предпосылки для создания малых и средних инновационных компаний, которые способны не только повысить нефтеотдачу, но и сохранить коллективы сервисных организаций, обслуживающих нефтегазовый сектор. А устойчивый экономический рост в базовом секторе экономики, который мы сейчас видим, приведет к развитию на территории региона таких конкурентоспособных видов экономической деятельности, как сервис нефтегазодобычи и нефтегазохимия, способных диверсифицировать монопрофильный характер экономики автономного округа.

– Текущая ситуация подтверждает Ваши стратегические планы?

– Да, практически все проекты на Ямале идут сейчас с опережением графика. Третью очередь «Ямал СПГ», например, планируется запустить в эксплуатацию уже через несколько месяцев – фактически, на год раньше запланированного срока.

Ситуация в автономном округе стабильна. За 7 месяцев этого года объемы добычи газа на Ямале, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, выросли на 11 процентов, нефти – на 1 процент, газового конденсата – на 12 процентов. Это хорошая динамика.

– Что делают власти ЯНАО для формирования благоприятного инвестиционного климата в регионе?

– В первую очередь, это налоговое стимулирование и устранение излишних административных «барьеров». Взаимоотношения с инвесторами должны быть максимально открытыми и прозрачными. За прошедшие 6 лет, мы модернизировали региональное законодательство в сфере регулирования инвестиционной деятельности. Благодаря работе инвестиционно-активных организаций в экономику региона в 2012–2017 годах было привлечено порядка 970 миллиардов рублей инвестиций и создание ими более 5 200 рабочих мест.

У нас сформирован и регулярно актуализируется перечень организаций, осуществляющих реализацию приоритетных инвестиционных проектов. На начало этого года в него включено 19 компаний, получивших право на господдержку в форме налоговых преференций. С ними заключены инвестиционные соглашения о реализации 29 проектов на общую сумму почти 3 триллиона рублей.

Особое внимание мы уделяем новым формам работы с инвесторами, такими как концессия. В мировой практике это наиболее прогрессивная форма реализации крупных капиталоёмких инициатив, позволяющая обеспечить их полноценное финансирование.

Так, благодаря качественно проработанной экономической части проекта, на условиях концессии нам удалось привлечь инвесторов для реконструкции аэропортового комплекса в Новом Уренгое. Концессионное соглашение заключено на срок 30 лет и не предусматривает участия в реконструкции аэропорта бюджетных средств. На принципах государственно-частного партнерства (ГЧП) в виде концессии в ЯНАО строится и «Северный широтный ход». Учитывая накопленный опыт, мы и в дальнейшем намерены уделять особое внимание индивидуальному подходу и ответственной проработке условий проектов, совместно работать с частными инвесторам и качественно выполнять принятые на себя обязательства.

В этом году, например, мы изменили законодательную базу для введения в регионе новой меры поддержки крупных проектов, а именно – инвестиционного налогового вычета. Пилотным проектом выступит обустройство нефтяных оторочек месторождений с падающей добычей. Тем самым мы планируем дать «второе дыхание» старым месторождениям и содействовать добыче трудноизвлекаемых запасов региона.

– Какие сферы экономического потенциала региона, на Ваш взгляд, еще не в полной мере задействованы и требуют дополнительного развития?

– В соответствии с майским указом Президента России в автономном округе в рамках соответствующего национального проекта планируется интенсифицировать работу по созданию в обрабатывающей промышленности и агропромышленном комплексе высокопроизводительного экспортно-ориентированного сектора, развивающегося на основе современных технологий и обеспеченного высококвалифицированными кадрами.

ФАКТЫ

970

млрд руб.

было привлечено в экономику региона в 2012–2017 гг.

В этом году мы намерены принять Стандарт деятельности органов исполнительной власти автономного округа по обеспечению благоприятных условий для развития экспортной деятельности, а к 2020 году – внедрить в практику гибкую линейку финансовых и инфраструктурных инструментов поддержки экспорта, включая расширенное предэкспортное, экспортное и акционерное финансирование, лизинг и долгосрочные меры поддержки.

К 2024 году при реализации в сфере развития малого и среднего предпринимательства и поддержки индивидуальной предпринимательской инициативы планируется обеспечить модернизацию системы поддержки экспортеров, являющихся субъектами малого и среднего предпринимательства. Мы намерены увеличить долю таких экспортеров в общем объеме несырьевого экспорта не менее чем до 10 процентов.

Кроме того, один из незадействованных пока в округе потенциалов – развитие внутреннего и въездного туризма. Нам необходимо развивать региональную туристскую инфраструктуру, совершенствовать систему информационного обеспечения и расширять спектр предоставляемых туристских услуг. Это обеспечит повышение конкурентоспособности и узнаваемости автономного округа среди российских арктических регионов.

Поверьте, нам есть что показать гостям. Это могут подтвердить сотни тысяч туристов, которые уже побывали на Ямале.

KEYWORDS: *Yamalo-Nenets Autonomous District, gas reserves, investments, region development, Yamal project.*

ТМС ГРУПП

Изготовление и обслуживание приводов штангового скважинного насоса

УК «ТМС групп» предлагает приобрести станки-качалки следующих типов:
ТМС ПНШ(Т) 60-3-2800/80-3-40,
ТМС ПНШ 60-2,1-2500/80-3-40,
ТМС СК 60-2,1-2500/8-3,5-4000,
ТМС СК 100-3,5-56,
ТМС СК Т120-56

где ТМС — это торговая марка изготовителя; ПНШ(Т) — привод насоса штангового (тумбовый); СК — станок-качалка; 60/80/100/120 — максимальная нагрузка на устьевой штоке (кН, не более); 2,1/3/3,5 — максимальная длина хода сальникового штока (м); 2500/2800/4000/5600 — номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора (Н·м)

Новые технологии организации сервиса

Комплексное обслуживание нефтепромыслового оборудования

- Измерительный контроль металлоконструкций;
- Восстановление повреждённых участков;
- Определение уравновешенности СК прибором;
- Протяжка всех креплений и резьбовых соединений;
- Ревизия и ремонт балансира в сборе;
- Ревизия и ремонт штанговращателя — проверка его работоспособности;
- Смазка подшипниковых узлов, резьбовых соединений; набивка сальниковых уплотнений;
- Доливка/замена масла в редуктор;
- Замена изношенных и вышедших из строя деталей и узлов;

Аренда с обслуживанием нефтепромыслового оборудования на взаимовыгодных условиях

- Поузловой ремонт станков-качалок (СК);
- Монтаж, демонтаж и перемонтаж станка-качалки;
- Капитальный ремонт СК и сборка фундамента;
- Покраска станка-качалки;
- Замена клиноременной передачи;
- Геолого-технические мероприятия (изменение числа качаний и длины хода);
- Электротехнические работы по низкой стороне трансформатора (до 1000 В);
- Обслуживание электрической части станков-качалок;
- Ремонт, изготовление и установка оградительных устройств.

Услуги монтажа/демонтажа нефтепромыслового оборудования

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

РЕКЛАМА

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОГО НЕФТЕСЕРВИСА

УДК 622.276

Ислам Замирович Назаралиев,
генеральный директор АО «НафтаГаз», к.э.н.

ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ДЛЯ РОССИЙСКОГО НЕФТЕСЕРВИСА ОЗНАМЕНОВАЛИСЬ ФОРМИРОВАНИЕМ В СТРАНЕ ВЫСОКОКОНКУРЕНТНОГО РЫНКА. ОДНАКО НЕПРОСТЫЕ ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ВНОСЯТ СВОИ КОРРЕКТИВЫ В ЭТОТ ПРОЦЕСС. КАК СЕГОДНЯ РАЗВИВАЕТСЯ РЫНОК НЕФТЕСЕРВИСА В РОССИИ, КАКОВЫ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ И ПЛАНЫ КОМПАНИЙ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ? НА ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР АО «НАФТАГАЗ» ИСЛАМ НАЗАРАЛИЕВ

THE RECENT YEARS OF THE RUSSIAN OIL SERVICE WERE MARKED BY THE FORMATION OF A HIGHLY COMPETITIVE MARKET IN THE COUNTRY. HOWEVER, DIFFICULT POLITICAL AND ECONOMIC CONDITIONS MAKE THEIR OWN ADJUSTMENTS TO THIS PROCESS. HOW IS THE OILFIELD SERVICES MARKET DEVELOPING IN RUSSIA TODAY? WHAT ARE THE MAIN TENDENCIES AND PLANS OF COMPANIES FOR FURTHER DEVELOPMENT? THE ANSWERS TO THESE AND OTHER QUESTIONS ARE PROVIDED BY ISLAM NAZARALIEV, THE GENERAL DIRECTOR OF JSC "NAFTAGAZ"

Ключевые слова: *нефтесервисные услуги, вертикально интегрированные компании, госрегулирование, подрядные организации, нефтедобыча.*

– Ислам Замирович, прежде всего хотелось бы услышать Ваше мнение о состоянии текущего спроса на нефтесервисные услуги. Каков он в условиях стабилизации цен на нефть на приемлемых уровнях?

– Мне представляется, что прямой линейной зависимости между ценами на нефть и объемом рынка нефтесервисных услуг в условиях нашей страны не существует. Колебания нефтяных цен в целом влияют на этот рынок косвенно и с определенным временным лагом. Более того, истощение ресурсной базы в традиционных районах нефтедобычи на «зрелых» месторождениях объективно предполагает рост объема необходимых нефтесервисных услуг, прежде всего в части бурения, вне зависимости от того стоит ли баррель нефти 27 долл или 77 долл, ввиду того что для поддержания текущего объема добычи необходимо бурить больше.

– Как бы Вы могли охарактеризовать текущее состояние рынка нефтесервисных услуг в России и каковы, на Ваш взгляд, перспективы его развития?

– Состояние рынка обусловленно действием ряда разнонаправленных тенденций. С одной стороны, на протяжении последних 20 лет в России прослеживается влияние общемировой тенденции на создание высококонкурентного рынка нефтесервисных услуг посредством передачи основной части работ сторонним независимым нефтесервисным компаниям. В ходе инвестиционного бума нулевых многие наши ВИНКи столкнулись с требованиями международных биржевых площадок по избавлению от непрофильных (строительных, сервисных, социальных) активов в качестве одного из условий успешного проведения IPO. С тех пор инерция этого «толчка» хотя и ослабла, но все же продолжает оказывать влияние на рынок и способствовать формированию и развитию независимых от ВИНКов нефтесервисных структур. Вместе с тем, начиная с 2014 года, в поступательное развитие рынка была внесена некоторая сумятица, обусловленная политическими факторами, санкционным давлением. В этих условиях некоторые ВИНКи, в поисках стратегии для оптимального хеджирования краткосрочных рисков, скорректировали свои производственные планы.

– Что Вы имеете ввиду, когда говорите «скорректировали свои производственные планы»?

– Я имею ввиду, что кто-то стал увеличивать объем нефтесервисных работ, осуществляемый собственными силами, кто-то – прорабатывать варианты оказания подрядчиками нефтесервисных услуг, но с использованием оборудования заказчика или иные партнерские программы. Это в моменте сужает рынок для независимых сервисников. Помимо упомянутых мной двух тенденций, существует еще и третья, которую необходимо брать в расчет. Дело в том, что завершение процесса формирования ВИНКов породило некое промежуточное состояние на рынке. Проще говоря, как при распаде семьи, «развелись, но еще не разъехались». Вокруг каждого ВИНКа сформировался свой пул поставщиков услуг и подрядчиков. После экономического кризиса 2008–2009 гг. наметилась объективная тенденция к распаду таких пулов с последующей трасформацией в подлинно конкурентный рынок. Руководство и инвесторы части компаний, переживших кризис, осознали неприемлемость ситуации, при которой портфель заказов состоит на 70–100% из заказов бывшего бенефициара, и направили свои усилия на его диверсификацию. Освоение определенного объема работ собственными силами заказчика оказывает определенное давление на рынок как по объему, так и по содержанию услуг, и немного замедляет упомянутую мною трансформацию.

– Как Вы видите дальнейшее развитие ситуации на рынке в свете обозначенных Вами тенденций?

– Я вижу два варианта. При сохранении существующих предпосылок в средне- и долгосрочной перспективе большинство российских нефтесервисных компаний могут постепенно быть вытеснены в сегмент низкотехнологичных и низкомаржинальных услуг. Утраченные позиции будут замещаться иностранными подрядчиками, которые за счет более гибкой международной структуры, инвестиционных возможностей и доступа к дешевым и длинным деньгам займут господствующее положение на рынке. Кто-то считает, что в этом нет ничего страшного, с придыханием аргументируя это фразой «свободный рынок сделает свое дело!», кто-то ссылается на то, что, например, ближневосточный рынок нефтесервисных услуг в таком режиме живет и процветает уже 90 лет. Мне же кажется, что наша страна обладает серьезным нефтесервисным наследием и глубокими традициями, утрачивать которые крайне опасно и недальновидно. То, что комфортно и удобно для маленькой монархии в пустыне, для нашей страны с ее ролью в мире будет подобием пистолета, приставленного к виску. В том, что так называемый свободный рынок почему-то всегда «рассуживает» не в наших интересах с момента развала СССР, многие думающие люди уже сумели не раз убедиться.

Второй же вариант возможен при более активном участии государства в решении проблем отрасли, в т.ч. и в части выстраивания справедливых коммуникаций между всеми ее субъектами, что неминуемо приведет к укреплению отечественных нефтесервисных компаний, развитию новых технологий и, как следствие, отрасли.

– Что и кому, по Вашему мнению, необходимо сделать, чтобы скорректировать вектор развития обозначенных Вами тенденций?

– Вы очень дипломатично сформулировали свой вопрос (*смеется*). Наверное, ждете от меня ответа в стиле «повысьте тарифы, измените условия оплаты, относитесь к нефтесервису по-партнерски, снизьте проценты по кредитам и мы вам до ядра Земли добурим». Как мы понимаем, у сложных задач не бывает простых решений. Действительно, все насущные проблемы отрасли, о которых на протяжении последних лет говорят коллеги, никуда не исчезли. Сроки оплаты за выполненные работы по-прежнему оставляют желать лучшего, банки по-прежнему неохотно кредитуют российские сервисные компании, аргументируя это недостаточной ликвидностью залогового оборудования. Серьезный дефицит оборотных средств, инвестиционных ресурсов, кассовые разрывы – все это никуда не исчезло. Решение проблем в виде административных директив – платить быстро, выдавать льготные кредиты, стимулировать отечественных производителей оборудования и т.п. фундаментально не продвинет отрасль вперед. Любые меры по развитию отрасли должны, как мне кажется, иметь синергетический и мультипликационный эффект для экономики страны в целом. Инвестиции и меры поддержки отрасли должны дать эффект прежде всего для внутреннего рынка, вывести на новый уровень не только нефтесервисные компании, но и отечественные заводы-производители соответствующего оборудования, отечественные научно-исследовательские учреждения. Если механически закачать инвестиции в отрасль монетарными и немонетарными способами, то зарубежные производители высокотехнологичного оборудования оперативнее отечественных среагируют на это. Технологическое обновление сведется к закупке соответствующего оборудования и материалов зарубежом, что окончательно добьет нашего производителя и связанный с ним прикладной сегмент науки.

– Почему это вызывает у Вас беспокойство?

– Поверьте, не столько из соображений патриотизма, выдержанного в логике «даёшь патефон – хоть чугунный, лишь бы наш», сколько из-за понимания, что внутренний рынок имеет предел и логичный путь развития любого высокотехнологичного бизнеса состоит в выходе на международные рынки. Успешно работать на международных рынках без отечественной развитой технологической и производственной базы невозможно. Например, компания достигла пика развития на внутреннем рынке и ищет пути для экспорта своих услуг за рубежом. Я сознательно отбрасываю высокорисковые проекты в экзотических юрисдикциях. Допустим, речь идет о ближневосточном рынке. Он высокопремиальный и при этом довольно зрелый. Любой новый игрок там сразу попадает в неизвестную для себя систему координат заказчика с реестрами сертифицированных поставщиков и субподрядчиков, среди которых крайне мало отечественных компаний. Поставщики из реестра работают с твоими прямыми конкурентами на рынке на протяжении десятилетий. В данной ситуации действует принцип «старый друг лучше новых двух», который моментально делает тебя неконкурентноспособным.

Надо работать над тем, чтобы отечественные нефтесервисные компании на любом рынке чувствовали себя как дома.

Для этого необходимо наличие отечественной научной и производственной базы с повсеместно сертифицированными продуктами и услугами. Наши нефтяные компании уже давно перешагнули национальные границы, они присутствуют практически на всех континентах, участвуют в проектах по нефте- и газодобыче, приобретают нефтеперерабатывающие предприятия, сети АЗС, нефтеналивные терминалы, но разве кто-нибудь слышал о масштабных международных проектах российских нефтесервисных компаний?! Согласитесь, странная ситуация. Западные нефтяные компании, осуществляя экспансию на международных рынках, приводят на них своих традиционных нефтесервисных и строительных подрядчиков. Между тем наши нефтяники в своих международных проектах серьёзно зависят от нефтесервисной, строительной и производственной инфраструктуры, товаров, работ и услуг, сформированной их западными конкурентами под себя. Это очень мощная инфраструктура, масштабы которой мало кто осознает. Для размышления: сеть из более чем 800 американских военных баз по миру существует в том числе и потому, что «Fluor» их строит, «Halliburton» кормит и заправляет, а «DuPont» одевает и обувает по погоде.

– Как в текущей рыночной обстановке чувствует себя Ваша компания?

– Мы развиваемся. За последние три года кратно увеличили производственные показатели и выручку компании. Постоянно работаем над повышением эффективности компании и добиваемся в этом неплохих результатов. Наше буровое подразделение «Нафтагаз-Бурение» вошло по итогам 2017 г. в топ-5 независимых российских буровых подрядчиков. Если в прошлом году мы пробурили с момента основания компании свой первый миллион метров, из которых 600 тысяч метров в 2017 г., то в этом, при сохранении набранного темпа, намерены побить свой прошлогодний рекорд. За первое полугодие 2018 года пробурено уже 278 тысяч метров, это на 7,5% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Увеличили и количество завершенных скважин на 10%. За 6 месяцев построили 73 скважины, подавляющее большинство – горизонтальные. Мы стремимся не столько экстенсивно увеличивать объем заказов, сколько осваивать в том числе технологически сложные и инновационные виды услуг. В среднем доля горизонтального бурения на рынке в настоящее время составляет примерно 40%, среди наших скважин таких порядка 70%. Этим не ограничиваемся – бурим технологически сложные скважины и скважины «на депрессии».

– Эксперты говорят об общем устаревании парка буровых и росте требований к буровым установкам в связи с разработкой месторождений с большей глубиной залегания продуктивных пластов. Согласны с этим утверждением? Как обстоят дела с парком буровых у «НафтаГаза»?

– Согласен, общее состояние парка буровых установок в стране не вполне отвечает сегодняшним требованиям. Большинство компаний, особенно небольших, работает на морально и физически устаревшем оборудовании. Но если внимательно присмотреться к рынку, то у отрасли, несмотря на обозначенные ранее проблемы, очень хорошие перспективы. Рынок бурения в России будет расти при любой цене на нефть. Мы к этому активно готовимся, приобретаем новое оборудование. В прошлом году ввели в эксплуатацию четыре новые буровые установки и продолжаем инвестировать в техническое переоснащение. До конца 2020 года планируем завершить полную модернизацию парка оборудования и довести средний возраст буровых до пяти лет. На эти цели в 2015–2017 годах уже потрачено 3 миллиарда 700 миллионов рублей. При этом объём инвестиций нарастает – из этой суммы более 2 миллиардов 600 миллионов пришлось на прошлый год. В реализации наших планов помогают наши партнёры по лизингу. В апреле в рамках Петербургского международного экономического форума состоялось подписание соглашения с «ВТБ Лизингом» о намерении профинансировать программу обновления и модернизации бурового оборудования на 5 миллиардов рублей. Сотрудничаем и со «Сбербанк Лизингом» в части реализации программы по транспорту и спецтехнике. Ставим перед собой задачу к 2020 году выйти на миллион метров в год, а в пятилетней переспективе войти в тройку крупнейших независимых нефтесервисных компаний России.

– Сейчас много говорят об автоматизации производства. В «НафтаГазе» как с этим обстоят дела?

– Мы в целом активно работаем над управлением эффективностью бизнеса. Автоматизация в данном случае идет одним из инструментов ее достижения. Мы стараемся соответствовать требованиям сегодняшнего дня. На данный момент уже внедрена система управления результативностью бизнеса на платформе Oracle EPM. Внедряется система управления производственным процессом в бурении, мы реализуем её на базе ведущего мирового программного обеспечения, позволяющего управлять жизненным циклом скважины – от геологии до эксплуатации, автоматизировать различные участки – от учёта наработки и планирования ремонта оборудования до автоматизации отделов охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Сейчас проект в завершающей стадии. Данных за годы работы в программе мы накопили очень много, это позволяет строить очень точные прогнозы по потребностям.

Компания становится более прозрачной для потенциальных инвесторов и других заинтересованных лиц, так как мы выпустили консолидированную финансовую отчётность за 2017 год. Эта отчётность является первой по МСФО и получила безусловно положительное аудиторское заключение от компании PKF в России (*прим. редакции – сеть PKF International, «МЭФ-Аудит»*).

– Ислам Замирович, спасибо за интервью.

– И Вам спасибо. Хотел бы, пользуясь случаем, также поздравить коллег с Днём работников нефтяной и газовой промышленности. Новых трудовых побед и легкой добычи!

Keywords: *oilfield services, vertically integrated companies, government regulation, contractors, oil production.*

ПРИ УЧАСТИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСАР РОСЭКСИМБАНК
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА
NGV
Российское Газовое Общество

GF
St. Petersburg Gas Forum
2–5 ОКТЯБРЯ 2018

РЕКЛАМА

VIII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР: ГАЗПРОМ
ПАРТНЕР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ: Energy Delta Institute Energy Business School
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: ТАСС
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ РАДИОПАРТНЕР: 107,4 BUSINESS FM Санкт-Петербург
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ: ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: СФЕРА
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР ВЫСТАВОЧНОЙ ПРОГРАММЫ: НЕДРА
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: Neftegaz.RU
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ОТРАСЛЕВОЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ПАРТНЕРЫ: OMV, uniper, Комита группа компаний, ГАЗПРОМБАНК, ГАЗПРОМ автоматизация, ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ, ГМС ГРУППА, ОБЪЕДИНЕННАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ, ЧТПЗ, ГАЗПРОМ ГАЗЭНЕРГОСЕТЬ, ГАЗПРОМ СТРОЙТЭК САЛАВАТ, САЛАВАТНЕФТЕМАШ, Салаватский Катализаторный Завод, MHPS, MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES COMPRESSOR, ТОРГОВАЯ СИСТЕМА ГАЗНЕФТЕТОРГ.РУ, INDEVER, ГОЛОСМИРА

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122) GF@EXPOFORUM.RU
18+
GAS-FORUM.RU

ЦЕМЕНТ ОСОБОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Тампонажные смеси компании «Востокцемент»

Соколюк Ирина Степановна,
главный технолог
АО «Спасскцемент»

Крюкова Прасковья Георгиевна,
начальник СМК
АО «Спасскцемент»

Шалденко Дмитрий Владимирович,
начальник
департамента маркетинга
ООО «Центр снабжения ДВ»

Воловик Виктория Владимировна,
начальник
отдела по связям
с общественностью
ООО «Востокцемент»

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – ВЕДУЩАЯ ОТРАСЛЬ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ, И ЕЕ РАЗВИТИЕ – ПРИОРИТЕТНАЯ ЗАДАЧА. «ВОСТОКЦЕМЕНТ» ТАКЖЕ ВНОСИТ СВОЮ ЛЕПТУ В ЭТОТ ПРОЦЕСС – ПОСТАВЛЯЕТ СПЕЦИАЛЬНЫЙ ЦЕМЕНТ ДЛЯ ТАМПОНИРОВАНИЯ ГЛУБОКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. ЭТА ВАЖНАЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ОПЕРАЦИЯ ЧАСТО ОПРЕДЕЛЯЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ, А ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ – ВОЗМОЖНОСТЬ ПРАВИЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЕНОСНЫХ СЛОЕВ. КАКОВЫ ОСОБЕННОСТИ ТАКОЙ ПРОДУКЦИИ?

THE OIL AND GAS INDUSTRY IS THE LEADING BRANCH OF THE RUSSIAN ECONOMY, AND ITS DEVELOPMENT IS A HIGH-PRIORITY TASK. VOSTOKCEMENT ALSO CONTRIBUTES TO THIS PROCESS - IT SUPPLIES THE SPECIAL CEMENT FOR CEMENTATION OF DEEP OIL AND GAS WELLS IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS. THIS OPERATION, WHICH IS CRUCIAL FROM THE POINT OF VIEW OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS, OFTEN DETERMINES THE EFFICIENCY OF WELL OPERATION, WHEREAS DURING EXPLORATORY DRILLING IT DETERMINES THE POSSIBILITY TO CORRECTLY ESTIMATE THE RESERVES OF PRODUCTIVE OIL-BEARING LAYERS. WHAT ARE THE PECULIARITIES OF THESE PRODUCTS?

Ключевые слова: *тампонажный цемент, цементирование нефтяных и газовых скважин, тампонирование глубоких нефтяных и газовых скважин, «Востокцемент», тампонажные смеси.*

РЕКЛАМА

Производство цемента – ключевое направление деятельности компании «Востокцемент». Цементные заводы «Востокцемент» производят как общестроительные, так и специальные цементы.

С 2013 года цементные заводы постепенно начали переход на выпуск цемента по ГОСТ 31108-2003 (сейчас ГОСТ 31108-2016) «Цементы общестроительные. Технические условия». Данный стандарт гармонизирован с европейским стандартом EN 197-1:2000 «Цемент», принятым в странах Евросоюза (ЕС) в части классификации, основных технических требований, методов испытаний, критериев и методов оценки соответствия цементов.

В соответствии с вступившим в силу Постановлением Правительства РФ от 3 сентября 2015 г. № 930 «О внесении изменений в единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации» цемент включен в данный перечень. Все цементные заводы «Востокцемент» прошли данную процедуру и получили сертификаты соответствия. До этого все заводы компании проходили добровольную сертификацию.

Качество цемента для заводов компании «Востокцемент» – первостепенная задача. Все модернизационные мероприятия проводятся именно для этого – улучшить качество и повысить эффективность производства.

Цемент компании «Востокцемент» применятся сейчас на ключевых инфраструктурных объектах Дальнего Востока. Это Нижне-Бурейская ГЭС, космодром «Восточный», газопровод «Сила Сибири», мостовой переход через реку Амур в ЕАО, новые аэропорты в Хабаровске и Якутске и многие другие.

Нефтегазовая промышленность – ведущая отрасль российской индустрии, поэтому ее развитие – приоритетная задача. «Востокцемент» также вносит лепту в этот процесс – поставляет тампонажный цемент для тампонирования глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях при высокой температуре и высоком давлении.

Продукция «Спасскцемент»

Впервые производство тампонажного цемента было освоено на предприятии «Спасскцемент» во время Великой Отечественной войны, которая потребовала громадного количества горючего. Такой продукт не выпускался даже в Сибири, поэтому в 1943 году на Спасский цемзавод поступило правительственное задание освоить производство тампонажного цемента. В короткие сроки была отлажена технология производства цемента для нефтедобывающей промышленности, и ежегодно завод стал выпускать его по 2 тысячи тонн.

Производство тампонажного цемента на предприятии «Спасскцемент» не прекращалось и после войны – выпускали цементы ПЦТ I-50, ПЦТ I-100, ПЦТ G-CC-1, а также тампонажный

низкогигроскопичный цемент. Максимальный объем был получен в 1982 году – 50,5 тыс. тонн.

В 1999 году была поставлена задача производства тампонажного цемента по стандарту Американского нефтяного института (API). Качество цементов классов G и H высокой сульфатостойкости независимо от страны-изготовителя находится под особым контролем. Лучшим производителям этот институт дает право на применение своей монограммы.

В течение нескольких лет с помощью ООО «Цемискон» была разработана и внедрена система менеджмента качества, произведены опытные партии цемента, Американским нефтяным институтом проведен аудит. 22.01.2001 «Спасскцементу» была выдана лицензия на право использования монограммы API при производстве тампонажных цементов класса G и H умеренной (MCR) и высокой (HCR) сульфатостойкости по стандарту API Spec 10A и сертификат на соответствие системы менеджмента качества стандарту ISO 9002:1994. С тех пор «Спасскцемент» регулярно проверяется аудитором нефтяного института, в настоящий момент выдан сертификат на соответствие стандарту ISO 9001-2015.

Стоит отметить, что аудит проводится ежегодно, двумя аудиторами в течение 5 дней: проверяются производство и система менеджмента качества. Проверка осуществляется по рабочим местам, по каждому процессу.

Детально проверяется документированная информация: политика, цели в области качества, управление записями. Проверяются все процессы: анализ контрактов, удовлетворенность потребителей, закупки, метрологическое обеспечение, квалификация персонала, контроль качества производства, внутренний аудит, хранение, маркировка и упаковка цемента. Проводятся испытания образцов тампонажного цемента.

На данный момент на предприятии «Спасскцемент» производят тампонажные цементы ПЦТ I-50, ПЦТ I-100 и ПЦТ I-G-CC-1, а также могут быть произведены ПЦТ I-H-CC-1, ПЦТ I-G-CC-2, ПЦТ I-H-CC-2 и другие марки цемента.

Применение тампонажных цементов

Главным назначением этого портландцемента является тампонирование газовых и нефтяных скважин. Слой бетона на основе таких цементов защищает металл от коррозийных и агрессивных воздействий. В отличие от обычного бетона в тампонажные смеси не вводится песок или какой-либо крупный наполнитель, снижающий их текучесть.

К отличительным особенностям относят тонкий помол, ускоренное твердение, повышенную прочность по окончании застывания и уникальную текучесть непосредственно после затворения водой. К последнему показателю предъявляются особые требования, указанная нормами скорость закачки тампонажного раствора – 1,5 м/с при довольно ограниченных размерах самого зазора. С учетом

значительного давления в шахтах, возрастающего по мере их углубления, песок в такие смеси не вводится, вяжущее является единственным сухим компонентом.

В индивидуальном и жилом строительстве использование тампонажного цемента нецелесообразно, исключение делается лишь при закладке буровых свай под фундаменты в особо сложных условиях. Помимо защиты труб ПЦТ помогает уменьшить глубину скважины, укрепить ее дно или устранить повреждения обсадных колон.

Отдельно стоит отметить особенности тампонажного цемента класса G по ГОСТ 1581-96. Благодаря низкой начальной вязкости тампонажный цемент хорошо прокачивается в затрубное пространство скважины, обеспечивает хорошее сцепление с обсадной трубой и породой скважины. Низкое водоотделение – в 2–3 раза ниже, чем у отечественных тампонажных цементов, – обеспечивает хорошее сцепление с обсадной трубой и породой скважины и предупреждает седиментацию тампонажного раствора, а нормированное время загустевания (не менее 90 и не более 120 минут) предотвращает преждевременное загустевание тампонажного раствора в процессе тампонирования и в то же время обеспечивает быстрое схватывание и твердение раствора сразу после окончания этого процесса. Это обеспечивает надежное и качественное тампонирование, предупреждает недоподъем тампонажного раствора, обеспечивает надежное разъединение продуктивных пластов и пустот и за счет этого на 20–40 % повышает дебет скважины. Особый малоалюминатный и низкощелочной состав цемента обеспечивает высокую долговечность при одновременном воздействии агрессивных вод, высокой температуры и давления.

География поставок

С начала 2000 годов с развитием нефтегазовой отрасли потребность в тампонажных цементах возросла. Эти классы цементов использовались в пределах Дальневосточного федерального округа – например, компанией «Газпром» при разведочном бурении на шельфе Камчатки.

В 2007–2008 годах тампонажные цементы ПЦТ I-50 и ПЦТ I-100 «Спасскцемента» поставлялись на объекты Уральского, Приволжского, Южного и Северо-Западного федеральных округов. Больше всего тампонажный цемент завода был востребован на нефтегазовых месторождениях Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов, Оренбургской, Самарской областей и Удмуртской Республики.

В 2010 году партия высокотехнологичного продукта предприятия «Спасскцемент» – цемента марки G – отправлена в Уральский федеральный округ, на станцию Карачаево в адрес компании-снабженца крупнейших нефтедобывающих компаний страны, включая «Роснефть» и «Лукойл», «Башнефть» и «Татнефть», «Сургутнефтегаз» и ТНК-ВР.

На данный момент основные потребители тампонажных цементов компании «Востокцемент» находятся в Республике Саха (Якутия) и Сахалинской области.

Третья технологическая линия «Якутцемента»

В Республике Саха (Якутия) добывается более 10 миллионов тонн нефти в год. Потребность в тампонажных цементах закрывалась поставками из других регионов страны, в том числе с предприятия «Спасскцемент». «Якутцемент» не делал в последние годы тампонажный цемент, так как его мощности главным образом были направлены на производство общестроительных цементов для нужд быстро растущей Республики Саха (Якутия).

С запуском в 2018 году третьей технологической линии решено закрыть всю потребность в цементе в республике с завода «Якутцемент», в том числе в тампонажных ПЦТ I-50 и ПЦТ I-100.

Поставками цемента предприятий «Спасскцемент» и «Якутцемент» занимается компания ООО «Центр снабжения ДВ». Компания обеспечивает комплексное снабжение строительными материалами крупнейших объектов по всему Дальнему Востоку.

Тампонажный цемент предприятия «Спасскцемент» поставляется железнодорожным и морским транспортам. Отгрузка цемента с завода «Якутцемент» осуществляется автотранспортом и речным транспортом по реке Лена. Тарировка – мягкие специализированные контейнеры (МКР) по 1,5 тонны. Данная упаковка является удобной и современной тарой для перевозки, так как позволяет доставить груз в целостности и сохранности на большие расстоянии и выдержать несколько этапов загрузки-разгрузки. МКР состоит из полипропиленовой оболочки и водонепроницаемого вкладыша, которые хорошо защищают его от внешнего воздействия. На МКР имеется карман, в который вкладывается ярлык, указывающий класс цемента, партию, дату тарировки. ●

KEYWORDS: *grouting cement, cementing of oil and gas wells, plugging of deep oil and gas wells, "Vostokcement", grouting mixtures.*

ЕДИНЫЙ ЦЕНТР СНАБЖЕНИЯ ДВ

Официальный представитель по реализации продукции

ООО «Центр снабжения ДВ»
г. Владивосток, ул. Русская, 65, офис 4
Телефон: **8 (423) 232-52-52**
e-mail: **info@dvcentr.ru**
Сайт: **dvcentr.ru**
На сайте возможен заказ и оплата продукции в круглосуточном режиме

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

- Обогрев протяженных и сверхпротяженных трубопроводов
- Защита от замерзания емкостей и резервуаров
- Обогрев оборудования в опасных и взрывоопасных зонах
- Поддержание температуры жидкостей и газов
- Системы обогрева для морских ледостойких платформ и подводных комплексов
- Система обогрева нефтяных скважин
- Теплоизоляция и антикоррозийные покрытия
- Обеспечение работы агрегатов и технологического оборудования при низких температурах
- Системы управления и контроля, низковольтные комплексные устройства (НКУ)

РЕКЛАМА

ПРОЕКТ • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • ПУСКОНАЛАДКА • СЕРВИС

ЭНЕРГО МОНТАЖ

141008, Московская область,
г. Мытищи, Проектируемый проезд 5274, стр. 7
Тел/факс: +7 495 627-72-55
www.sst-em.ru, www.sst.ru
email: info@sst-em.ru

Инжиниринговая компания «ССТэнергомонтаж» — российский разработчик и поставщик систем электрообогрева и теплоизоляции для различных отраслей промышленности. «ССТэнергомонтаж» входит в Группу компаний «Специальные системы и технологии», которая является лидером российского рынка электрообогрева более 25 лет.

Наши преимущества:
- Полный комплекс услуг: от проектирования до сервисного обслуживания
- Единственный в России производитель проводящих пластмасс и саморегулирующихся кабелей полного цикла
- 27 лет успеха на рынке
- 100% контроль качества
- Единая точка ответственности

НОРМАЛИЗАЦИЯ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЫ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НОРМАЛИЗАЦИИ ЗАБОЕВ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН. ПРЕДСТАВЛЕНА ОСНОВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ЗАБОЕВ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЕ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ. ДЛЯ УСЛОВИЙ ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТАНА ТЕХНОЛОГИЯ ПАРЛИФТА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРИЕМИСТОСТИ. С ПОМОЩЬЮ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ УСТАНОВЛЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ ВЫНОСА ПЕСЧАНО-ЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ПЛОТНОСТЬЮ В ДИАПАЗОНЕ ОТ 1000 ДО 2000 КГ/М^3, ПОЛУЧЕНЫ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ОБЪЕМЫ ВЫНОСА ПЕСЧАНО-ЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ПРИ ВСЕХ ЗНАЧЕНИЯХ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПЛОТНОСТИ СМЕСИ. НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ АВТОРАМИ РЕКОМЕНДУЕТСЯ ПРОВЕСТИ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ НОРМАЛИЗАЦИИ ЗАБОЕВ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНОЙ СИСТЕМЕ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE PAPER CONSIDERS THE MAIN TECHNOLOGIES FOR NORMALIZING THE FACES OF PRODUCING AND INJECTION WELLS IN ORDER TO INCREASE THE EFFICIENCY FACTOR OR THE INJECTIVITY FACTOR. THE MAIN TECHNOLOGY FOR CLEANING FACES OF STEAM INJECTION WELLS IS PRESENTED IN THE UNDERGROUND-SURFACE SYSTEM OF THERMAL MINE DEVELOPMENT OF THE DEPOSIT AND THE MAIN ADVANTAGES AND DISADVANTAGES ARE REVEALED. FOR THE CONDITIONS OF THE UNDERGROUND-SURFACE SYSTEM, THE TECHNOLOGY OF THE STEAMLIFT HAS BEEN DEVELOPED WITH THE AIM OF INCREASING THE INJECTIVITY FACTOR. WITH THE HELP OF THE DEVELOPED TECHNOLOGY, THE POSSIBILITY OF CARRYING OUT A SAND-LIQUID MIXTURE WITH A DENSITY IN THE RANGE FROM 1000 TO 2000 KG/M^3 WAS DETERMINED BY CALCULATION, AND SIGNIFICANT AMOUNTS OF SAND-LIQUID MIXTURE CARRY-OVER WERE OBTAINED FOR ALL VALUES OF RESERVOIR PRESSURE AND DENSITY OF THE MIXTURE. BASED ON THE STUDY CARRIED OUT BY THE AUTHORS, IT IS RECOMMENDED TO CARRY OUT PILOT-INDUSTRIAL TESTS OF THE DEVELOPED TECHNOLOGY FOR NORMALIZING FACES OF STEAM INJECTION WELLS IN A SUBTERRANEAN SURFACE THERMAL DEPOSIT DEVELOPMENT SYSTEM

Ключевые слова: *термошахтная разработка, подземно-поверхностная система, нормализация скважин, газлифт, парлифт, очистка забоя скважины, численное моделирование, коэффициент приёмистости, песчано-жидкостная смесь.*

Дуркин Сергей Михайлович,
доцент кафедры РЭНГМиПГ

Киян Павел Игоревич,
инженер НИЧ

Терентьев Алексей Алексеевич,
инженер НИЧ

Меньшикова Ирина Николаевна,
ассистент кафедры РЭНГМиПГ

Пулькин Андрей Геннадьевич,
директор Бизнес-инкубатора УГТУ

УДК 622

Технологии нормализации скважин

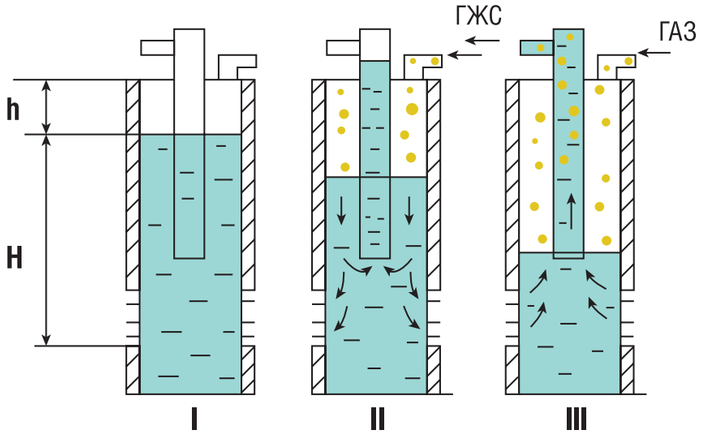
Основной причиной снижения производительности добычных и нагнетательных скважин в процессе их эксплуатации является кольматация скважины в интервале вскрываемого продуктивного пласта. В результате проницаемость околоскважинной части пласта снижается, вызывая уменьшение коэффициента продуктивности или коэффициента приёмистости эксплуатируемой скважины.

При этом под «кольматацией» понимают загрязнение призабойной зоны буровым раствором при вскрытии продуктивного пласта, ухудшение свойств призабойной зоны при цементаже, перфорации продуктивного интервала, набухании глин или вынос песка в объем скважины из пласта в процессе длительной эксплуатации скважины.

В работе рассматривается влияние загрязнения (кольматации) скважины песчано-жидкостной смесью и устранение данного осложнения при помощи парлифтной технологии. Данная проблема проявляется при эксплуатации паронагнетательных скважин при использовании подземно-поверхностной системы разработки Ярегского месторождения [1].

Загрязнение забоя и перфорированной части скважины песчано-жидкостной смесью также за собой влечет увеличение статического уровня жидкости, при этом уровень жидкости в некоторых случаях поднимается выше перфорации

РИС. 1. Снижение уровня жидкости в скважине компрессированием



продуктивного интервала, ухудшая или вовсе снижая приемистость паронагнетательной скважины.

Следовательно для ликвидации проблемы загрязнения паронагнетательных скважин при подземно-поверхностной системе разработки Ярегского месторождения необходимо обеспечить вынос песчано-жидкостной смеси с забоя скважины.

К работам по выносу скважинной жидкости относятся методы освоения скважин:

- свабирование;
- компрессирование;
- тартание;
- обновление скважинной жидкости;
- освоение пенными системами;
- применение глубинных и струйных насосов.

Также для очистки забоев скважин используются специальные устройства УОЗ (устройство очистки забоя), которые обычно применяются при очистке забоев от пропантовых отложений после проведения гидроразрывов пласта.

К методам, обеспечивающим одновременный вынос скважинной жидкости и песка, возможно отнести:

- компрессирование;
- обновление скважинной жидкости с последующим тартанием;
- освоение пенными системами.

При компрессировании [2] приток в скважину получают вследствие снижения уровня жидкости в трубах за счет ее вытеснения газом (рис. 1). Перед компрессированием в скважину спускают лифт НКТ, в котором установлены на предварительно рассчитанных глубинах пусковые муфты с отверстиями или специальные пусковые клапаны. Подбивают компрессорный агрегат, в затрубное пространство нагнетают инертный газ и снижают уровень жидкости. Когда уровень жидкости в затрубном пространстве достигает уровня размещения пусковой муфты лифта НКТ, происходит резкое падение в затрубном пространстве, а через трубное пространство на поверхности поступает смесь закачиваемого газа со скважинной жидкостью. Давление в затрубе стабилизируется после полного выброса жидкости из трубок, и закачиваемый газ одновременно выходя через пройденную пусковую муфту начинает снова отдавливать жидкость в затрубе до следующей муфты или воронки НКТ.

Метод освоения пенными системами [2] похож по своей технологии на компрессирование. Данный способ заключается в том, что вместо инертного газа в затрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов закачиваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения. Плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, и это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление. Также пенные растворы имеют более высокую вязкость и менее подвержены поглощению в продуктивном перфорированном интервале [3], что позволяет наиболее эффективно выносить песчаник с забоя скважины.

Для освоения к скважине устанавливают передвижной компрессор, насосный агрегат, создающий по меньшей мере такое же давление, как и компрессор, емкости для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости. При нагнетании газожидкостная смесь движется сверху вниз при непрерывно изменяющихся давлении и температуре.

При закачке газожидкостной смеси на пузырьки газа действует архимедова сила, под действием

которой они всплывают в потоке жидкости. Скорость всплытия зависит от размеров газовых пузырьков, вязкости жидкости и разности плотностей: чем мельче пузырьки, тем меньше скорость их всплытия. Обычно эта скорость относительно жидкости составляет 0,3–0,5 м/с.

На данный момент на фонде паронагнетательных скважин НШУ «Яреганефть» применяется метод обновления скважинной жидкости с последующим тартанием.

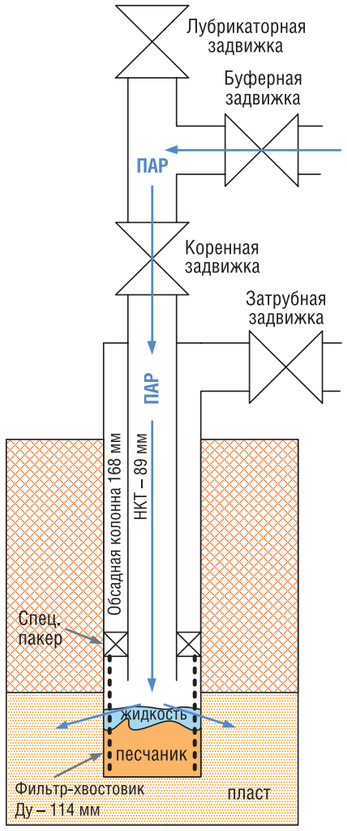
Однако при применении поверхностно-подземной системы имеется возможность использования насыщенного пара высокого давления для подъема песчано-жидкостной смеси – парлифт, имеющий схожий принцип, как при использовании компрессирования и освоения пенными системами. При этом при смешивании пара высоких температур с водонефтяной эмульсией в скважине образуется паропенный раствор, следовательно при парлифтном способе возможен вынос смеси с меньшей плотностью, что способствует увеличению полезной работы пара при подъёме скважиной смеси.

Описание метода

Конструкции паронагнетательных скважин нефтешахтных полей НШУ «Яреганефть» представлены обсадной колонной диаметром 168 мм и длиной порядка 170 м, фильтром-хвостовиком диаметром 114 мм, длиной 30–40 м. Фильтр-хвостовик представляет из себя перфорированную насоснокомпрессорную трубу диаметром 114 мм. Закачка пара в скважину происходит по колонне насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм и специальным пакером, посаженным на голову фильтра-хвостовика. Закачка пара в скважины осуществляется при давлении от 15 до 20 атм. Принципиальная схема нагнетательной скважины НШУ «Яреганефть» представлена на рисунке 2.

На данный момент на фонде паронагнетательных скважин НШУ «Яреганефть» применяется классический метод нормализации забоев нагнетательных скважин. Суть применяемого метода заключается в промывке скважин технической водой. В большинстве случаев происходит прямая

РИС. 2. Принципиальная схема нагнетательной скважины НШУ «Яреганефть»



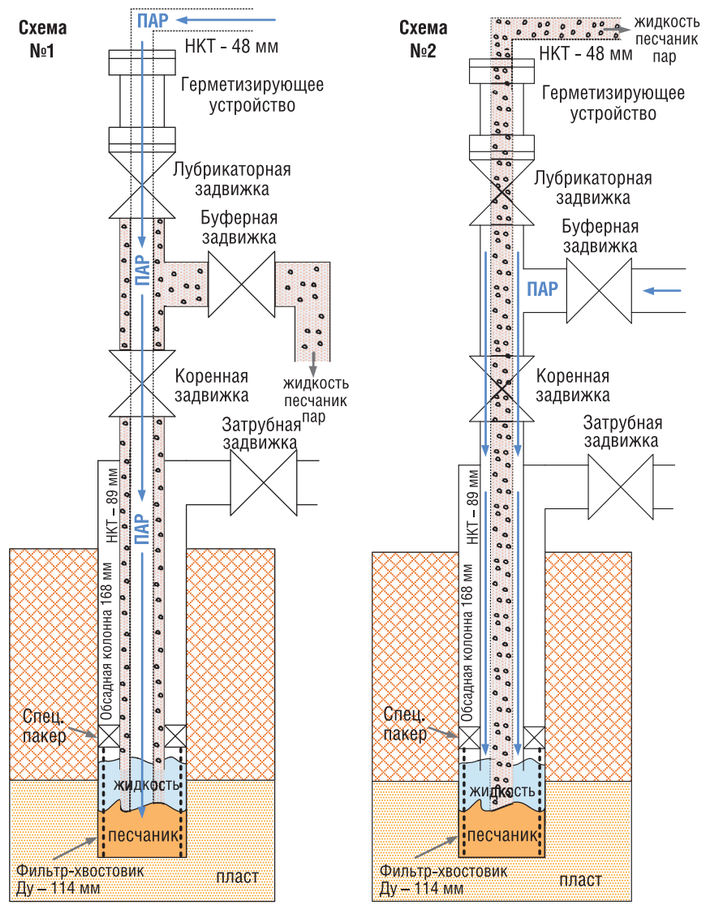
промывка скважины с поглощением закачиваемой технической воды пластом, тем самым происходит вымывание песчаника с забоя в призабойную зону скважины, что снижает качество проводимого ремонта и уменьшает время межремонтного периода по очистке забоя скважины. На ряде скважин с низкой приемистостью возможна реализация обратной промывки: техническая вода не поглощается пластом, а по затрубному пространству поднимается на устье скважины, тем самым вымывая песчаник с забоя скважины в промывочную емкость бригады капитального ремонта скважин. После нормализации забоя скважин любым способом промывки происходит отстой жидкости в скважине, в результате чего взвесь песчаника в оставшемся столбе жидкости осаждается на забой скважины. На следующем шаге забой очищается бригадой КРС с помощью механической желонки, в среднем извлекаемый механической желонкой объем составляет всего 30–50 литров песчано-жидкостной смеси. Одним из неблагоприятных факторов также является заводнение призабойной зоны скважины, что в итоге снижает фазовую проницаемость при закачке пара.

Предлагаемый метод очистки забоев паронагнетательных скважин нефтешахтных полей НШУ «Яреганефть» парлифтным способом позволит решить проблему скважин с низкой приемистостью за счет удаления песчано-жидкостной смеси с забоя скважины на поверхность. Принцип предлагаемого метода заключается в подъеме песчано-жидкостной смеси с забоя скважины на поверхность за счет энергии расширения пара. При подъеме жидкость уносит с собой скопившийся на забое скважины песчаник, тем самым достигается двойной эффект – чистка забоя скважины и дренирование от лишней жидкости призабойной зоны скважины.

Чистка забоя и дренирование призабойной зоны скважины производится при помощи дополнительной колонны НКТ диаметром 48 мм. НКТ-48 без демонтажа фонтанной арматуры скважины, через герметизирующее устройство и лубрикаторную задвижку, с помощью автокрана спускается до текущего забоя скважины (рис. 3). К НКТ-48 на устье скважины, подсоединяется пароподающая линия, а буферная задвижка обвязывается на накопительную емкость для сбора поднятой жидкостнопесчаной смеси (схема №1, рис. 3). Далее подается пар с расчетным расходом и запускается процесс очистки забоя скважины.

В ряде случаев, на скважинах с высоким статическим уровнем жидкости, существующего давления закачки пара будет недостаточно для запуска парлифтного процесса. В таких случаях производится поэтапное понижение уровня жидкости в скважине – колонна НКТ-48 спускается не на текущий забой, а на расчетную глубину скважины, с которой пускового давления будет достаточно для запуска парлифтного процесса. После понижения статического уровня жидкости в скважине колонна НКТ-48 углубляется

РИС. 3. Принципиальная схема парлифта на нагнетательных скважинах НШУ «Яреганефть»



и таким образом опускается до текущего забоя скважины. В случае удаления всего объема жидкости из скважины при не достижении проектного забоя, производится долив в скважину технической воды и процесс парлифта запускается вновь. Схема №2 (рис. 3) отличается тем, что подъем песчано-жидкостной смеси осуществляется по спущенной НКТ-48, а подача пара – по кольцевому пространству между НКТ-48 и эксплуатационной НКТ-89 мм.

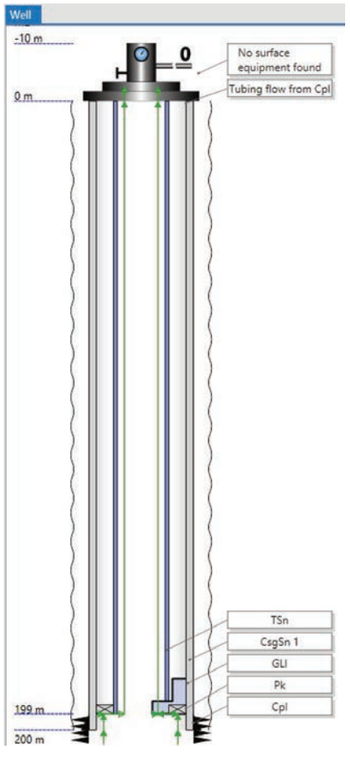
Моделирование парлифтного способа в симуляторе многофазового потока PIPESIM

Моделирование парлифтного способа подъема песчано-жидкостной смеси осуществлялось по исполнению, предложенному во второй схеме (см. рис. 3). Подъем ГСЖ осуществляется по спущенной НКТ-48, а подача пара – по кольцевому пространству между НКТ-48 и эксплуатационной НКТ-89 мм.

Для определения возможности подъема песчаной смеси выбрана глубина спуска НКТ-48, равная 199 м. Глубина спуска НКТ-89 составляет 200 метров, в модели скважины НКТ-89 представлена как обсадная колонна. Следовательно увеличенный объём, созданный между НКТ-48 и фильтром-хвостовиком диаметром 114 мм, пренебрегается в связи с программным ограничениями PIPESIM. Конструкция скважины представлена на рисунке 4.

Так как спуск НКТ-48 предполагается на максимально возможную глубину и подача пара производится по кольцевому

РИС. 4. Модель парлифтной скважины



пространству между НКТ-89, то отметка установки газлифтного клапана принимается на глубине спуска НКТ-48 и на этом же уровне ставится пакер для перекрытия подъема жидкости по кольцевому пространству. Пакер «предполагает», что для запуска парлифтного процесса давление нагнетания пара достаточно при любом гидростатическом уровне, так как возможно поэтапное понижение уровня в скважине, описанное в предыдущем разделе. Таким образом достигается максимально приближенная технология парлифта, представленная во второй схеме (см. рис. 3). Установка оборудования представлена на рисунке 6.

В симуляторе PIPESIM нет возможности прямого выбора закачки пара при моделировании газлифтной технологии, но имеется возможность приближения используемых для расчетов свойств газового агента к свойствам насыщенного пара. Главными характеристиками газов для расчетов в PIPESIM является

РИС. 5. Параметры труб

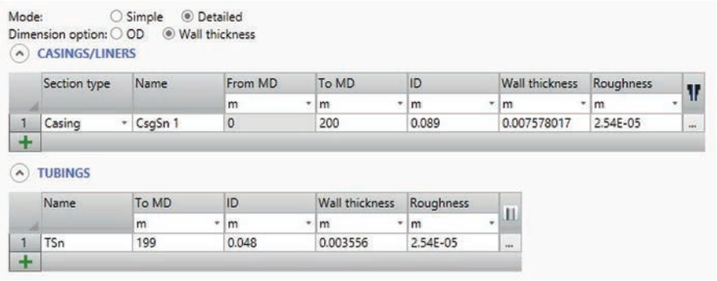
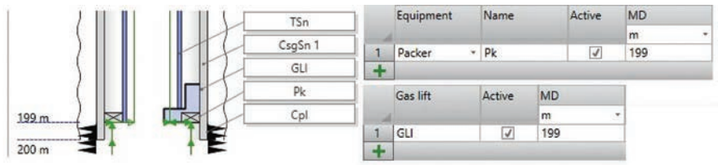


РИС. 6. Оборудование для парлифта



плотность, вязкость и температура. Плотность определяется как отношение её величины к плотности воздуха в стандартных условиях, следовательно относительная плотность пара к воздуху устанавливается на уровне 0,49 д. ед. [4].

В PIPESIM используется единая термобарическая зависимость вязкости для любого газа, но для уточнения значений имеется калибровка вязкости. Для калибровки вязкости пара выбрано табличное значение при давлении 1,55 МПа [5]. При установленном давлении табличное значение температуры 200 °С [5].

Свойства закачиваемого агента, приближенного к насыщенному водяному пару, представлены на рисунке 7.

Описание свойств поднимаемого флюида (песчано-жидкостной смеси) требует установки значений плотности жидкости и вязкости. Плотность жидкости в расчете устанавливалась значениями 1000 кг/м^3, 1100 кг/м^3, 1200 кг/м^3, 1300 кг/м^3, 1400 кг/м^3, 1700 кг/м^3 и 2000 кг/м^3. Данные значения обуславливаются необходимостью проведения анализа возможности подъема жидкости при разной концентрации песка, однако пренебрегается процесс оседания песка на забой скважины и расчет ведется с условием, что весь песок находится во взвешенном состоянии по объему скважинной жидкости.

Вязкость пластового флюида, который попадает в скважину, устанавливается либо уже имеющимися корреляциями в PIPESIM, либо используется таблица, описывающая зависимость вязкости жидкости от температуры. Следовательно вязкость жидкости устанавливалась как зависимость вязкости Ярегской нефти от температуры [«Мини-проект разработки шахтного блока 2Т-4 НШ-3 по одногоризонтной системе 2016 год»]. Данная зависимость представлена в таблице 1.

Уровень жидкости в скважине устанавливается значением пластового давления. Данное условие означает, что при закрытии скважины на величину статического уровня жидкости будет влиять давление, создаваемое пластом:

$$h = P/g \cdot \rho,$$

где h – статический уровень жидкости;

P – пластовое давление;

g – гравитационная постоянная;

ρ – плотность скважинной жидкости.

Данное условие также означает, что при сравнении объема поднятого флюида при различных плотностях статический уровень будет различным. Связано это с тем, что основным параметром резервуара является коэффициент продуктивности, который установлен на значении 10 м^3/(МПа·сутки). Следовательно для равного притока в скважину и корректного сравнения поднятых объемов флюида необходимо использовать одинаковый коэффициент продуктивности и величину пластового давления, но при различных плотностях жидкости уровень в скважине будет отличаться. Выполнение данных предположений дает возможность адекватного воспроизведения

РИС. 7. Свойства закачиваемого агента

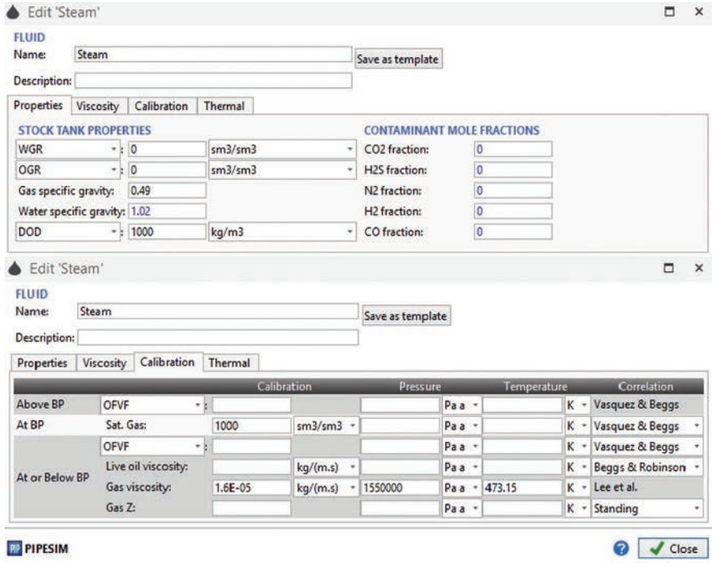
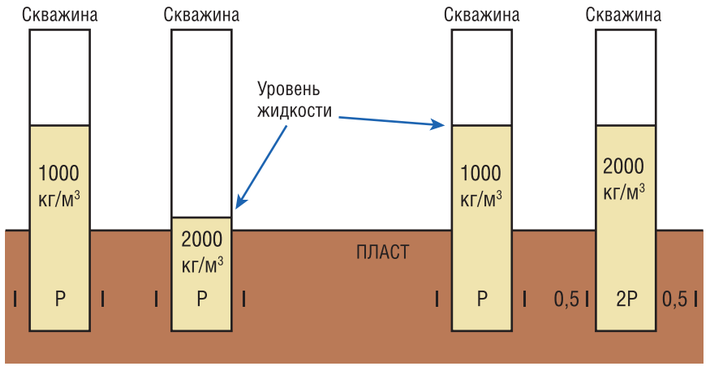


ТАБЛИЦА 1. Зависимость вязкости от температуры Ярегской нефти

Температура, °С	Вязкость, мПа·с	Температура, °С	Вязкость, мПа·с	Температура, °С	Вязкость, мПа·с
0,85	30 000	50	324	100	29,5
5	16 080	55	240	105	24
10	10 060	60	182	110	19,6
15	6066	65	140	115	15,8
20	3420	70	109	120	12,8
25	2100	75	86	125	10,3
30	1380	80	69	130	8,2
35	925	85	55	140	5,1
40	633	90	45	200	3
45	446	95	36	250	1,5

РИС. 8. Сравнение различных постановок задачи



P – давление на забое при установлении статического уровня жидкости в скважине (пластовое)
I – индекс продуктивности пласта

результатов расчета при разных плотностях поднимаемой песчано-жидкостной смеси, чем при изменении пластового давления и коэффициента продуктивности для каждого значения плотности. Сравнение различных сценариев при расчете подъема жидкости с помощью пара представлено на рисунке 8.

Тогда для сравнения результатов расчетов подъема песчано-жидкостной смеси при использовании технологии парлифта требуется использовать различные значения пластового давления. В расчетах использованы давления пласта: 0,6 МПа, 1 МПа, 1,5 МПа, 2 МПа.

Для определения необходимого давления нагнетания пара в скважину при подъеме песчано-жидкостной смеси произведен анализ влияния давления нагнетания пара на объем поднятого флюида. Создана аналогичная модель скважины с давлением резервуара 0,6 МПа и плотностью песчано-жидкостной смеси 1000 кг/м^3 и произведены расчеты при расходах пара, представленных на рисунке 9.

По результатам анализа видно, что при закачке пара под давлением 1 МПа, 1,5 МПа, и 2 МПа дебит смеси практически не изменяется, различие присутствует только из-за того, что при разных давлениях нагнетания выбраны разные температуры насыщенного пара и при перемешивании с песчано-жидкостной смесью ее температура и вязкость изменялись, что повлияло на небольшие отклонения в результатах.

Следовательно возможно сделать вывод о незначительном влиянии давления нагнетания агента для парлифтной технологии при расчете в симуляторе PIPESIM. Поэтому в дальнейших расчетах выбраны давления нагнетания 2 МПа для моделей с пластовым давлением 0,6 МПа, 1 МПа, 1,5 МПа и давление нагнетания 2,5 МПа для модели с пластовым давлением 2 МПа.

Результаты расчетов подъема песчано-жидкостной смеси с помощью парлифтной технологии в модели скважины, созданной в симуляторе PIPESIM, для различных значений давления резервуара и плотности смеси, а также расхода

РИС. 9. Анализ влияния давления нагнетания пара на объем поднятого флюида

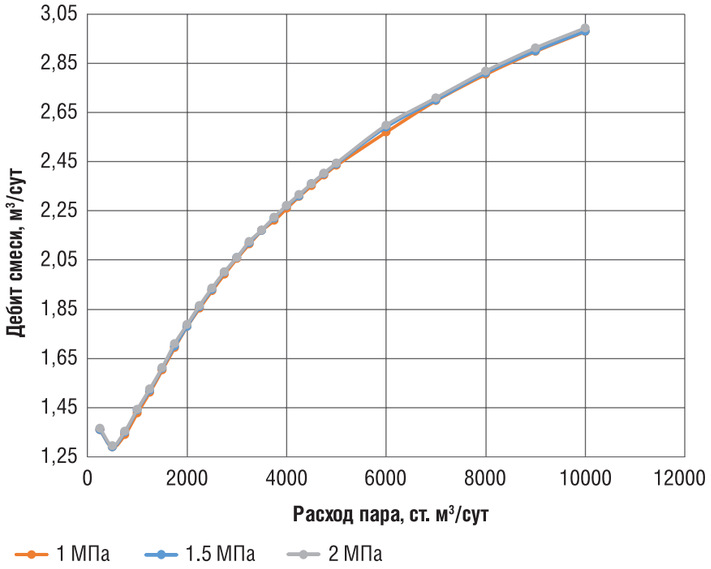


РИС. 10. Зависимость дебита песчано-жидкостной смеси от расхода пара при пластовом давлении 0,6 МПа

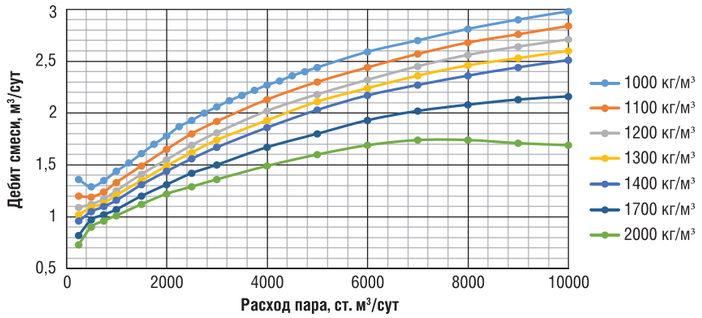


РИС. 11. Зависимость дебита песчано-жидкостной смеси от расхода пара при пластовом давлении 1 МПа

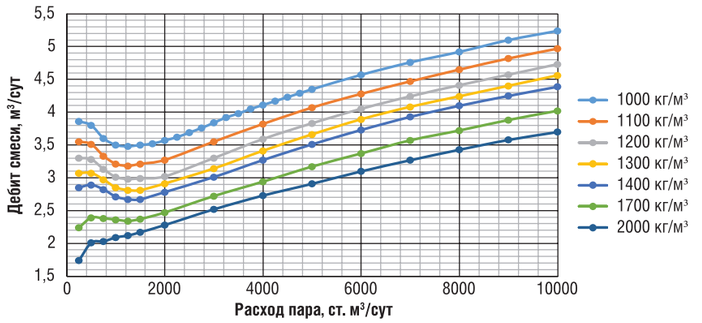


РИС. 12. Зависимость дебита песчано-жидкостной смеси от расхода пара при пластовом давлении 1,5 Мпа

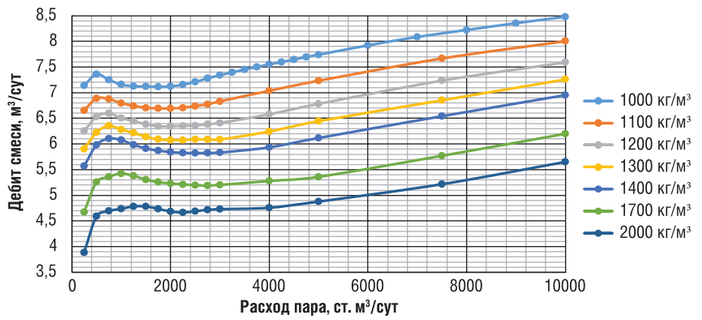
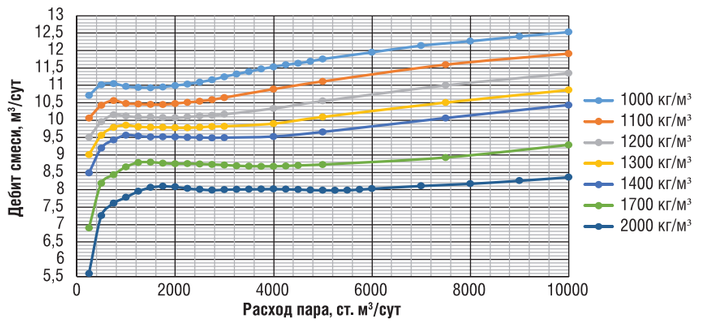


РИС. 13. Зависимость дебита песчано-жидкостной смеси от расхода пара при пластовом давлении 2 МПа



пара в диапазоне от 250 до 10 000 ст. м³/сут представлены на рисунках 10–13.

По результатам выполненной работы необходимо сделать следующие выводы:

1. Рассмотрены основные технологии нормализации забоев добывающих и нагнетательных скважин с целью увеличения коэффициента продуктивности или коэффициента приемистости;
2. Представлена основная технология очистки забоев паронагнетательных скважин при подземно-поверхностной системе разработки, выявлены основные преимущества и недостатки;
3. Для условий подземно-поверхностной системы разработана технология парлифта с целью повышения коэффициента приемистости;
4. С помощью разработанной технологии парлифта для описанной конструкции скважины расчетным путем установлена возможность выноса песчано-жидкостной смеси плотностью в диапазоне от 1000 до 2000 кг/м³. По результатам расчетов модели, получены значительные дебиты при всех значениях пластового давления и плотности смеси;
5. Рекомендуется провести опытно-промышленные испытания разработанной технологии нормализации забоев поверхностных паронагнетательных скважин. ●

Литература

1. *Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов: монография / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2007, – 244 с.*
2. *Электронный интернет-справочник по геологии, информация для геолога: освоение скважин/URL: http://www.geolib.net/tkrs/osvoenie-skvazhin.html*
3. *Конесев Г.В., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости. В книге: Технология бурения нефтяных и газовых скважин учебник для студентов ВУЗов: в 5 т.*
4. *Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: Учебное пособие для вузов. Под ред. П.Г. Романкова. – 11-е изд., стереотипное. Перепечатка с изд. 1987 г. – М.: ООО «РусМедиаКонсалт», 2004. – 576 с.*
5. *Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.*

KEYWORDS: *thermal mine field development, underground-surface system, well normalization, gaslift, steamlift, well bottom hole cleaning, numerical simulation, injectivity factor, sand-liquid mixture.*

РЕКЛАМА

НАФТАГАЗ

Предприятие оказывает широкий спектр услуг с возможностью выполнения работ как «под ключ», так и по суточной ставке:

- строительство эксплуатационных нефтяных и газовых скважин – наклонно-направленных и с горизонтальным окончанием;
- строительство разведочных и поисково-оценочных скважин;
- строительство нагнетательных и водозаборных скважин;
- испытания скважин;
- все виды вышкомонтажных услуг;
- услуги технологического транспорта;
- подготовительные работы к бурению.

Москва, ул. Брянская, 5

+7 495 589 12 00
+7 495 589 12 01 / факс

www.naftagaz.com
info@naftagaz.com

Neftegaz.RU
номер 10/2018 г.

УДК 7.092

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

МАСТЕРА СВОЕГО ДЕЛА

В Сибирской Сервисной Компании прошел смотр-конкурс профессионального мастерства «Лучший по профессии»

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ДЛЯ КРУПНОЙ КОМПАНИИ, ОСОБЕННО РАБОТАЮЩЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – ЭТО ВАЖНЕЙШАЯ БИЗНЕС-СОСТАВЛЯЮЩАЯ, ПОСКОЛЬКУ РЕЧЬ НЕ ПРОСТО О СОТРУДНИКАХ, А О ЛЮДЯХ, РАБОТАЮЩИХ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ, ЧАСТО В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ, А ГЛАВНОЕ – ЭТОТ ВИД ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТРЕБУЕТ С ИХ СТОРОНЫ ВЫСОЧАЙШЕГО ПРОФЕССИОНАЛИЗМА. РУКОВОДСТВО СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ ЭТО ХОРОШО ПОНИМАЕТ: КАЧЕСТВЕННЫЕ УСЛОВИЯ РАБОТЫ И МАСТЕРСТВО СОТРУДНИКОВ В ИТОГЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ УСПЕХ ВСЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ. В КОМПАНИИ ГОРДЯТСЯ КАЖДЫМ РАБОТНИКОМ, И ОНИ ОТВЕЧАЮТ ССК ТЕМ ЖЕ, ЕЖЕГОДНО УЧАСТВУЯ И СТРЕМЯСЬ К ПОБЕДЕ В КОНКУРСАХ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО МАСТЕРСТВА. ЛЕТОМ 2018 ГОДА В ХМАО НА НЕФТЕЮГАНСКОЙ ЗЕМЛЕ В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ ВЫБРАЛИ ЛУЧШИХ ИЗ ЛУЧШИХ

SOCIAL RESPONSIBILITY FOR A LARGE COMPANY, ESPECIALLY FOR THE ONE WORKING IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, IS THE MOST IMPORTANT BUSINESS COMPONENT, SINCE IT IS NOT JUST EMPLOYEES, BUT PEOPLE WORKING AT HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES, OFTEN IN EXTREME CONDITIONS, AND MOST IMPORTANTLY, THIS ACTIVITY REQUIRES THE HIGHEST PROFESSIONALISM FROM THE PARTIES. THE MANAGEMENT OF THE SIBERIAN SERVICE COMPANY IS WELL AWARE OF THIS: HIGH-QUALITY WORKING CONDITIONS AND SKILL OF EMPLOYEES EVENTUALLY ENSURE THE PRODUCTION SUCCESS OF THE WHOLE ENTERPRISE. THE COMPANY IS PROUD OF EVERY EMPLOYEE, AND THE EMPLOYEES RESPOND TO THE SSC IN THE SAME WAY, ANNUALLY PARTICIPATING AND STRIVING TO WIN AT THE PROFESSIONAL SKILL COMPETITIONS. IN THE SUMMER OF 2018 IN THE KHANTY-MANSI AUTONOMOUS DISTRICT, IN NEFTEYUGANSK, THE BEST OF THE BEST WERE CHOSEN AGAIN

Ключевые слова: *Сибирская Сервисная компания, социальная политика, конкурс профессионального мастерства, повышение квалификации.*

В Сибирской Сервисной компании – ведущей российской независимой нефтесервисной компании, успешно работающей на рынке с 2000 г., – считают, что социальная ответственность и забота об окружающей среде – важнейшие конкурентные преимущества. Именно поэтому особенное внимание в компании уделяют долгосрочным социальным программам, имеющим наибольшую ценность для сотрудников и направленным на привлечение и удержание в компании высококвалифицированного персонала.

Одна из таких программ – традиционный ежегодный смотр-конкурс профессионального мастерства «Лучший по профессии». Лучшие из лучших – представители филиалов ССК из Нефтеюганска, Нового Уренгоя, Томска, Красноярска, Оренбурга – каждый год доказывают свое мастерство на деле. На соревнованиях оцениваются как профессиональные навыки, так и теоретические знания конкурсантов.

Выбирают лучших мастеров своего дела в Сибирской Сервисной Компании с момента ее основания. Здесь гордятся каждым работником, уделяют внимание и поощряют талантливых и трудолюбивых, помогают им развиваться.

Первый заместитель генерального директора АО «ССК» Валерий Рогожкин отметил: «Жизнь в современных условиях обязывает нас быть лучшими. Конкуренция в нашей отрасли довольно высокая. Необходимо постоянно повышать уровень мастерства сотрудников и эффективность компании в целом. Для этой цели, в том числе, и проводятся такие конкурсы».

30 июля 2018 года очередной, уже 17-й по счету, смотр-конкурс состоялся в Нефтеюганске (Ханты-Мансийский автономный округ). Соревнования прошли среди вахт буровых бригад и капитального ремонта скважин ССК, звеньев по цементированию скважин.

ФАКТЫ

С 2000 г.

Сибирская Сервисная компания работает на российском рынке

В своем обращении к участникам генеральный директор ССК Владимир Шестериков отметил: «Все с достоинством проходят испытания, а от конкурса до конкурса продолжают добросовестно трудиться, подавая пример всем работникам ССК. Участники смотра – уже победители региональных этапов. Они – надежная опора Компании, лучшие представители филиалов, наша гордость. Каждая такая встреча настраивает всех сотрудников Компании повышать уровень квалификации, приумножать знания, стремиться к новым горизонтам. День конкурса – всегда особенный. Он дает нам в полной мере почувствовать, что мы большая и дружная семья».

Безопасность превыше всего

Вопросам промышленной безопасности и охраны труда в ССК уделяется особое внимание. Конкурс дает возможность еще раз проверить уровень соблюдения соответствующих правил и норм в самой компании, повысить его, а также напомнить сотрудникам важность этого направления, поскольку для

нефтегазовой отрасли промбезопасность – цель № 1 на всех уровнях производства.

Руководитель управления по охране труда, промышленной безопасности и экологии Сибирской Сервисной Компании Александр Киселев подчеркнул: «В ССК разработана единая система охраны труда и промышленной безопасности. Каждый сотрудник работает по этим четко установленным правилам. Весь персонал, прибывший на опасный производственный объект, после выполнения своих трудовых обязательств должен вернуться в семью здоровым и невредимым – это наша главная и приоритетная задача».

Бурить и строить

В смотре-конкурсе 2018 года вахты бригад эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ выполняли задания на Омбинском месторождении, куст № 67. В ходе жеребьевки был определен порядок участников, и конкурс стартовал. Одна вахта отправилась на теоретический экзамен, другая – на буровую. Три вахты, ожидающих своей очереди, делились впечатлениями и опытом.

Во время практических испытаний участники принимали-сдавали вахту, проводили спуско-подъемные операции бурильной компоновки, а также имитировали бурение. Для участников из некоторых филиалов это была работа на новом для них оборудовании – буровой установке ZJ-50 DBS-M.

Мастер буровой Томского филиала отметил: «Во время конкурса мы не только показываем наши способности, но и осваиваем передовые подходы и технологии. У нас в филиале таких буровых станков нет, однако теперь мы знаем, как и на них работать».

Буровой супервайзер Нефтеюганского филиала также поделился впечатлениями: «Профессионализм, слаженность действий – это важно. Однако самое дорогое – это человеческая жизнь. Работники буровой бригады должны понимать друг друга с полуслова, читать и ловить жесты друг друга. Все должно быть отработано, должно быть сделано быстро, четко, с соблюдением правил безопасности».

Цементирование – важный этап

Звенья по цементированию скважин и бригады капитального ремонта скважин состязались на территории филиала Управления цементирования скважин ССК. Первый этап здесь, как и в бурении, – проверка теоретических знаний. Вопросы теста включали вопросы по профессиональной деятельности работников, технике безопасности и оказанию первой помощи. Конкурсанты выполнили задания раньше установленного времени.

Практическое задание для мотористов цементировочного агрегата из года в год изменяется, ведь постоянно обновляется техника. На сегодняшний день конкурсанты работают

ФАКТЫ

17-Й

конкурс-смотр состоялся в Нефтеюганске 30 июля 2018 г.

на лучшем современном оборудовании, а само задание заключается в подбивке к устью скважины. На импровизированной кустовой площадке специалисты наворачивают на устье скважины цементировочную головку, затем с помощью кувалды подбивают агрегаты, буфер, закачивают цемент.

Мастерство, скорость и правильность выполнения задания оценивало компетентное жюри. Для мотористов цементировочного агрегата одинаково важно показать свои профессиональные навыки и соблюсти правила дорожного движения, правила безопасности.

Битва бригад КРС

Соревновательные баталии развернулись и среди бригад КРС. Согласно практическому заданию, команде в составе бурильщика, двух его помощников и машиниста нужно было принять вахту, провести разгерметизацию устья скважины, осуществить спуско-подъемные операции насосно-компрессорных труб, завершить задание герметизацией устья скважины и сдачей вахты. Эта работа выполняется ежедневно, однако действовать слаженно и при этом сохранять спокойствие, когда за каждым движением наблюдает жюри, довольно сложно. Тем не менее конкурсанты справились с заданием успешно.

Атмосфера праздника и карьерный рост

Смотр-конкурс – не только соревнование, но и праздник. Многие встречаются здесь не первый год. Помимо старожилов Компании, ежегодно в конкурсе профессионального мастерства принимают участие и новички. Такой подход в ССК приветствуется, так как ветераны производства имеют возможность передавать свой опыт и мастерство молодому поколению.

Начальник управления кадров ССК Рафаэль Усманов отметил: «ССК верна своим традициям, а традиции, как известно, формируют профессионалы. В компании почетно быть лучшим. Конкурс дает возможность показать себя, свои навыки, умения, заслужить уважение в коллективе. Конкурс «Лучший по профессии» помогает сохранять профессиональную преемственность поколений. У молодых сотрудников Сибирской Сервисной Компании есть возможность посмотреть, как работают их более опытные коллеги, мастера с большим стажем».

Заветные награды

Когда напряженная борьба осталась позади, настало время подведения итогов.

Команда, у которой в течение года будет храниться кубок победителя – бригада бурового мастера Иршата Давлетгареева из Нефтеюганского филиала, ставшая лучшей среди вахт бригад эксплуатационного и разведочного бурения на нефть и газ.

По цементированию скважин переходящий кубок достался Красноярскому региональному подразделению.

ФАКТЫ

В ССК

разработана единая система охраны труда и промышленной безопасности

Среди победителей – вахта филиала капитального ремонта скважин мастера филиала «Ремонт скважин» из Нефтеюганска.

Участник команды, сжимая в руках победный кубок, так описал свои ощущения: «Победили благодаря богатому опыту специалистов нашей бригады, мастеру, который настроил команду на триумф, научил нас многому. Немаловажную роль сыграла и наша сплоченность, целостность, мы действовали как единый механизм. За столько лет работы каждый шаг уже отточен до совершенства, но все равно был риск где-то промахнуться. Я рад, что команда отлично справилась с заданиями и показала свое мастерство. Будем стремиться и дальше держать заданную планку».

Награды, дипломы и памятные призы еще долго будут радовать участников конкурса профмастерства. Сотрудники Сибирской Сервисной Компании еще раз показали себя, подтвердили свой уровень профессионализма, получили полезный опыт и оценку своего труда, пообщались с теми, кто работает в других регионах. А для ССК конкурс 2018 года стал очередным уверенным шагом на пути к главной цели: максимально эффективному и безопасному производству.

Keywords: *Siberian Service company, social policy, competition of professional skill, professional development.*

БЕЗОПАСНОСТЬ НА МАКСИМУМЕ

Полностью защищенная продукция Getac

УДК 004.38

ОХРАНА ТРУДА И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА – ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ. ОНИ СТРОГО РЕГУЛИРУЮТСЯ МЕЖДУНАРОДНЫМИ СТАНДАРТАМИ И РАЗЛИЧНЫМИ СИСТЕМАМИ СЕРТИФИКАЦИИ, СОДЕРЖАЩИМИ СТРОГИЕ ТРЕБОВАНИЯ В Т.Ч. К ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ И ДРУГОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ, КОТОРАЯ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ, НАПРИМЕР, ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ СРЕДАХ. НЕФТЯНИКИ, КАК И ПРЕДСТАВИТЕЛИ ПОХОЖИХ ПРОФЕССИЙ, НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕ МОГУТ ПОЛЬЗОВАТЬСЯ ОБЫЧНЫМ КОМПЬЮТЕРОМ ИЛИ ПЛАНШЕТОМ, ХОТЯ НУЖДАЮТСЯ В НИХ НЕ МЕНЬШЕ ОФИСНЫХ СОТРУДНИКОВ. ДЛЯ ТАКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ РЕШЕНИЕ ЕСТЬ – ЗАЩИЩЕННАЯ КОМПЬЮТЕРНАЯ ТЕХНИКА. ЧЕМ ОНА ОТЛИЧАЕТСЯ ОТ ОБЫЧНОЙ И КАКОВЫ ЕЕ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА?

LABOR PROTECTION AND OCCUPATIONAL SAFETY DEFINE PRIORITY AREAS OF WORK AT INDUSTRIAL SITES. THEY ARE STRICTLY REGULATED BY INTERNATIONAL STANDARDS AND VARIOUS CERTIFICATION SCHEMES WITH STRINGENT REQUIREMENTS, INCL. TO ELECTRICAL EQUIPMENT AND OTHER TECHNOLOGY-BASED PRODUCTS, THAT CAN ALSO BE USED, FOR INSTANCE, IN EXPLOSIVE ENVIRONMENTS. THE OILMEN AND PROFESSIONAL GROUPS OF SIMILAR PROFESSIONS ARE NOT SUPPOSED TO BE ON THE REGULAR PC OR TABLETS IN PRODUCTION UNITS, ALTHOUGH THEY NEED THEM NOT LESS THAN OFFICE STAFF. THE COMPUTER EQUIPMENT IN A SECURED DESIGN IS THE BEST WAY TO ADDRESS THIS CHALLENGE WITHIN SUCH PROFESSIONS. WHAT ARE THE MAIN ADVANTAGES AND HOW DO THEY DIFFER FROM USUAL PC?

Ключевые слова: *защищенная компьютерная техника, охрана труда, промышленные объекты, электрооборудование, взрывоопасные среды.*

Анастасия Никитина

Компания Getac, основное подразделение MiTAC-Synnex Business Group, была основана в 1989 г. как совместное предприятие с компанией GE Aerospace с целью производства военной электронной техники с повышенной стойкостью к механическим, погодным и другим воздействиям.

Изначально подобная продукция пользовалась спросом только у военных, но сегодня профиль компании стал намного шире – Getac производит защищенные ноутбуки, планшеты, КПК для оборонного комплекса, нефтегазовой отрасли, правоохранительных органов, аварийно-спасательных служб, государственных структур, а также для промышленности и транспортного сектора.

Текущая ситуация на рынке диктует свои условия. Производственные, нефтегазовые, добывающие компании, и не только, пересматривают свой подход к выбору устройств для сложных условий работы, а также к расчету стоимости владения такими устройствами. Все больше доверия заслуживают серьезные, уже зарекомендовавшие себя игроки на рынке защищенных устройств, к которым относится и Getac, представленный на российском рынке защищенных решений более 18 лет.

В линейке продуктов компании представлено как полностью защищенное оборудование, так и защищенные устройства коммерческого класса

В линейке продуктов компании представлено как полностью защищенное оборудование, так и защищенные устройства коммерческого класса. Спрос со стороны коммерческих компаний на устройства такого рода постоянно растет, и в прогнозируемом будущем этот тренд не будет меняться, особенно учитывая тот факт, что предложение на рынке ограничено.

Научные исследования и опытно-конструкторские разработки Getac позволяют компании обеспечивать персональный подход к комплектации продуктов и интеграцию всех аспектов программно-аппаратных решений на самом высоком уровне. Весь процесс разработки продукции Getac направлен на обеспечение защищенности. 250 конструкторов компании работают над решением таких проблем, как комфортное чтение при прямом солнечном свете, грамотное управление питанием, ночное видение, защита от соляного тумана и др.

Преимуществ у защищенной продукции Getac множество. Это и изготовление корпуса изделий из высококачественного магниевого сплава, защищающего компьютера от падений, ударов, пролития жидкостей, проникновения пыли и влаги, вибрации и прочего. И новейшие процессоры Intel Core i5 и i7, которые работают быстрее, чем процессоры предыдущего поколения. И уникальное решение QuadraClear, объединяющее фирменные технологии обеспечения яркости экрана и уменьшения коэффициента отражения от него, что позволяет снизить отражаемость солнечного света и гарантировать эффективную контрастность, до 7 раз превосходящую аналогичные модели. Кроме того, продукция Getac способна, благодаря возможности работы с сетями к 3G/4G LTE и Wi-Fi, оставаться в сети круглосуточно в любой точке мира и передавать важную информацию с потрясающей скоростью. Это, конечно, не весь перечень достоинств продукции компании.

Среди самых популярных продуктов Getac на российском рынке:

Защищенный планшет Getac EX80

Защищенный планшет EX80 от компании Getac позволяет специалистам из нефтегазовой отрасли работать в ОС Windows на сенсорном экране в любой ситуации даже в самых суровых и пожароопасных условиях.

- оптимальное решение для условий, требующих повышенных мер безопасности;
- сконструирован таким образом, чтобы выдерживать падения, удары, вибрацию, попадание пыли и жидкостей и т.д.;
- устройство полностью взрыво- и искробезопасно;
- обеспечивает комфортную и эффективную работу в зоне 1 (зона, в которой существует вероятность присутствия взрывоопасной газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации) и в зоне 2 (в которой маловероятно присутствие взрывоопасной газовой смеси в нормальных условиях эксплуатации), а также в неопасных зонах;
- данная модель получила сертификаты ATEX/IECEx (зона 0) и UL913 (класс I/II раздел 1) и соответствует всем требованиям к безопасности оборудования данного класса;
- данное устройство идеально работает на морских нефтедобывающих платформах, на нефтяных месторождениях и в других суровых условиях, непригодных для менее защищенных устройств.

Ноутбук-трансформер V110

Обновленная версия ноутбука-трансформера V110, разработанного для предприятий сферы коммунальных услуг, которые все больше нуждаются в цифровых технологиях.

- разработан для предприятий сферы коммунальных услуг;
- может функционировать как планшет или как ноутбук в зависимости от поставленных задач;

ГГц, снабженный 16 ГБ ОЗУ и 8 МБ кэш-памяти Intel® Smart Cache третьего уровня, позволяет защищенному серверу X500 выполнять самые сложные задачи по обработке данных;

- широкоформатный экран Full HD 1080p QuadraClear с диагональю 15,6 дюймов и дискретным графическим контроллером NVIDIA® GeForce® GT330M 1 ГБ, обеспечивающим невероятно производительную работу;
- магниевый сплав и герметичная конструкция защищенного ноутбука X500 позволяет не бояться пыли и жидкостей.

- призван помочь коммунальным службам выполнять больший объем работ за меньшие сроки, а также улучшить качество клиентского сервиса;
- для подготовки отчетов и деловой переписки оснащен полноразмерной клавиатурой;
- имеет степень защиты IP65, соответствует военным стандартам MIL-STD 810G, MIL-STD 461G и рассчитан на использование при температуре в диапазоне от -21°C до +60°C.
- чтобы специалисты оставались на связи, находясь на объекте, V110 оснащен антенной для подключения к беспроводным сетям 4G LTE WWAN, технологией PowerShare USB 3.0 и портами ввода, что гарантирует максимальную скорость загрузки данных и уменьшает зависимость от бумажных носителей.

Защищенный сервер Getac X500 SERVER

Базирующийся на платформе максимально защищенного ноутбука X500, защищенный сервер X500 – это высокопроизводительный, мобильный, защищенный сервер, который легко помещается в портфеле, обеспечивает быстрое развертывание и может легко доставляться до места чрезвычайных ситуаций или катастроф.

Научные исследования и опытно-конструкторские разработки Getac позволяют компании обеспечивать персональный подход к комплектации продуктов и интеграцию всех аспектов программно-аппаратных решений на самом высоком уровне

- располагает аппаратным контроллером RAID, который позволяет улучшать производительность и защищать сохранность данных;
- работает с дисковым пространством вместимостью до 5 ТБ;
- на защищенном сервере установлена система Windows Server 2012, обеспечивающая эффективное и гибкое управление серверными приложениями;
- размеры 41 x 29 x 12 см позволяют легко переносить и развертывать его, а также обеспечивают максимальную оперативность;
- ультрасовременный 4-ядерный процессор Intel Core i7 2,8

Еще одна важная деталь, которая относится ко всей продукции компании Getac – комплексная гарантия на все изделия, включающая неумышленный ущерб в качестве стандартного гарантийного условия (что очень важно при работе на опасных производственных объектах). ●

Keywords: *protected computer equipment, occupational safety, industrial facilities, electrical equipment, explosive atmospheres.*

Getac

Getac Russia Office
127106, г. Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
E-mail: sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: **+7 (495) 755 9045 (доб. 2133)**

ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ
консорциум геологоразведочных предприятий
ЕДИНАЯ ЦЕЛЬ — ЕДИНЫМИ СИЛАМИ!
Проекты ГРР | Буровые и нефтесервисные услуги | Проекты разработки месторождений УВС
IGS ГРУППА КОМПАНИЙ · ГЕО «ТЮМЕНЬПРОМГЕОФИЗИКА» · НУБК · НЕДРА КОНСАЛТ · СИБИНФОРГЕО · СИБГЕОПРОЕКТ · Югсон-Сервис · ИнТех · СИБКОР SIBCORE
WWW.TUMGEO.RU
РЕКЛАМА

В НЕДРАХ

Результаты испытания осинского горизонта в поисково-оценочной скважине Непско-Ботуобинской антеклизы

ОСИНСКИЙ ГОРИЗОНТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИМ ОБЪЕКТОМ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ. ЗДЕСЬ УЖЕ ОТКРЫТО НЕСКОЛЬКО ДЕСЯТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НО ПОИСК УГЛЕВОДОРОДОВ ПО-ПРЕЖНЕМУ ОСТАЕТСЯ АКТУАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ. В СТАТЬЕ РАССКАЗЫВАЕТСЯ О ХОДЕ И РЕЗУЛЬТАТАХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА В ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЕ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

THE OSINSKY HORIZON IS THE MAIN OIL-CONTAINING OBJECT OF THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE. SEVERAL DOZENS OF DEPOSITS HAVE ALREADY BEEN DISCOVERED BUT THE SEARCH FOR HYDROCARBONS IS STILL A CRUCIAL TASK. THE ARTICLE DESCRIBES THE PROGRESS AND OUTCOME OF THE EXPLORATORY TESTS OF THE OSINSKY HORIZON IN THE PROSPECTING WELL OF THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE

УДК 553

Ключевые слова: *Непско-Ботуобинская антеклиза, поисково-оценочная скважина, пласт, приток нефти, увеличение дебита.*

Спирина Оксана Викторовна,
заместитель директора департамента геолого-промысловых работ ООО «СибГеоПроект», к.г-м.н.

Петров Алексей Николаевич,
Начальник отдела ГРР АО «ВЧНГ»

Испытание перспективных объектов является важным этапом строительства поисково-оценочных скважин, позволяющим определить характер насыщения пластов, их параметры и фильтрационные характеристики.

Рассмотрим результаты испытания осинского горизонта, вскрытого поисково-оценочной скважиной. Данный горизонт является основным нефтесодержащим объектом Непско-Ботуобинской антеклизы. Литологически представлен доломитами и доломитизированными известняками.

По результатам проведенных в обсаженном стволе поисково-оценочной скважины геофизических исследований эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет более 35 метров ($Н_{эфф}$ = 35,1 м), пористость $К_п$ (ГИС) = 10,1%, $К_п$ (ЯМК) = 13,4%, коэффициент нефтегазонасыщенности $К_{нг}$ = 84%, проницаемость $К_{пр}$ (ЯМК) = 140,4 мД (средневзвешенная).

РИС. 1. Результаты проведения ГИС

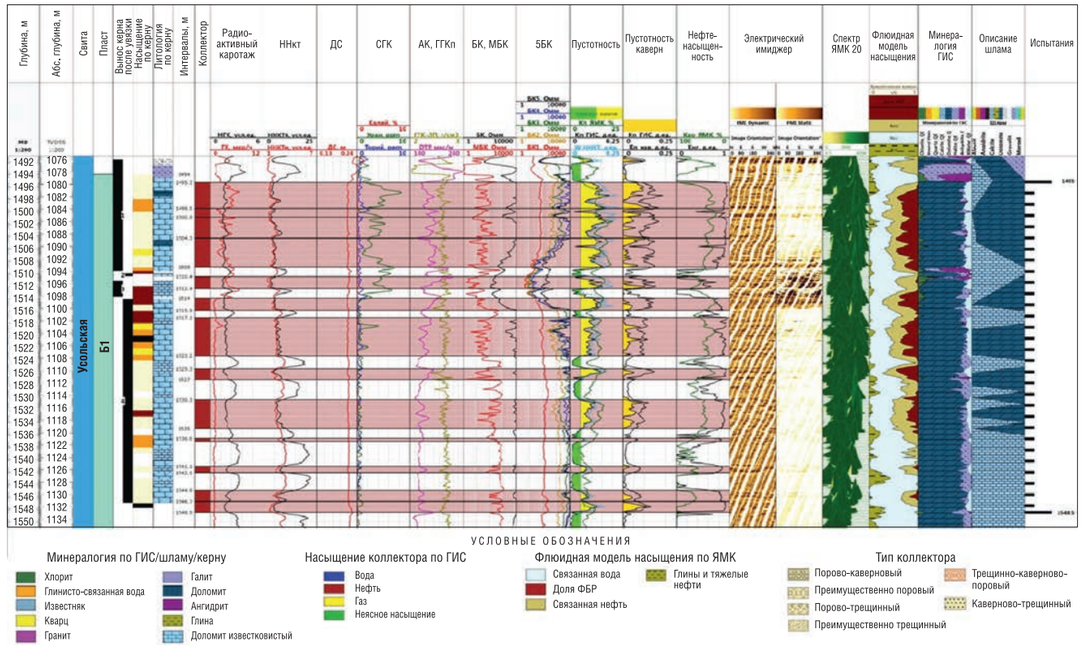
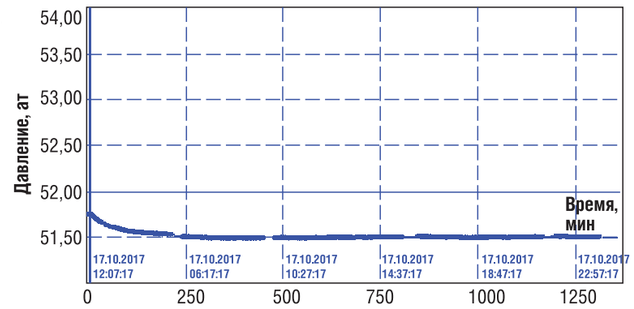


РИС. 2. Кривая притока



Вторичное вскрытие нижней части пласта производилось путем перфорации ОК-168,3 мм. Прострелочно-взрывные работы проведены перфоратором типа КПО-114, зарядами типа ЗПКО-ПП-30ГП, плотностью 18 отв./пог. м.

После ПВР вызов притока осуществлялся путем снижения уровня свабированием. После извлечения 16,85 м³ раствора $CaCl_2$ (ρ-1,1 г/см³), зарегистрирована КВУ (рисунок 2). По данным регистрации КВУ №1, приток пластового флюида отсутствует.

С целью интенсификации притока проведен комплекс работ по обработке ПЗП соляно-кислотным раствором (СКР) со следующей концентрацией: HCl 38% + 1,43% CH_3COOH + Нефтенол К 2,8%. Ожидание реакции СКР в течение 8 часов под давлением. После обратной промывки проведены мероприятия по свабированию. При свабировании извлечено 19,9 м³ раствора $CaCl_2$, без запаха и признаков УВ.

Вторичное вскрытие прикровельной части пласта Б1 производилось путем перфорации ОК-168,3 мм. Прострелочно-взрывные работы проведены перфоратором типа КПО-114, зарядами типа ЗПКО-ПП-30ГП-01, плотностью 18 отв./пог. м. Вызов притока осуществлялся сменой NaCl-соленасыщенного раствора ρ-1,47 г/см³ на раствор $CaCl_2$, плотностью 1,1 г/см³. После закачки 23 м³ раствора $CaCl_2$ скважина перешла в режим фонтанирования.

По результатам ПГИ выделяется интенсивно работающий интервал: 1526–1534 м (59%, 150 мД). Высокопроницаемые интервалы на глубинах 1495,3–1512,4 м, где проницаемость достигает 250 мД, в работу не включены (рисунок 3). Вероятно, данные интервалы закольматированы цементным раствором в процессе бурения при установке цементного моста в открытом стволе в интервале 1470–1510 м.

В целях приобщения к работе прикровельного интервала пласта, принято решение о проведении СКО ПЗП для направленного нагнетания соляно-кислотного раствора и временной изоляции ранее работающих толщин. Интенсификация притока производилась путем нагнетания в ПЗП СКР с концентрацией ингибированного кислотного агента 15%. После истечения времени ожидания реакции СКР, скважина запущена в режиме фонтанирования. В ходе проведения испытаний на режиме шт. 12 мм / шб. 14 мм при забойном давлении 197,04 кгс/см². Зафиксирован максимальный дебит: $Q_н$ – 565,340 м³/сут; $Q_г$ – 33,234 тыс. м³/сут. Водная фаза в притоке отсутствует.

Мероприятие по приобщению к работе прикровельного интервала пласта показало высокую эффективность (рисунок 4). После проведенных мероприятий в работу включен высоконапорный интервал 1506,3–1511,5 м.

Keywords: *Nepsko-botuoba anteclise, prospecting and appraisal wells, reservoir, oil flow, increase of flow rate.*

РИС. 3. Результаты исследований по определению притока

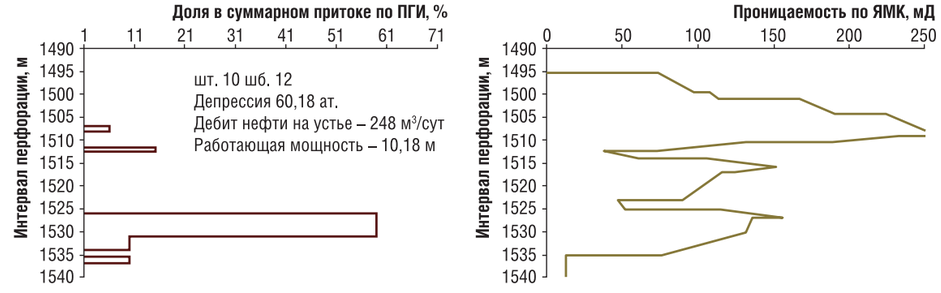
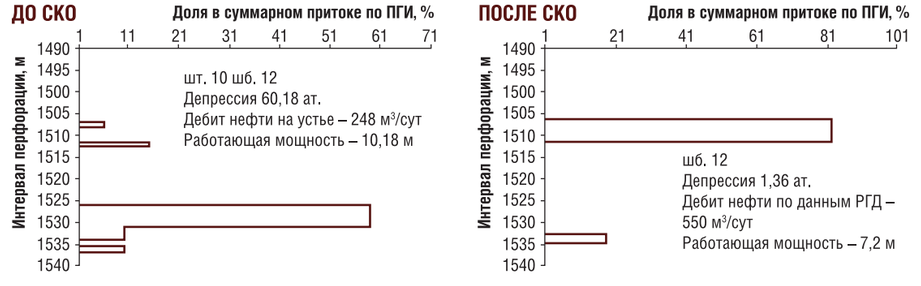


РИС. 4. Эффективность проведенных мероприятий



КОМПЛЕКС ОБРАБОТКИ АВИАЦИОННЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ДЛЯ КАРТОГРАФИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ АНОМАЛИЙ

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС НАЗЕМНОЙ ОБРАБОТКИ МНОГОЗОНАЛЬНЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЙ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ КАРТ УГЛЕВОДОРОДНЫХ АНОМАЛИЙ. ИЗЛОЖЕНЫ АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ МАТЕРИАЛОВ СЪЕМКИ И ИХ ПОСЛЕДУЮЩЕГО ТЕМАТИЧЕСКОГО ДЕШИФРИРОВАНИЯ

THE PAPER DISCUSSES A SOFTWARE COMPLEX FOR GROUND PROCESSING OF EARTH SURFACE MULTIZONE IMAGES USED TO OBTAIN FORECAST MAPS OF HYDROCARBON ANOMALIES. THE PAPER PROVIDES THE ALGORITHMS FOR SOLVING TASKS OF IMAGING MATERIALS PRIMARY PROCESSING AND THEIR SUBSEQUENT THEMATIC DECIPHERING

УДК 778.35.03

Ключевые слова: *съёмочный комплекс, радиометрическая и геометрическая коррекция, дешифрирование многозональных изображений.*

Ковалев Федор Алексеевич,
инженер
ОАО «Центр Наукоемких Технологий»

Биогеохимические процессы, обусловленные микро- и макропросачиванием углеводородов (УВ) приводят к изменению спектральной яркости почв, минералов и растительности в разных диапазонах электромагнитного спектра, что регистрируется как при космических, так и при аэросъемках, и делает возможным территориальный анализ [1–7].

Недостатками существующих способов поиска УВ являются отсутствие комплексного анализа данных в видимом и тепловых диапазонах спектра, использование низкочувствительных космических снимков для выявления малоконтрастных аномалий, отсутствие операции яркостного выравнивания отдельных кадров и их «сшивки» в единый снимок, привязанный по координатам и полностью покрывающий исследуемую территорию лицензионного участка (ЛУ). Кроме того, для поиска, как правило, не используется опорная информация по смежной территории, на которой уже ведется добыча или доказано наличие залежей УВ, а применяется комбинированный анализ информации космических съемок и какого-либо из наземных геофизических или геохимических способов.

Предлагаемый вниманию комплекс обеспечивает повышение достоверности определения контуров аномалий углеводородов на ЛУ за счёт комплексного учёта спектральных признаков, наблюдаемых на сканерных самолётных снимках земной поверхности. Рассмотрим основные составляющие этого комплекса.

На первом этапе анализируется предварительная информация о геолого-географическом расположении исследуемой территории и смежных областях и осуществляется планирование аэросъемочных работ.

Получение исходных данных

Следующий шаг методики – регистрация цифровых изображений и геодезической информации – производится специализированным самолетным сканером. Сканер имеет линейную по углу развёртку с углом обзора 70°. Съёмку обследуемой территории выполняют единовременно перекрывающимися маршрутами с высоты 6–7 км, с тем чтобы пространственное разрешение изображений находилось в пределах 7–10 м, при этом хотя бы один из маршрутов должен захватить опорную территорию, на которой доказано наличие залежей УВ.

Съёмочная система

Для съемки лицензионных участков используется многозональный сканер, формирующий изображение земной поверхности в шести спектральных диапазонах. Сканер устанавливается на самолет, который последовательно облетает анализируемый участок местности и формирует набор перекрывающихся маршрутов съемки. Для геодезической привязки получаемых изображений сканер сопряжен с приемником GPS и аппаратурой определения углового положения – «Компанав». Информация от этих приборов заносится в служебную часть строки видеоданных.

Первичная обработка информации

Первичная обработка – это коррекция и улучшение авиаизображений.

Первичная обработка информации осуществляется программой «Агрос».

Программа позволяет открывать и обрабатывать изображения формата arg, bmp, esd, jpg, tiff, а также сохранять изображения формата bmp, esd, tiff.

По сути, **обработка данных ДЗЗ (image processing)** – процесс выполнения операций над аэрокосмическими снимками, включающий их коррекцию, преобразование и улучшение, дешифрирование, визуализацию. Она включает в себя: геометрическую коррекцию, устранение импульсных помех, радиометрическое выравнивание, контрастирование, «сшивку» маршрутов и их координатную привязку.

Файлы представляют из себя последовательность видеострок, полученных в результате разложения принимаемого изображения в режиме естественной телевизионной развертки. Каждая строка содержит 128 байт телеметрической информации и 6 каналов по 1024 байта видеоинформации. В начале файла несколько строк имеют только телеметрическую информацию. Регистрация формируемых сканером изображений земной поверхности осуществляется с помощью бортовой ПЭВМ на жесткий диск [8].

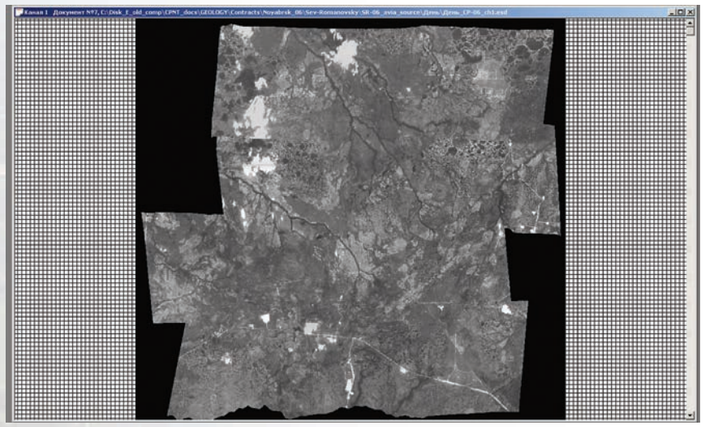
Последующая обработка материалов съемки выполняется с помощью специализированного программного комплекса и включает два основных этапа – геометрическую и радиометрическую коррекцию и тематическое дешифрирование.

Геометрическая и радиометрическая коррекция

Первым этапом наземной обработки является радиометрическая коррекция маршрутов съемки с помощью программного модуля Universe_Horizontal_Correction.dll.
В ходе этого этапа, во-первых, устраняются на изображении искажения, обусловленные изменением яркости вдоль строки. Поскольку съемка участка выполняется в течение определенного времени, то из-за изменения угла Солнца меняется и средняя яркость от маршрута к маршруту. Поэтому на следующем шаге выполняется приведение средней яркости всех изображений к одному эталону. Коэффициенты преобразования рассчитываются статистически, на основе анализа гистограммы изображения.

Геометрическая коррекция выполняется с целью компенсации нелинейности развертки сканера и привязки получаемых изображений к местности, с последующим преобразованием в картографическую систему координат. Эта операция и «сшивка» маршрутов в одно непрерывное изображение осуществляется в модуле Mosaic.dll. Особенность данного вида обработки состоит в том, что по навигационным данным не обеспечивается высокоточное геокодирование изображений.

РИС. 1. Мозаичный снимок лицензионного участка в отдельном спектральном диапазоне



Поэтому для компенсации остаточных искажений используется опорная информация. В качестве опоры могут выступать топографические карты в масштабе 1:100 000 или космические снимки, например из сервиса Google Map. Для этого измеряются точки на снимке и карте, строится сеть треугольников и осуществляется перетрансформация изображения по уравнениям:

$$x = a_{0i} + a_{1i}m + a_{2i}n,$$
$$y = C_{0i} + C_{1i}m + C_{2i}n,$$

где (x, y) – картографические координаты результирующего изображения, а (m,n) – планерные координаты снимка, i – номер треугольника.

В результате геометрической коррекции формируется мозаичное изображение, показанное на рис. 1.

Тематическое дешифрование

На данном этапе применяются специализированные алгоритмы с целью выявления аномалий влияния углеводородов.

Пиксельные координаты мозаичного снимка (x, y) связаны с геодезическими координатами местности (B, L) уравнениями картографического проектирования, что позволяет устанавливать взаимно-однозначное соответствие между координатами объектов на лицензионном участке, карте и снимке. Под действием биогеохимических процессов изменяются спектральные, а следовательно – отражательные и яркостные характеристики объектов земной поверхности (почв, растительности), находящихся в пределах опорной области, по отношению к таким же объектам, которые расположены на не содержащих залежи углеводородов территориях. Поэтому для выявления на спектрозональных мозаичных снимках малых контрастов, обусловленных действием углеводородных аномалий, изображения подвергаются яркостной обработке на основе параметров, получаемых из анализа представленной на снимке опорной области. Для этого по известным геодезическим координатам на изображениях выделяется центр отображённого опорного участка, на котором уже ведется добыча или потенциально имеются залежи углеводородного сырья. С помощью программных инструментальных средств в интерактивном режиме на снимках $D_\lambda(x, y)$ выполняется оконтуривание отображённого на них опорного участка. По оконтуренной области для каждого спектрозонального изображения формируются гистограммы распределения яркостей пикселей. По гистограммам выполняется отсечка шумовых отсчётов, а затем вычисляются диапазоны изменения яркостей пикселей, $D_{\lambda,\min} \div D_{\lambda,\max}$. Затем все спектрозональные изображения нормализуются по яркости,

$$D^*_\lambda(x, y) = \begin{cases} 0, D_\lambda(x, y) < D_{\lambda,\min}, \\ \dfrac{D_\lambda(x, y) - D_{\lambda,\min}}{D_{\lambda,\max} - D_{\lambda,\min}} \cdot 1024, \\ 1024, D_\lambda(x, y) > D_{\lambda,\max}. \end{cases}$$

$$D_{\lambda,\min} \le D_\lambda(x, y) \le D_{\lambda,\max},$$

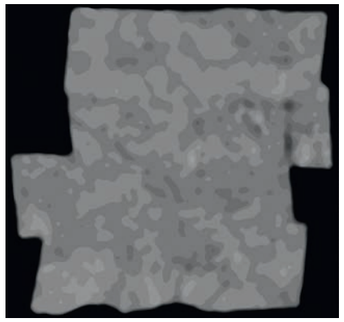
где $D^*_\lambda(x, y)$, $\lambda = \overline{1, N}$, N – число принимаемых к рассмотрению спектральных диапазонов) – нормализованные по яркости изображения видимых и тепловых диапазонов спектра.

Каждое нормализованное изображение $D^*_\lambda(x, y)$ $(\lambda = \overline{1, N})$ подвергается низкочастотной фильтрации с целью устранения шумов и выделения однородных по яркости областей:

$$\hat{D}_\lambda(x, y) = D^*_\lambda(x, y) \otimes H,$$

где $\otimes$ – оператор свёртки изображения с маской фильтра Гаусса H. Пример отфильтрованного изображения $\hat{D}_\lambda(x, y)$ приведён на рис. 2.

РИС. 2. Пример отфильтрованного изображения на этапе выделения однородных областей



Отфильтрованные изображения подвергаются пороговой бинаризации:

$$S_\lambda(x, y) = \begin{cases} 1, \hat{D}_{\lambda,\min}(x, y) \le \hat{D}_\lambda(x, y) \le \hat{D}_{\lambda,\max}(x, y), \\ \text{иначе}, 0, \end{cases}$$

где $S_\lambda(x, y)$ – бинарное изображение, $\hat{D}_{\lambda,\min}(x, y)$, $\hat{D}_{\lambda,\max}(x, y)$ – пороги бинаризации, рассчитанные по оконтуренным областям на основе отфильтрованных изображений $\hat{D}_\lambda(x, y)$. В результате бинаризации код яркости 1 будет присваиваться пикселям, имеющим такие же яркостные характеристики, как и пиксели опорной оконтуренной области.

На практике возможны случаи, когда отражательные характеристики объектов земной поверхности, подверженные биогеохимическим изменениям, могут совпадать с отражательными характеристиками объектов совсем другого типа. Это приведёт к появлению на бинаризированных изображениях $S_\lambda(x, y)$ ложных областей предполагаемых углеводородных аномалий. Подобные ситуации случайны и проявляются по-разному в разных спектральных диапазонах. Например, ложная температурная аномалия, выявленная на снимке в спектральном диапазоне 8,0–14 мкм, не проявится на снимке, полученном в видимом спектральном диапазоне 0,43–0,49 мкм. Поэтому для повышения надёжности выполняется комплексный учёт выявленных УВ аномалий во всех спектральных диапазонах. Для этого бинаризированные изображения шести спектральных зон алгебраически суммируются,

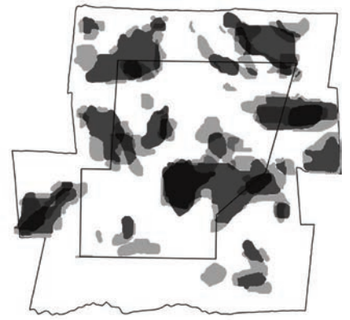
$$S(x, y) = \sum_{\lambda=1}^{N} S_\lambda(x, y),$$

где $S(x, y)$ – полутоновое изображение лицензионного участка. На этом снимке участки с максимальным значением сигнала S с наибольшей вероятностью соответствуют углеводородным аномалиям с определяемыми компьютерной программой геодезическими координатами (B, L). Эти участки по геодезическим координатам наносятся на топографическую карту для последующего сопоставления с другими имеющимися данными.

Процесс поиска на снимке $S(x, y)$ наиболее достоверных с точки зрения наличия УВ участков доступен для контроля. Для этого изображение $S(x, y)$ инвертируется по яркости и отображается на экране монитора. Пример инвертированного изображения приведён на рис. 3.

Здесь наиболее тёмные участки снимка характеризуют области предполагаемых углеводородных аномалий (максимальное значение S), области белого цвета – не перспективные для дальнейшего поиска, отдельно выделенные серые области описывают ложно выделенные участки УВ аномалий. Области аномалий, привязанные к геодезическим координатам и представленные в специализированной геоинформационной системе, служат информацией для анализа существующей геофизической информации, планирования дальнейших геологоразведочных и буровых работ.

РИС. 3. Пример изображения после пространственного суммирования аномалий и яркостной инверсии



Подводя итоги отметим, что с использованием разработанного комплекса была проведена тематическая обработка данных для участков, аэросъемка которых осуществлялась в 2005–2013 гг. Большинство работ проводилось на лицензионных участках, расположенных в Западной Сибири (ХМАО, Тюменская область, Омская область). Сравнение результатов обработки данных, полученных с временным интервалом аэросъемочных работ 8 лет, показало высокую степень совпадения. Это свидетельствует как об устойчивости аномалий, приуроченных к залежам УВ во времени, так и об устойчивости алгоритма выявления этих аномалий к таким случайным факторам, как погодные условия текущего года, состояние биомассы, влажность и иные параметры почвенного покрова, солнечная освещенность и состояние атмосферы в процессе аэросъемки. К настоящему времени комплекс успешно применен для обработки данных аэросъемки с более чем 30 лицензионных участков. ●

Литература

1. *Горный В.И., Шилин Б.В., Ясинский Г.И. Тепловая аэрокосмическая съемка. М.: Недра, 1993. 220 с.*
2. *Дистанционное зондирование: количественный подход – Ш.М. Дейвис, Д.А. Ландгребе и др.; Под ред. Ф. Свейна и Ш. Дейвиса. Пер. с англ. М.: Недра, 1983. 415 с.*
3. *Горный В.И., Шилин Б.В., Ясинский Г.И. Тепловая аэрокосмическая съемка. М.: Недра, 1993. 220 с.*
4. *Тарасов В.В., Якушенко Ю.Г. Многоспектральные оптико-электронные системы. http://www.st.oss.ru/publications/4_2002/tarasov.htm.*
5. *Шилин Б.В. Тепловая аэросъемка при изучении природных ресурсов. Л.: Гидрометеоиздат, 1980. 248 с.*
6. *Ллойд Дж. Системы тепловидения. М.: Мир, 1978.*
7. *Тепловизионная сканирующая система высокого разрешения «ИКАР-002». http://aerogeophisica.com.*
8. *Ковалев А.О. Использование многозональной аэрокосмической видеоинформации при поиске нефтеконденсатных месторождений / Тез. докл. 2-й открытой всероссийской конф. «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса». Москва, ИКИ, 2004. С. 167.*

KEYWORDS: *imaging complex, radiometric and geometric correction, interpretation of multispectral images.*

ОАО «Центр наукоёмких технологий», 101000, Москва, ул.Малая Лубянка, 8.

Тел. +7-495-623-90-02

e-mail: cpnt@yandex.ru

сайт www.cpnt.ru

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

Защищенные устройства для непростых ситуаций

BUMPER — TO — BUMPER

Полный сервисный цикл
Лучшая поддержка
Залог долговечности

Растите вместе с нами

Получайте выгоду от нового портала для партнёров GETAC

Getac Russia Office
127206, Moscow, Altufievskoe shosse, 1, off.218 (BC "Beta-Center")
Phone: +7 495 755 90 96
Sales: alex.kuznetsov@getac.com
http://ru.getac.com/index.html

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА

Посетите нас на выставке «Сургут. Нефть и Газ - 2018» (блок 11, стенд №5) с 26-28 сентября

РЕКЛАМА

Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

Оснащён 11,6" широкоформатным дисплеем. Сертифицирован в соответствии с ATEX и EAC TP TC 012/2011 для использования в Зоне 2/22.

Планшет EX80

ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

Сертифицирован в соответствии с ATEX и TP TC 012/2011 для использования в Зоне 1.

Windows 10 Pro

Getac рекомендует Windows 10 Pro.

На Защищенный планшет Getac установлена популярная и многофункциональная операционная система, совместимая с большинством домашних и офисных компьютеров — Windows 10 Pro.

Getac Russia Office
127206, Moscow, Altufievskoe shosse, 1, off.218 (BC "Beta-Center")
Phone: +7 495 755 90 96
Sales: alex.kuznetsov@getac.com
http://ru.getac.com/index.html

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку

RuggedSolution.getac.com/RussiaOil

СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ ПАРАМЕТРОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ ПРИВЕДЕНЫ РАСЧЕТЫ УКРУПНЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ ИЗ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧАТ ЗАМЕЩЕНИЕ В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ ВЫПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ В ОБЪЕМЕ ДО 40 МЛН Т В ГОД. ПОКАЗАНО, ЧТО ДАННЫЙ УРОВЕНЬ МОЖЕТ БЫТЬ ОБЕСПЕЧЕН ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ И ДОСТИГНУТЫХ В МИРЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО РИСКИ НЕДОСТИЖЕНИЯ УКАЗАННЫХ ПАРАМЕТРОВ НИЖЕ, ЧЕМ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ СУЩЕСТВЕННОГО ПРЕВЫШЕНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПАРАМЕТРОВ ДОБЫЧИ. ПРЕДЛОЖЕНЫ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ С УТОЧНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, ВКЛЮЧАЯ УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ, ИНФРАСТРУКТУРНЫХ, ЛОГИСТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ РИСКА, ТИПИЧНЫХ ДЛЯ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ TIGHT НЕФТИ. ОТМЕЧАЕТСЯ, ЧТО НОВЫЙ С ИНВЕСТИЦИОННОЙ ТОЧКИ ЗРЕНИЯ, «СЕТЕВОЙ» ХАРАКТЕР ОСВОЕНИЯ ПОДОБНЫХ ПРОЕКТОВ ТРЕБУЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ТАКИХ ФАКТОРОВ, КАК ОПТИМАЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, ВЫРАБОТКА МЕХАНИЗМОВ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПОДОБНЫХ ПРОЕКТОВ И УЧЕТ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

THE PUBLICATION PROVIDES ESTIMATES OF KEY PARAMETERS FOR PRODUCTION OF TIGHT OIL FROM BAZHENOV SHALE, OF 40 MILLION TONS OF CRUDE OIL A YEAR REQUIRED TO PARTLY COMPENSATE THE DEPLETION OF EXISTING OIL RESERVES IN THE MID-TERM. THE TARGETED OIL PRODUCTION CAN BE ACHIEVED USING EXISTING TECHNOLOGIES AND PREVAILING LEVELS OF PRODUCTIVITY. THE ANALYSIS INDICATES THAT RISKS OF NOT REACHING THE PLANNED PRODUCTION ARE LOWER THAN POTENTIAL UPSIDE. THE MODEL USED IN THIS ANALYSIS CAN BE FURTHER IMPROVED TO ACCOUNT FOR ADDITIONAL TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC FACTORS, INCLUDING ECOLOGY, INFRASTRUCTURE, AND LOGISTICS RISKS TYPICAL FOR TIGHT OIL PROJECTS. IT IS NOTED THAT "NETWORK" CHARACTERISTICS OF TIGHT OIL PROJECTS DEVELOPMENT REQUIRE ADDITIONAL STUDIES OF OPTIMAL REGULATORY POLICIES AND ECONOMIC INCENTIVES FOR TIGHT OIL PROJECTS, AND THEIR SOCIO-ECONOMIC IMPACT

Ключевые слова: *Баженовские отложения, профиль скважины, добыча нефти, низкопроницаемые резервуары, неопределенности, запасы, ресурсы, прогноз, инвестиции.*

Сергей Юрьевич Шутько,
директор
ООО «СибГеоПроект-Центр»

Дмитрий Александрович Дубровский,
директор НАЭН

Александр Николаевич Лопатников,
управляющий партнер
American Appraisal LLC

УДК 553.98

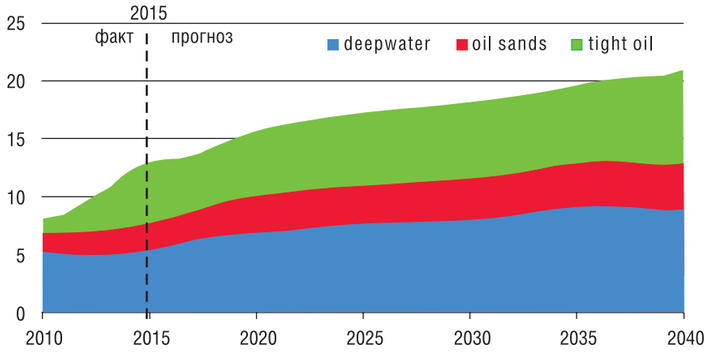
Объемы добычи нефти, необходимые для устойчивого развития России, определены в Энергетической стратегии до 2035 года в размере 500–540 млн т в год. Оценки отраслевых специалистов указывают на то, что к концу периода прогноза потребность в компенсации падения годовых уровней добычи за счет ввода опоискования, разведки и разбуривания новых (ранее не стоявших на госбалансе) запасов нефти может составить 120–150 млн т.

С учетом складывающейся в мире динамики и структуры прироста запасов, источниками ресурсов в объеме, необходимом для восполнения выбывающей добычи, будут традиционные геологические объекты с ресурсами УВ, объекты на шельфе и непрерывные низкопроницаемые нефтегазовые резервуары, или **Tight oil**. Термин **Tight oil** (и tight gas) относится в мировой отраслевой литературе к добыче нефти и газа из низкопроницаемых и плотных коллекторов, в том числе и добычи из нефтегазоматеринских сланцев.

Резкий рост добычи сланцевой нефти в мире за последнее десятилетие позволил достичь общих объемов более 250 млн т в год, главным образом в США. На долю других стран сегодня приходится не более 5 млн т годовой добычи.

Увеличение предложения нефти, добываемой в США из низкопроницаемых резервуаров, стало одной из главных причин обвала нефтяных цен, начавшегося в конце 2014 года и продолжавшегося вплоть до февраля 2016 года. Избыток нефти разбалансировал рынок, а цены

РИС. 1. Добыча нефти в мире из месторождений нефтяных песков, низкопроницаемых резервуаров (tight oil) и глубоководных морских месторождений, млн баррелей в день



Источник: *U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2017*

(WTI), упавшие ниже $40 за баррель, не покрывали маржинальных затрат производителей сланцевой нефти. Результатом стал уход институциональных инвесторов, банкротство части компаний, реализовывавших проекты по добыче нефти из низкопроницаемых резервуаров, прежде всего бассейна Bakken, распродажа их имущества и оборудования. Интерес остававшихся в секторе инвесторов переключился на бассейны Permian и Eagle Ford, ставших главными производителями нефти из низкопроницаемых резервуаров в США.

Когда ценовое равновесия на рынке было восстановлено, стало понятно, что добыча сланцевой нефти стала балансирующим фактором, снижающим влияние на глобальный рынок нефти стран OPEC. Добыча на Bakken вернулась к пиковым значениям 2014 года, а инвестиционные аналитики сегодня крайне оптимистичны относительно будущего главных игроков в этом бассейне, таких как Oasis Petroleum, Continental Resources, Marathon Petroleum, Hess и ConocoPhillips.

Согласно данным Wood Mackenzie, пять лет назад минимально рентабельная цена для добычи на участке плея Bakken площадью примерно 500 тыс. км2 находилась в диапазоне $70–80 за баррель. Сегодня она составляет $50–60. Это по-прежнему значительно выше, чем средний порог рентабельности нефти бассейна Permian в $37–45, но достаточно, чтобы обеспечить приемлемую для инвестора прибыльность. Bakken остается самым чувствительным к цене на нефть из американских плеев с низкопроницаемыми резервуарами. Однако эта чувствительность компенсируется высокой степенью предсказуемости показателей добычи скважин, пробуренных на Bakken. Цены на нефть марки WTI в $60–80 с учетом существенного снижения затрат, достигнутого за последние годы, делают инвестиции в новые сланцевые проекты крайне привлекательными, особенно в тех бассейнах, где уже создана инфраструктура для их развития.

Важность инфраструктурного фактора для экономики освоения сланцевых проектов подчеркивает тот факт, что в отсутствие системы трубопроводов в бассейне Permian денежные потоки компаний, работающих там сегодня, по-прежнему отрицательны, несмотря на более низкие затраты на добычу. Недавно компания Exxon Mobil объявила о планах в три раза увеличить к 2025 году добычу нефти и сырья для своих нефтехимических предприятий на месторождениях Permian бассейна. Объемы добычи должны составить 600 000 boe в день. Для сравнения весь объем добычи углеводородов Exxon Mobil в 2016 году составил 4,1 млн boe в день. Инвестиции в строительство транспортно-логистической инфраструктуры для нефти бассейна Permian, планируемые компанией, составят $2 млрд[1].

Техническая и технологическая возможность быстрого и существенного наращивания добычи нефти из низкопроницамых резервуаров сегодня доказана. Ниже иллюстративно показаны профили роста добычи баррелей нефти в день и динамика падения по отношению к году получения первой нефти для месторождений бассейна Permian[2].

Нерешенным остается вопрос долгосрочной экономической перспективы подобных объектов, в частности насколько быстро будет падать общий дебет скважин и насколько повышение стадийности ГРП на скважинах будет приводить к снижению общего показателя извлечения за весь период добычи.

[1] *https://www.cnbc.com/2018/01/30/exxon-mobil-will-triple-production-in-the-permian-basin-by-2025.html*
[2] *https://shaleprofile.com/index.php/2018/01/*

РИС. 2. Профили роста добычи баррелей нефти в день и динамика падения по отношению к году получения первой нефти для месторождений Permian бассейна

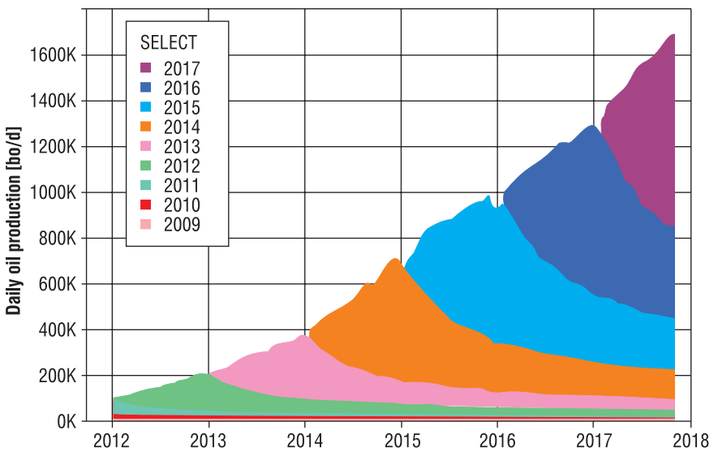
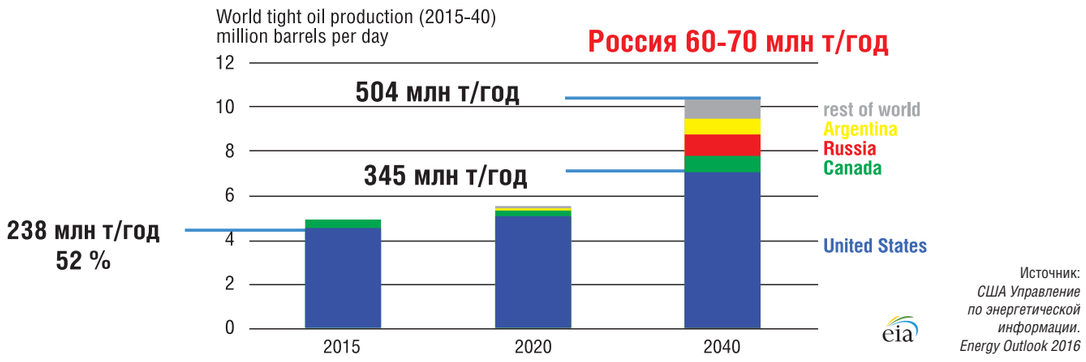


РИС. 3. Мировой прогноз добычи Tight oil до 2040 года



Источник:
США Управление по энергетической информации. Energy Outlook 2016

Ответ на эти вопросы может помочь понять – когда окупятся более $500 млрд инвестиций, уже вложенных в проекты по добыче нефти из низкопроницаемых резервуаров.

Возможности добычи из низкопроницаемых резервуаров в России

По прогнозам в 2040 году общий объем добычи нефти из низкопроницаемых резервуаров (tight oil) составит более 500 млн т, доля США снизится до 68 % и составит 345 млн т. Другие страны, как ожидается, будут добывать около 160 млн т сланцевой нефти, причем 70 млн т, по оценкам американских геологов, придется на Россию (рис. 3).

Оценки возможного прироста ежегодной добычи в России показывают, что к концу прогноза Энергетической Стратегии России опоискование традиционных объектов может компенсировать примерно 40–60 млн т из общего объема выпадающей добычи в 120–150 млн т, освоение шельфа может дать дополнительно 35–60 млн т нефти в год, успешная реализация проектов по добыче нефти из нефтематеринских Баженовских отложений и их аналогов в России может к 2035–2040 году обеспечить объем годовой добычи в 50–80 млн т.

Для обеспечения добычи из новых традиционных объектов потребуется нарастить объемы годового поискового бурения в 5–6 раз до 300–500 скважин по сравнению с сегодняшним объемом в 100–120 скважин. Это позволит открывать по 150–300 млн т новых начально извлекаемых запасов нефти (НИЗ) и через 15–20 лет компенсировать падающую добычу. При этом за 2016 год прирост вновь поставленных на госбаланс запасов нефти из общего в 640 млн т составил всего 40 млн т, при среднем размере открытия 1,3 млн т запасов нефти.

Освоение безусловно очень перспективных шельфовых и морских объектов в условиях Арктики потребует не только существенных капитальных затрат, освоения новых, удаленных территорий, но и разработки новых технологий.

Привлекательность освоения Баженовских резервуаров и их аналогов обусловлена значительными по мировым меркам размерами ресурсов, наличием технологий, успешно используемых сегодня в мире, и тот крайне важный фактор, что будущая добыча локализуется на территориях Широтного Приобья с развитой нефтегазовой инфраструктурой, наличием производственных и профессиональных трудовых ресурсов.

Инвестиционные риски организации масштабной добычи нефти из Баженовских отложений и их аналогов в России обсуждаются меньше. Точность оценки показателей добычи на данном этапе исследований ограничивает еще и тот факт, что экономическая модель добычи сланцевой нефти существенно отличается от добычи из традиционных резервуаров. Для построения даже укрупненных моделей необходима статистика, которая пока не накоплена.

Предварительные оценки прогноза добычи нефти из Баженовских отложений Западной Сибири, выполненные с использованием данных о наиболее близких по общегеологическим, резервуарным и технологическим характеристиками формации Баккен, позволяют выявить факторы, ключевые для обеспечения на горизонте в 15–20 лет добычи в России нефти из низкопроницаемых резервуаров в размере 40 млн т в год.

Условия успешного освоения низкопроницаемых коллекторов и устойчивой добычи нефти

Энергетическое агентство США EIA (Energy Information Administration) использует термин **Tight** для обозначения всех ресурсов, запасов и производств из геологических образований с низкой проницаемостью **(<0,1 мД)** и плотных коллекторов различных геологических формаций – низкопроницаемых песчаников, карбонатов и сланцевых пластов.

Для месторождений подобного типа характерны:

- Высокий резервуарный риск, связанный с неопределенностью геологического строения и будущих прогнозов.
- Уникальность каждой зоны или формации, что требует капиталоемкой разведки «сладких пятен», проведения технологических экспериментов, наработки методики стимуляции при заканчивании скважин, больших капитальных затрат.
- Высокие темпы падения продуктивности эксплуатационных скважин.

ТАБЛИЦА 1. Вероятностная оценка ресурсов нефти и подсчетных параметров по методике ГКЗ. Технология Risk/Reserves

	млрд bbl	млрд т	тыс. км²	м	0-1	0-1	g/sm³	0-1	0-1
	Q		F	h	m	β	ρ	θ	RF
P90	22,2	2,32	73,2	13,15	0,05	0,83	0,81	0,81	0,05
P50	42,7	4,62	118,5	19,42	0,06	0,85	0,82	0,82	0,06
P10	76,6	8,80	179,2	28,18	0,07	0,87	0,84	0,83	0,07

- Необходимость планирования значительных объемов бурения, чтобы компенсировать временное снижение добычи и вероятностную неопределенность продуктивности новых скважин.
- Отсутствие корреляции между величиной рискового капитала начальной стадии (ГРР, ОПЭ и др.) и объема, качества и стоимости полученных запасов УВ.
- Сложно-построенная последовательно-параллельная стадийность изучения и освоения ресурсной базы.

На темпы геологического изучения и планирования масштабного освоения низкопроницаемых резервуаров в Российской Федерации существенное влияние оказывает высокая, по мировым меркам, обеспеченность сырьевой базой традиционных источников углеводородов с кратностью годовой добычи к запасам нефти категории Proved, равной 24 годам. Кроме того, доминирующей моделью развития отрасли остается развитие преимущественно за счет крупных вертикально интегрированных нефтедобывающих компаний с давно сформированными крупными портфелями месторождений и долгосрочными программами их освоения.

Освоение низкопроницаемых резервуаров предполагает иную, «сетевую» модель, когда большое количество игроков, осуществляющих добычу нефти, поддерживает такое же большое количество специализированных компаний, обслуживающих добычу, которые одновременно осваивают единый крупный нефтегазоносный бассейн. При этом роль государства для развития этой новой модели остается крайней важной, особенно на разведочном и опытно-промышленном этапе, стимулируя компании преференциями, льготами и гарантиями. Например, в начале разведочных и опытных работ на сланцевые резервуары затраты на скважины, пробуренные в местах, утвержденных геологической службой США, в случае неуспеха по ожидаемым дебитам полностью компенсировались.

Другой важный фактор – массивные непрерывные объекты дают возможность опробовать в реальном времени новые технологии добычи, постоянно оптимизируя и совершенствуя их. В результате затраты на бурение снижаются, а скорость бурения и, возможно, самое главное – скорость принятия решения о развитии конкретного участка многократно увеличиваются.

Крупные российские нефтяные компании и отраслевая наука накопили достаточный объем знаний о геологическом строении Баженовских низкопроницаемых коллекторов, провели объемные оценки их геологических ресурсов, которые считаются самыми крупными в мире по нефти. При этом оценка **промышленной значимости** резервуаров как природных объектов (извлекаемые ресурсы и запасы) и их **локализация** («сладкие пятна») находится на стадии общих технологических и разведочных представлений. Экономическая модель освоения в ближне- и среднесрочной перспективе отсутствует.

Сценарный анализ организации добычи нефти Бажена с целевым показателем в 40 млн т в год

Расчеты проводились для трех вероятностных областей распределений исходных данных P10 (улучшенные геолого-промысловые характеристики), P50 (наиболее вероятные) и P90 (низкие).

Прогнозной расчет использует профили падения добычи нефти (тыс. т) по годам по горизонтальной скважине с конкретными техническими и технологическими параметрами, с использованием статистической базы данных Bakken как аналога Баженовских отложений по геолого-промысловым характеристиками.

Вероятностная оценка ресурсов нефти и подсчетных параметров по методике ГКЗ в целом по Баженовской свите и приходящихся на расчетную скважину выполнена с использованием технологии DTA.

Для анализа дебитов при ГРП, формирования темпов разбуривания по годам на период 20 лет, для учета временных, технологических, сервисных и рыночных возможностей и ограничений использовался инструментарий Petroleum office. В результате расчетов определено, что наиболее устойчивым и сбалансированным вариантом реализации проекта освоения залежей Бажена для сценариев P50 и P90 является вариант достижения годовой добычи в **40 млн т** в конце 19 и 20 года, соответственно.

Общие ресурсы по оценкам академических и отраслевых институтов составляют 10–15 млрд т (ВНИГНИ – 14,7 млрд т, ИНГГ СО РАН – 10,3 млрд т). Общая площадь территории, на которой они находятся, составляет 500–600 тыс. км², при этом наиболее перспективные участки с высокими удельными плотностями ресурсов 30–50 тыс. т/км² имеют площадь 100–150 тыс. км² и общий объем нефти в 5–6 млрд. т.

Вероятностное моделирование потенциально извлекаемых углеводородов проведено объемным методом, на основе подсчетных параметров,

ТАБЛИЦА 2. Технические параметры эксплуатационных скважин Bakken

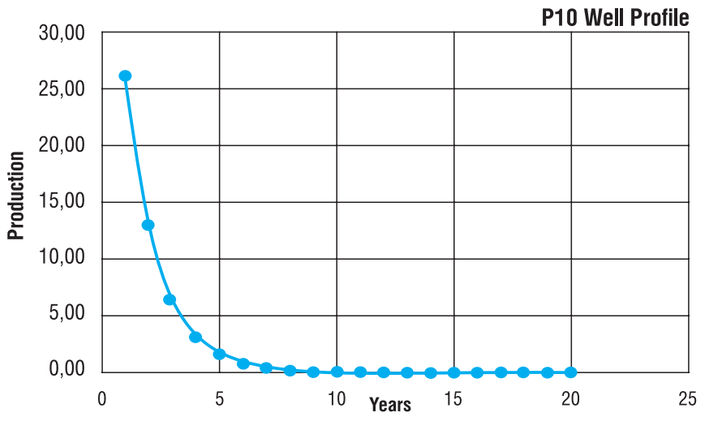
Well Parameters	Unit	Elm Coulee	Parshall	New Fairwey	Periphery
TVD	th м	3,1	3,1	3,3	3,1
Horizontal	th м	2,6	2,7	2,9	2,9
Frack stages	#	25	30	30	31
Drilling days	Days	27	24	26	25
Natural proppant	t	844	1873	1710	807
Artificial proppant	t	844	209	191	807

Источник: *Trends in U.S. Oil and Natural Gas. Upstream Costs. EIA, March 2016*

ТАБЛИЦА 3. Вероятностная оценка запасов нефти баженовских отложений на горизонтальную скважину и подсчетных параметров по методике ГКЗ РФ

	тыс. bbl	тыс. т	m^2	м	0-1	0-1	g/sm^3	0-1	0-1
	Q		F	h	m	β	ρ	θ	RF
P90	157	20,20	1105,3	10,19	0,04	0,81	0,80	0,81	0,04
P50	263	34,76	1238,9	13,09	0,06	0,83	0,82	0,82	0,06
P10	382	52,3	1362,3	16,85	0,08	0,86	0,84	0,83	0,08

РИС. 4. Профиль добычи по скважине. Вариант P10



рекомендованных для использования ГКЗ РФ (таблица 1).

Полученная оценка запасов P50 в недрах Западной Сибири соответствует значению в **4,6 млрд т нефти** на площади **120 тыс. км²**.

Глубины, геологическое строение и резервуарные промысловые характеристики баженитов Западной Сибири наиболее близки к сланцевым отложениям формации Bakken.

Средняя длина вертикального и горизонтального участка ствола 3–3,3 км, общая длина скважины 6–6,5 км. При заканчивании скважины проводится 30 и более стадий ГРП. Расход пропанта 2–3 тыс. т на скважину. Время бурения 25–27 дней. Годовая производительность буровой установки составляет 14 скважин.

Для варианта P50 площадь дренирования техногенно-разрушенных пород составляет 1,24 тыс. м². (для формации Bakken – 1,3 тыс. м²). Вовлекаемые подвижные запасы нефти составляют 35 тыс. т или 260 тыс. баррелей, что сопоставимо с доступными данными по Bakken.

В качестве наиболее благоприятного варианта рассматривается извлечение горизонтальной скважиной пробуренной на Баженовские отложения более 360 тыс. баррелей высокодебитной нефти при 30 стадийном ГРП.

Профили добычи эксплуатационных скважин по годам для вариантов P10, P50, P90 взяты по аналогии со статистическими данными по скважинам формации Bakken и представлены в правой части иллюстраций трех сценариев добычи (рис. 5, 6, 7). Типичный профиль падения добычи нефти (тыс. т) скважины по годам имеет резкий наклон и за первые два-три года, когда отбираются 80–90 % вовлеченных запасов нефти.

Для варианта P10 (улучшенные параметры) накопленная добыча составит 52 тыс. т, в том числе за первый год добыча составит 26,1 тыс. т, или 50 % от накопленной добычи, за второй год – 13 тыс. т (25 %) и за третий год – 6,5 тыс. т (13 %).

В таблице 4 представлен пример показателей освоения и добычи нефти из Баженовских резервуаров Западной Сибири варианта P10.

Во второй колонке таблицы показан профиль падения добычи нефти скважины по годам (тыс. т). Накопленная добыча составит 52,3 тыс. т, или более 382 тыс. баррелей, из которых около 90 % запасов нефти (6 колонка) отбирается за первые 3 года эксплуатации.

На разведочном этапе локализации «сладких пятен» и отработки технологий (1–4 год) объемы эксплуатационного бурения увеличиваются на 20–50 скважин в год. На этапе опытно-промышленного освоения, начиная с 4-го года, бурение увеличивается на 100 скважин каждый год до 11-го года (голубой цвет строки), далее темпы бурения поддерживаются на уровне 770–800 скважин в год.

С учетом достигнутой на сегодня производительности бурения это потребует дополнительного ввода по 10–12 буровых установок в год. Максимальное число постоянно действующих буровых установок составит 70–90 единиц.

Уровень добычи в 40 млн т в год для варианта P10 может быть достигнут на 15-й год с начала промышленного освоения (светло-коричневый цвет строки). Накопленная добыча за 20 лет составит более 500 млн т, разбуренная площадь – 14–15 тыс. км².

Ниже на графиках 5, 6, 7 показаны итоговые профили добычи нефти для трех сценариев, рассчитанных с учетом необходимых объемов бурения и ввода новых эксплуатационных скважин по годам, и соответствующих профилей падения по скважине по годам.

ТАБЛИЦА 4. Показатели сценария P10 (хорошие ресурсные и добычные параметры)

	Th.t		Th.t		
Year	Well Profile	Drilling Schedule	Field Profile	km^2	%
1	26,13	10	261	13,6	0,50
2	12,98	30	914	40,9	0,25
3	6,54	60	2022	81,7	0,13
4	3,30	120	4143	163,5	0,06
5	1,66	200	7290	272,5	0,03
6	0,84	300	11474	408,7	0,02
7	0,42	400	16176	544,9	0,01
8	0,21	500	21140	681,2	0,00
9	0,11	600	26235	817,4	
10	0,05	700	31396	953,6	
11	**0,03**	**770**	**35808**	**1049,0**	
12	0,01	770	38018	1049,0	
13	0,01	770	39132	1049,0	
14	0,00	770	39693	1049,0	
15	**0,00**	**770**	**39976**	**1049,0**	
16	0,00	770	40119	1049,0	
17	0,00	770	40191	1049,0	
18	0,00	770	40227	1049,0	
19	0,00	770	40246	1049,0	
20	0,00	770	40255	1049,0	
	52,3	**10,6**	**514,7**	**14,5**	
	382,2				

РИС. 5. Сценарий P10 (улучшенные геолого-промысловые характеристики)

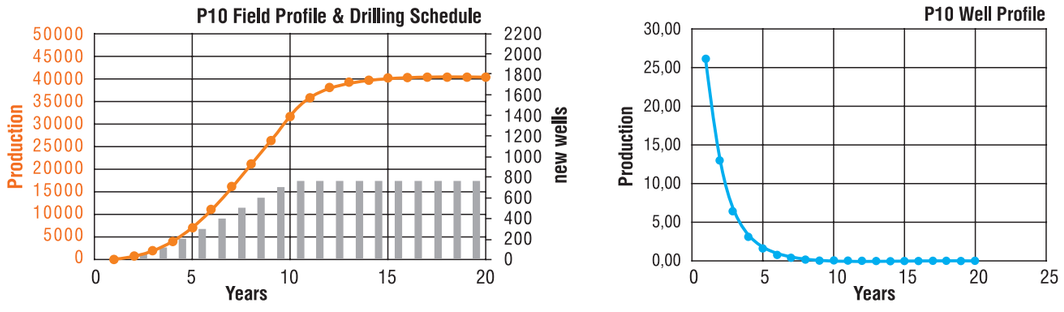


РИС. 6. Сценарий P50 (наиболее вероятные геолого-промысловые характеристики)

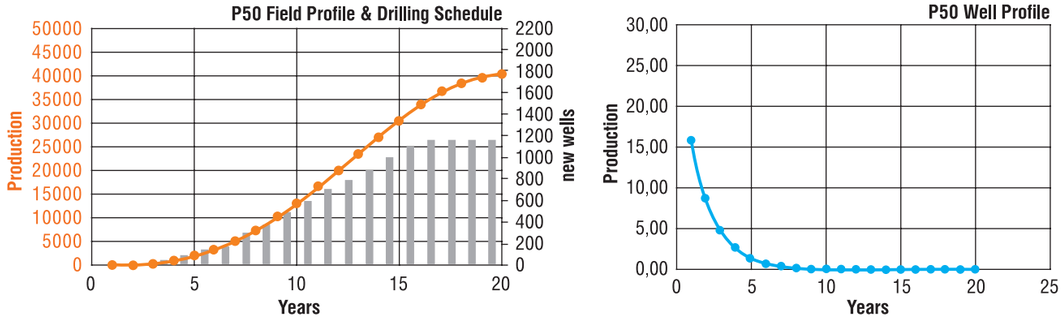


РИС. 7. Сценарий P90 (низкие геолого-промысловые характеристики)

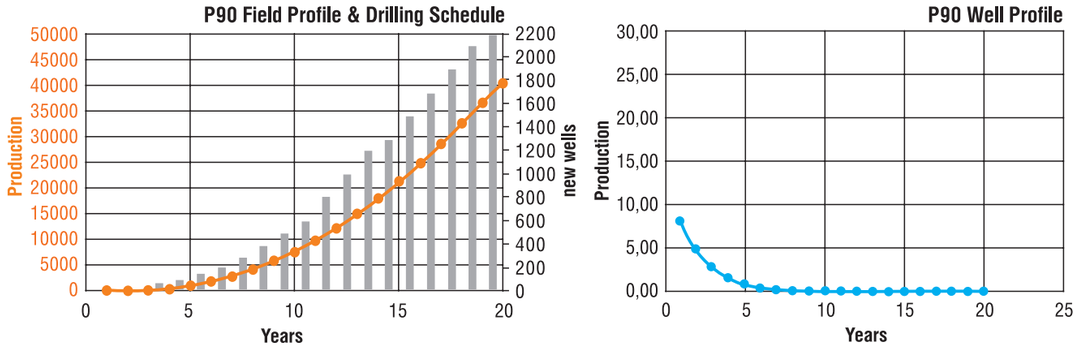
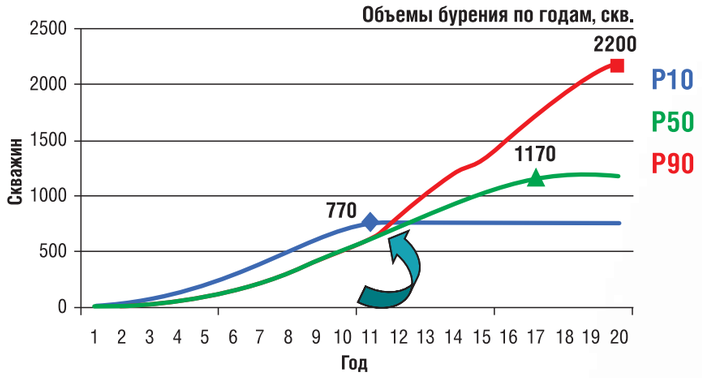


РИС. 8. Сводный прогноз бурения и ввода новых эксплуатационных скважин для трех сценариев



На рисунке 8 приведены объемы буровых работ для трех разных сценариев.

Для сценария P10 (синий цвет) темпы бурения превышают темпы бурения по другим вариантам из-за большей инвестиционной привлекательности проекта. Темпы наращивания объемов бурения более 80–100 горизонтальных скважин в год ограничиваются фактическими возможностями развития рынка оборудования, сервиса ГРП, строительства новой инфраструктуры (рис. 6).

Максимальные объемы бурения по варианту P90 превышают в 1,5–2 раза объемы других вариантов, что вызовет значительные организационные и технологические сложности. Годовые объемы бурения для обеспечения добычи нефти 40 млн т по двум другим вариантам, составляющие 700–1300 скважин в год можно считать наиболее оптимальными.

Сводные результаты показаны в таблице 5. Во второй колонке приведен год от начала освоения, когда будет достигнут уровень добычи в 40 млн т для разных сценариев. Для сценария P50 это произойдет на 19 год, при этом в 17 году необходимо будет выйти на полку бурения в 1100–1200 новых скважин в год и ввода их в нефтедобычу.

Для сценария P90 при неблагоприятных, в первую очередь геологических и промысловых параметрах, необходимо будет достичь объема годового бурения в 2,0–2,5 тысячи скважин и наращивать его в последующее периоды. В этом случае выйти на добычу нефти в 40 млн т в год можно на последний год реализации проекта, однако такой сценарий возможен при увеличении цен на нефть до $100–150 за баррель.

Всего за время прогноза может быть добыто от 250 до 500 млн т нефти, что составит 12–15% наиболее продуктивных прогнозируемых ресурсов. Для этого должно быть пробурено 10–16 тысяч горизонтальных скважин. Суммарная площадь нефтеносности, вовлеченная в разработку, составит 15–17 тыс. км², или около 10% наиболее перспективных участков.

На рисунке 9 представлены сводные профили годовой добычи по трем сценариям. Результаты реализации проекта будут внутри характерной «петли», ограниченной профилями добычи P10 и P90.

Прерывистой фиолетовой линией показана условная граница порога рентабельности. В реальности граница положительной доходности проекта будет иметь вогнутый вниз вид, что связано с нарастания неопределенности и рисков во времени.

Цифры на кривых показывают год достижения 40 млн т добычи. В зависимости от стоимости привлекаемого капитала и цен на нефть вариант P90 окупается через 10–15 лет, вариант P50 будет иметь срок окупаемости 5–10 лет. Подобные сроки окупаемости похожи на те, что рассчитываются для новых сланцевых плеев Аргентины, Канады, Китая и других стран.

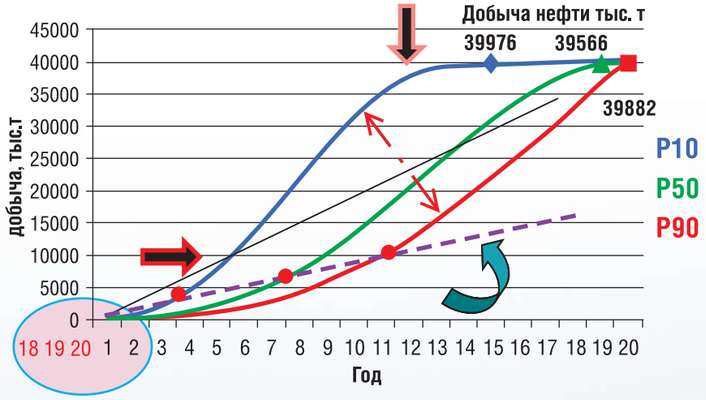
Отметим, что компанией Газпромнефть в 2016 году при девятистадийном гидроразрыве

ТАБЛИЦА 5. Сводные результаты сценарного анализа

		скв./год	млн т	тыс.	тыс. км²
	Год	Ввод скв.	Накопленная добыча	Всего скв.	Суммарная площадь
P10	15	770	514,7	10,6	14,5
P50	19	1170	352,2	11,5	14,3
P90	20	2200	266,1	16,1	17,7

Баженовских отложений был получен дебит 45 т/сутки, что соответствует добычным профилям скважин сценария P90 и лучше. Развитие технологий заканчивания скважин, сейсмогеологического прогноза и лучшее понимание резервуаров в будущем с большой долей вероятности локализует область прогноза добычи между вариантами P10 и P50.

РИС. 9. Сводный график профилей годовой добычи по трем сценариям



Этапы освоения Баженовской нефти

Организация проекта крупномасштабного освоения нефти из низкопроницемых резервуаров будет включать 4 этапа:

1. Этап геологического изучения, формирование государственной институциональной и бизнес-среды. Создание информационных ресурсов, проведение геолого-промысловых исследований, начало реализации пилотных проектов и программ. Формирование программ государственного стимулирования. Срок 2–3 года.
2. Локализации наиболее продуктивных зон, развитие и отработка технологий заканчивания скважин. Решение многочисленных задач, связанных с геомеханикой и физикой пласта. Решение дорожных, транспортных, экологических, логистических проблем, возникающих у сервисных компаний и подразделений. Создание инвестиционной модели производства сланцевой нефти в России. Длительность этапа 5–10 лет.
3. Этап опытно-промышленного освоения. Развитие преференциальной инженерии, инфраструктуры и сервиса (например, для многообъемных ГРП необходимо будет определить источник пропанта в объеме 2–3 млн т в год). Длительность этапа 5–10 лет.
4. Этап промышленного освоения и развития. Начало этапа на 10–20-й год реализации проекта.

Экономическая модель добычи нефти из низкопроницаемых резервуаров имеет свои особенности. Высокая капиталоемкость подобных проектов, с одной стороны, требует наличия значительного по размерам и низкого по стоимости капитала для их освоения.

С другой стороны, постоянное инвестирование в развитие tight проектов поддерживает высокий уровень спроса на услуги и оборудование для их освоения, а также человеческие ресурсы. Добычи 1 млн т нефти позволяет обеспечить от 3 до 8 тыс. рабочих мест на территории нефтегазодобычи. Через 15–20 лет, с учетом быстрых темпов истощения ресурсной базы Широтного Приобъя, добыча баженовской нефти может стать важным социально-экономическим фактором.

Вместо типичного пика и последующего резкого спада инвестиций и потребности в ресурсах, характерных для традиционных крупных проектов, проекты tight нефти будут поддерживать своеобразное инвестиционное плато. Длительность и размер этого плато будут зависеть от цены и спроса на нефть, себестоимости альтернативных источников, наличия и стоимости капитала для его поддержания.

В качестве иллюстрации текущих инвестиционных ожиданий от вложения в подобные проекты отметим следующее. Сегодня доходности на капитал, вложенный в новые проекты Permian бассейна в США (аналог Баженовские и Доманиковские отложения), выглядят более привлекательными, чем доходности других инвестиционных альтернатив, доступных нефтяным компаниям. Отметим, что уровень ожидаемого возврата на инвестиции в проекты Permian рос по мере повышения степени изученности данного плея. Поэтому заявления о крупных инвестициях в подобные проекты таких мировых игроков, как ExxonMobil и Chevron, сегодня не выглядят удивительными.

IRR будущих проектов (взвешенных по типам проектов), рассчитанный Wood Mackenzie для компаний Shell, ConocoPhillips, Occidental, Anadarko, Pioneer или EOG, с высокой долей новых проектов в бассейне Permian при цене на Brent в US$65 за баррель составляет 20–30%[3]. IRR компаний, в портфеле которых преобладают традиционные нефтяные проекты, составляет 15–20%, при этом возможности для выбора новых традиционных проектов у них уже существенно ограничены.

Показатель IRR проектов бассейна Permian более чувствителен к цене на нефть, чем проекты традиционной добычи нефти, кроме того, крупным транснациональным компаниям необходима диверсификация портфеля проектов. Тем не менее отметим, что капитализация крупных игроков сегмента добычи нефти из низкопроницаемых резервуаров (tight oil) за последние два года вернулась к значениям 2014 года и достигает для EOG Resources US$68 млрд с показателем к текущей доходности P/E = 69,09, Pioneer Natural Resources US$32 млрд с показателем к текущей доходности P/E = 39,57 и Continental Resources US$25 млрд с показателем к текущей доходности P/E = 82,83. Это говорит о том, что финансовые рынки сегодня верят в возможности таких компаний быстро и многократно увеличить добычу, обеспечив высокие показатели возврата на капитал, вложенный в сланцевые проекты.

Выводы

В настоящей работе приведены расчеты укрупненных параметров проектов по добыче нефти из Баженовских отложений, достижение которых необходимо для замещения в среднесрочной перспективе выпадающей добычи в объеме до 40 млн т в год.

Показано, что данный уровень может быть достигнут при использовании существующих технологий добычи и достигнутых в мире показателей их эффективности. Результаты расчетов показывают, что риски недостижения указанных параметров ниже, чем возможности для существенного превышения целевых параметров добычи.

Предложены направления дальнейшего усовершенствования расчетной модели с уточнением технологических и экономических параметров, включая учет экологических, инфраструктурных, логистических факторов риска, типичных для проектов по добыче tight нефти.

Отмечается, что новый с инвестиционной точки зрения, «сетевой» характер освоения подобных проектов требует дополнительного исследования таких факторов, как оптимальное регулирование добычи нефти из низкопроницаемых нефтегазовых резервуаров, выработка механизмов стимулирования подобных проектов и учет социально-экономических показателей.

Литература

1. *Шутько С.Ю., Пырьев В.И. «О принятии инвестиционных решений по новым поисковым активам в нефтегазовом бизнесе» // Недропользование XXI век. № 12, 2016 г. С. 148–158.*
2. *Шутько С.Ю., Кожевникова С.Д., Шутько Д.С. «Оценка ожидаемой денежной стоимости, EMV поисковых проектов Upstream» // ВНИОЭНГ, Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, № 1, 2017 г. С. 7–11.*
3. *Шутько С.Ю., Кожевникова С.Д., Шутько Д.С. «Investment Decision-Making в Бизнес-сегменте разведки и добычи ПИ» // Недропользование XXI век. 2017. № 3. С. 132–141.*
4. *Лопатников А.Н., Лесков М.И. «Использование запасов и ресурсов различных категорий для оценки стоимости объектов недропользования». Недропользование XXI век. № 2 (52), апрель 2015, с. 64–73.*
5. *Лопатников А.Н, Румянцев А.Ю. «Особенности оценки стоимости активов и компаний на волатильных рынках» / Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты, № 7 (97), 2015, с. 61–72.*
6. *Лопатников А.Н., Лесков М.И., «Развитие международных кодексов оценки стоимости объектов недропользования и перспективы создания национального кодекса в РФ», Недропользование XXI, № 1 (52), февраль 2016, с. 86–95.*
7. *John R Schuyler, Paul D Newendorp «Decision Analysis for Petroleum Exploration». 2013.*
8. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, 2011.*
9. *«Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Утверждено МПР РФ от 01.02.2016 г. № 3-р.*
10. *Джеймс Буш, Даниел Джонстон. «Управление финансами в международной нефтяной компании». Москва. Олимп-Бизнес. 2003 г.*
11. *Джеймс Хендерсон. «Освоение месторождений нефти низкопроницаемых пород в России». Апрель 1, 2014. www.rogtecmagazine.com The Oxford Institute for Energy Studies.*
12. *Kenneth E. Williams «Source Rock Reservoirs are a Unique Petroleum System» AAPG Article 41138. June 2013.*
13. *U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 2013.*

KEYWORDS: *Bazhenov shale, well profile, oil production, tight oil, uncertainty, reserves, resources, forecast, investments.*

[3] *https://www.forbes.com/sites/woodmackenzie/2018/03/05/tight-oil-set-to-make-money-in-2018/#72ca4cdb48de*

25 ЛЕТ
КОРПОРАЦИЯ ПСС
8-800-333-9697
info@pss.ru
www.pss.ru
КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ

НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ, ОБЪЕКТОВ ВОДНОГО ТРАНСПОРТА, ЖКХ КОММУНИКАЦИЙ И ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ.

РЕКЛАМА

ЛЕВ МАКАРОВ:

«Закупка малоэффективных двигателей – это экономическое преступление»

Лев Николаевич Макаров,
доктор технических наук, академик Академии электротехнических наук РФ, лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, генеральный конструктор Российского электротехнического концерна РУСЭЛПРОМ, генеральный конструктор ОАО «НИПТИЭМ»

ОДНА ИЗ ГЛАВНЫХ ПРОБЛЕМ СОВРЕМЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА – ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. КАК В ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ТАК И В БЫТУ, В СФЕРЕ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПРЕОБЛАДАЮЩАЯ РОЛЬ В ПРЕОБРАЗОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРИНАДЛЕЖИТ АСИНХРОННЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМ. О НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ ДАННОЙ ОТРАСЛИ МАШИНОСТРОЕНИЯ И ЕЁ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМАХ – НАШЕ ИНТЕРВЬЮ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ КОНСТРУКТОРОМ КОНЦЕРНА РУСЭЛПРОМ ЛЬВОМ МАКАРОВЫМ

ENERGY SAVINGS IS ONE OF THE MAIN PROBLEMS OF MODERN PRODUCTION. CONVERTING ELECTRICAL ENERGY INTO MECHANICAL ENERGY IS DOMINATED BY ASYNCHRONOUS MOTORS IN INDUSTRY, EVERYDAY LIFE AND IN THE SPHERE OF DOMESTIC SERVICES. OUR INTERVIEW WITH GENERAL DESIGNER OF THE CONCERN RUSELPROM LEV MARKOV RELATED TO THE MAIN STRATEGIC ORIENTATIONS IN THE MANUFACTURING SECTOR AND TOPICAL ISSUES IN THE SPHERE

Ключевые слова: *энергоэффективность, преобразование электроэнергии, асинхронный электродвигатель, машиностроение, КПД.*

РЕКЛАМА

– Лев Николаевич, почему асинхронные электродвигатели приобрели такую популярность в промышленности?

Благодаря достаточно надежной и простой конструкции. Их производство прошло более чем столетний путь своего развития и в настоящее время достигло такого совершенства, что они обеспечивают достаточно высокий уровень эффективности. В зависимости от мощности их коэффициент полезного действия (далее КПД) колеблется от 80% до 97%.

Передовые электротехнические компании осуществляют значительные капиталовложения в совершенствование конструкции электрических машин и технологии их производства с целью повышения качества, конкурентоспособности и потребительских свойств электроприводов. Современные привода отличаются повышенными требованиями к выходным параметрам, к надежности и удобству монтажа, снижению шума, вибрации и совершенствованию дизайна. Но особенные требования предъявляются к повышению энергоэффективности, потому что асинхронные электродвигатели являются основными потребителями электроэнергии.

– Как эта задача решается в мире?

Передовые страны – США, Объединенная Европа и др. с 16.06.2011 перешли на применение энергоэффективных электродвигателей класса IE2, запретив директивно применение электродвигателей низкого класса (IE1). А с начала января 2015 года начался переход на еще более высокий класс – "Premium" (IE3), который завершился к 2018 году. На данный момент разработаны еще более эффективные машины – "Super-Premium" (IE4), внедрение которых планируется с 2020 года, что позволит экономить на электроэнергии миллиарды евро в год.

– А что происходит у нас в стране? Что предпринимается для снижения энергозатрат?

На предприятиях концерна РУСЭЛПРОМ разработка энергосберегающих технологий находится в приоритете. В первую очередь это относится к освоенной новой серии асинхронных машин 7AVE (рисунок), по уровню энергоэффективности соответствующей международной классификации классов IE1, IE2 и IE3. Серийное производство двигателей класса IE4 планируется в 2020 году.

На предприятиях концерна РУСЭЛПРОМ разработка энергосберегающих технологий находится в приоритете

Уровень регламентируемых значений КПД должен обеспечиваться и при частичной нагрузке – 75% от номинальной. Особенность новых требований по определению значений КПД заключается в том, что так называемые значения добавочных потерь под нагрузкой определяются опытным путем одним из методов, изложенных в ГОСТ Р МЭК 60034-2-1-2009. Уровень добавочных потерь электродвигателей ранее разработанных серий определялся как фиксированная величина и принимался 0,5% от подводимой мощности P1. Однако фактические значения добавочных потерь, зависящие от совершенства проектирования и технологии изготовления, как показали исследования, колеблются от 0,8 до 2,5% от P1.

Следует отметить, что большинство отечественных изготовителей, а также перепродавцы импортной техники, пользуясь отсутствием контроля со стороны государства за соблюдением стандартов, продолжают декларировать значения КПД двигателей по-старому, т.е. фактически обманывают потребителей. Если ещё учесть, что при необязательном исполнении требований ГОСТа по энергоэффективности на рынок зачастую поступают двигатели, имеющие КПД ниже класса IE1.

О том, какие потери от такой политики государства несет сфера материального производства и, в конечном итоге, само государство, поясню позже.

РИСУНОК. Электродвигатели серии 7AVE – экономичные, экологичные, энергоэффективные

– Есть ли еще преимущества у энергоэффективных двигателей, помимо экономии энергозатрат?

Двигатели высокого класса энергоэффективности имеют повышенный сервис-фактор, поэтому менее чувствительны к отклонениям в их обслуживании. В двигателях применяются материалы повышенного качества – обмоточные провода, изоляционные материалы и пропиточные составы (фото 1) – поэтому они выдерживают повышенные перенапряжения, вызванные эффектами от широтно-импульсной модуляции при питании от преобразователей частоты. Применение двигателей высокоэффективных серий обеспечивают повышение надежности в целом, поскольку при снижении потерь двигатели имеют меньшие перегревы.

На практике о надлежащем обслуживании зачастую забывают. Есть целый ряд общих нарушений, которые оказывают негативное влияние на работоспособность

ФОТО 1. Вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» для изоляции компонентов электрических машин

двигателя: это и недостаточная вентиляция (иногда просто забывают поставить вентилятор после текущего ремонта); и высокая температура окружающей среды – выше требования ГОСТ (40 °С); плохое соединение с рабочим механизмом, что вызывает повышенную вибрацию; неправильное натяжение клиноременной передачи и перегрузка подшипника; неправильная или недостаточная смазка; повышенная влажность (более 90 %); загрязнение (снижается теплоотдача); длительная перегрузка; высокое или пониженное напряжение сети; закрытие или загрязнение сливных отверстий, обеспечивающих слив конденсата в двигателях со степенью защиты выше IP44. На большинстве даже высокотехнологичных предприятий зачастую встречаются отклонения от качества обслуживания электрических машин.

Высокие значения КПД обеспечиваются повышенным расходом активных материалов, что при снижении уровня потерь позволяет использовать малошумные вентиляторы (фото 2). Уровень шума данных двигателей (фото 3) снижен на 2–5 дБ.

Следует также напомнить проектировщикам и персоналу, обслуживающему оборудование, что высокоэффективные двигатели допускают длительную перегрузку на 12–15% в зависимости от сервис-фактора, который указывается в каталоге. Поэтому при выборе двигателя следует учитывать эту возможность. К примеру, для привода насоса требуется нестандартная мощность 9 кВт, а двигатели выпускаются на стандартные ступени мощности 7,5 и 11 кВт. Исходя из этого, проектировщики, не задумываясь, применяют двигатель мощностью 11 кВт. Однако если Вы использовали двигатель энергоэффективный, то смело можете ставить менее мощный мотор 7,5 кВт. Кратковременно данный двигатель (в течение одного часа) может выдержать и 10 кВт. Необходимая консультация всегда может быть дана заводом-изготовителем двигателей. Все это позволяет не только снизить стоимость оборудования, но и обеспечить компактность оборудования в целом.

– Какова экономическая эффективность применения таких электродвигателей?

Давайте вместе посчитаем. Возьмем следующие исходные данные, при этом примем, что в среднем двигатель работает в году 4000 часов (по данным эксплуатации одного солидного предприятия металлургии средняя наработка двигателем в году составляет 5500 часов):

- средняя загрузка двигателя составляет 80 % от номинальной мощности;

ФОТО 2. Асинхронный двигатель с пониженным уровнем шума и вентилятором нового типа

ФОТО 3. «Малошумные» взрывозащищенные двигатели для Омского НПЗ обладают повышенным КПД

ФОТО 4 и 5. Освоение новой серии энергоэффективных ЭД потребовало модернизации станочного парка

- двигатель класса энергоэффективности IE2 имеет КПД на 2 % выше, чем двигатель энергоэффективностью IE1;
- коэффициенты мощности двигателей всех классов энергоэффективности практически одинаковы;
- наработка до первого капитального ремонта – 20 000 часов (5 лет);
- стоимость электроэнергии – в среднем 5 рублей за кВт*ч (на 2018 год);
- ежегодное увеличение стоимости электроэнергии – 10%;
- стоимость 1 кВт установленной мощности в среднем по стране составляет 20 тысяч рублей;
- стоимость капремонта по данным ремонтного предприятия – около 60% от первоначальной стоимости;
- снижение КПД при ремонте – на 0,3–0,5%. За счет увеличения потерь в железе, уменьшения коэффициента заполнения паза, потери геометрии и соосности пакетов ротора-статора и пр.;
- срок службы отремонтированного двигателя – не более 10 000 часов;
- двигатель энергоэффективности IE2 за счет большего расхода активных материалов (электротехнической стали, обмоточной меди и алюминия) дороже двигателя класса энергоэффективности IE1 на 15–20%, а двигатель IE3 дороже IE1 на 30–40%.

Нетрудно подсчитать, что дополнительная стоимость двигателя за счет экономии электроэнергии окупается за 14–18 месяцев. С учетом стоимости установленной мощности, окупаемость наступает уже при покупке, обеспечивая дополнительную экономию от 20 до 30 % стоимости нового двигателя.

Дополнительная стоимость энергоэффективного двигателя окупается за счет экономии электроэнергии за 14–18 месяцев

Кроме того, полная стоимость нового двигателя в зависимости от класса энергоэффективности компенсируется за 2,5–3,5 года. При последующей работе в течение 5–7 лет за счет экономии электроэнергии можно купить еще один такой же двигатель. Если учесть, что в эксплуатации находится около 30 млн электродвигателей, то эффект получается колоссальный!

– Что же нужно сделать, чтобы повсеместно внедрять и применять данное оборудование?

Во-первых, новое оборудование надо обязательно комплектовать двигателями, обеспечивающими энергоэффективность не ниже IE2. При том, что применение двигателей класса IE3 даст еще больший экономический эффект.

Во-вторых, двигатели, вышедшие из строя по причине сгоревшей обмотки статора, должны утилизироваться, поскольку, приобретая высокоэффективные двигатели, вы платите за новый двигатель почти такую же сумму, как за отремонтированный, который, если вы его сохраните, будет приносить одни убытки.

В-третьих, при выработке 1 кВт*ч электроэнергии в атмосферу выделяется до 500 г углекислого газа и сопутствующих токсичных соединений. К примеру, двигатель мощностью 30 кВт низкой энергоэффективности за 1 год будет способствовать увеличению выбросов токсичных газов в атмосферу на 5000 кг по сравнению с энергоэффективным двигателем.

В-четвертых, еще больший экономический эффект возможно получить при использовании частотного регулирования, к которому энергоэффективные двигатели адаптированы.

А закупка и применение малоэффективных двигателей – это экономическое преступление.

– А что же на практике?

Фактически предприятия РУСЭЛПРОМ затратили значительные средства на разработку, техническое перевооружение (фото 4 и 5) и освоение новой прогрессивной серии, но заказчик, а это практически весь промышленный сектор страны, не спешит приобретать данные электродвигатели, отдавая предпочтение импортным машинам низкого технического уровня и качества, но более дешевым.

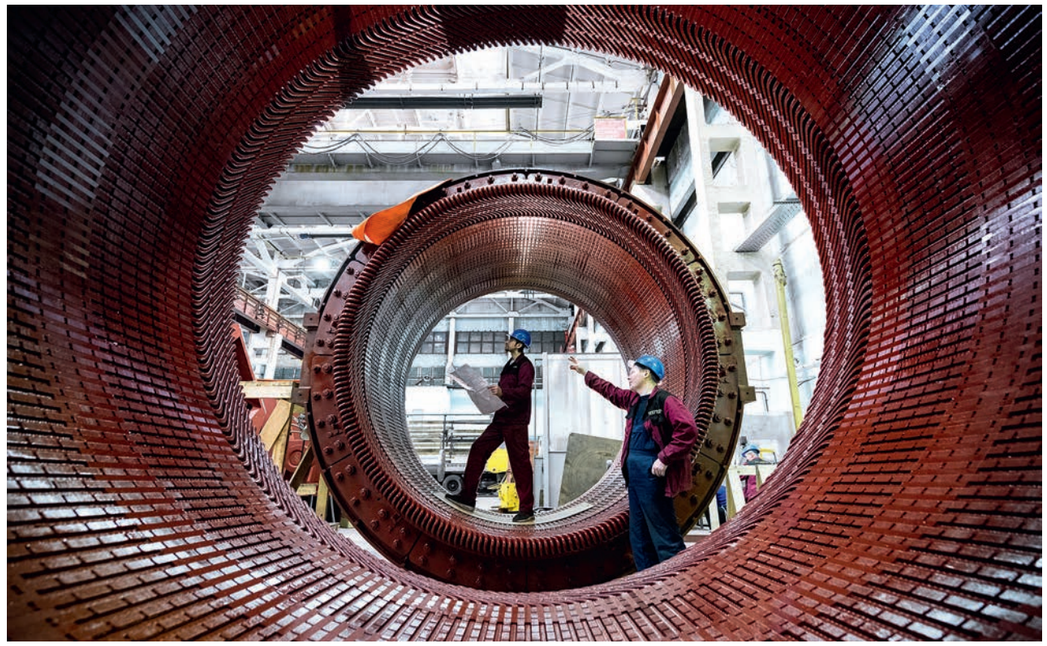


ФОТО 6. Концерн РУСЭЛПРОМ производит различные электрические машины, в том числе не имеющие аналогов в мире

– В чем кроется причина?

Причин здесь несколько. Прежде всего, нет запретительных документов, ограничивающих применение низкокачественной продукции. Если передовые развитые страны поставили заслон низкоэффективным машинам в виде принятия директив и организации действенного контроля, то наша страна, хотя и не такая богатая, позволяет всякому недобросовестному продавцу спокойно осуществлять реализацию продукции низкого качества.

При выработке 1 кВт*ч электроэнергии в атмосферу выделяется до 500 г углекислого газа и сопутствующих токсичных соединений

Так мне припоминается случай, когда мы в восьмидесятых годах (в бытность СССР) организовывали поставку наших двигателей в США через известную немецкую фирму SCHORCH. Тогда существовал Закон Джексона-Вэника, запрещавший напрямую торговать с США. Мы впервые столкнулись с высокими требованиями по энергоэффективности, которая определялась с учётом реальных добавочных потерь. К слову сказать, в то время Европа еще продолжала определять добавочные потери как 0,5% от потребляемой мощности. Специалисты фирмы SCHORCH тогда нам, советским людям, объясняли требования рынка США: если заявленные показатели энергоэффективности будут ниже требуемых, то последуют такие штрафные санкции, которые могут превышать стоимость контракта, при этом дальнейший вход на рынок США будет закрыт на многие годы.

Это было то время, когда возник первый энергетический кризис. И в Соединенных Штатах была принята программа по экономии энергоресурсов с выходом к 2000 году без существенного увеличения потребления электроэнергии. И эту программу они фактически выполнили: при увеличении валового дохода в 3,6 раза за 20 лет (с 1980 по 2000 гг.) производство электроэнергии увеличилось всего в 1,6 раза, а за 10 лет текущего столетия (с 2000 по 2010 гг.) при увеличении валового дохода на 45% производство электроэнергии возросло всего на 1%. Нам есть чему поучиться у американцев. У нас производство электроэнергии возросло соответственно на 98% и 36%, т.е. мы тратим больше электроэнергии при выпуске единицы продукции.

Существует стандарт ГОСТ Р 54413-2011 (Классы энергоэффективности), вступивший в действие с июня 2012 г. Однако Федеральным Законом «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. в перечне видов товаров, на которые должны распространяться требования об информации о классе энергетической эффективности, асинхронные двигатели самого востребованного диапазона мощностей до 355 кВт не включены. Поэтому на отечественном рынке асинхронных двигателей отечественные производители вынуждены конкурировать не с отдельными

иностранными предприятиями, а с компаниями, которые имеют существенную поддержку на государственном уровне.

Так совсем недавно в наш сертифицированный Испытательный Центр обратился отечественный производитель вентиляторов, который приобрел такие двигатели, с целью определения фактического уровня энергоэффективности. Испытания показали, что двигатели мощностью 3,0 кВт при норме

В Европе уже действуют нормы класса энергоэффективности IE3 с КПД двигателей 87,7%

КПД самого низкого класса энергоэффективности IE1 81,5% имели КПД 74,5%. В результате после 2-х часовой работы из-за повышенных потерь температура обмотки статора превысила 140°С – двигатель пришлось отключить. Это не единичный случай. Напомню, что в Европе уже действуют нормы класса энергоэффективности IE3 (требуемый КПД для этих двигателей составляет 87,7%).

– Возможно ли ограничить поток некачественной импортной продукции законодательным путем?

Даже если требование по энергоэффективности будет включено в вышеуказанный Федеральный закон, то надежным барьером проникновению негодной продукции на российский рынок он не станет. Необходимы законодательные акты, предусматривающие ответственность как продавцов, так и покупателей за нарушение такого Закона.

Однако как показал опыт передовых стран, на пути внедрения энергосберегающих технологий стоят не только объективные, но и субъективные факторы. Одна из главных причин состоит в том, что в большинстве случаев двигатель или полный привод не попадает сразу к конечному потребителю, а поставляется посреднику или машиностроительному предприятию в составе оборудования, которое будет установлено у потребителя. При этом посреднику не так важно, сколько электроэнергии потребляет поставляемый электродвигатель. Клиенты компании-посредника интересуются главным образом ценой двигателя, а не его энергозатратами.

Кроме того, даже у конечного потребителя специалисты, ответственные за принятие решений в отделе закупок, прежде всего ограничены бюджетом и игнорируют возможность сэкономить на эксплуатационных расходах. Но даже при принятии инвестиционных решений, энергозатраты принимаются с точки зрения их экономической целесообразности, и приоритет отдаётся краткосрочным проектам, а использование энергосберегающих технологий позволяет оценить их эффективность только по истечении расчетного периода амортизации. В связи с этим использование энергосберегающих решений зависит от субъективных управляющих решений.

Существует и психологический фактор. Никакой бизнесмен не захочет вмешиваться в эффективную и бесперебойную работу промышленного оборудования единственно для того, чтобы сэкономить электроэнергию. Он сделает это только для увеличения производства, для повышения конкурентных преимуществ и качества своей продукции.

– Как вы видите разрешение сложившейся проблемы?

Несмотря на все препятствия, мы обязаны всецело способствовать повышению популярности и понимания энергосберегающих технологий. Во-первых, необходимо совершенствовать законодательную базу. Создавать сертифицированные Испытательные Центры, наделённые полномочиями по выдаче разрешений на соответствие продукции классам энергоэффективности.

Кроме того, не стоит сбрасывать со счетов тот фактор, что информированность по данной теме крайне недостаточна. Информационные статьи, публикации не только в узкоспециальных технических, но и в торговых журналах, выступления на специальных конференциях по проблемам технического и экономического потенциала энергосбережения являются средством достижения этой цели. Необходимо разъяснять, что, например, замена двигателей старых серий на новые приносит достаточно быстрый эффект, а проведение капитального ремонта сгоревших машин самого распространенного ряда мощностей (до 100 кВт) вообще нерентабельно.

Двигатели новых серий позволяют без особых переделок применять частотное управление, что в большинстве случаев повышает производительность, качественные показатели как самого производства, так и выпускаемой продукции с максимальным экономическим эффектом. Надо практиковать организацию государственных закупок, где основным требованием для участия в конкурсе должно быть достижение максимальной энергоэффективности продукции.

Только в таком обществе, где все заботятся об экономии и бережливости, возможен прогресс и рост благосостояния, о чём неоднократно говорит наш Президент. ●

22 сентября Льву Николаевичу Макарову исполняется 80 лет.

Коллектив концерна РУСЭЛПРОМ поздравляет Льва Николаевича с юбилеем!

Keywords: *energy efficiency, electric power conversion, asynchronous motor, mechanical engineering, efficiency.*

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

109029, Москва, Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел.: 8 (800) 301-35-31
Факс: (495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

ГРУППА КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ – БУДУЩЕЕ НАЧИНАЕТСЯ В НАСТОЯЩЕМ

24 сентября 2018 года компании ЭНЕРГАЗ – головному управляющему предприятию Группы ЭНЕРГАЗ – исполняется одиннадцать лет

РЕКЛАМА

КОМПАНИЯ ЭНЕРГАЗ БЫЛА СОЗДАНА В 2007 ГОДУ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ПОСТАВОК, ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ И МОДУЛЬНЫХ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА. ЗА ГОДЫ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ УДАЛОСЬ НЕ ТОЛЬКО РАСШИРИТЬ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ДО ФОРМАТА ГРУППЫ ЭНЕРГАЗ, МАКСИМАЛЬНО ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ И ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫХ УСЛУГ, НО И С ПОМОЩЬЮ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ПОДХОДА ЗАРАБОТАТЬ НА РЫНКЕ СТАТУС НАДЕЖНОГО ПАРТНЕРА ДЛЯ ЛЮБОЙ КОМПАНИИ. КАКОВЫ РЕЗУЛЬТАТЫ 11-ЛЕТНЕГО ПУТИ И КУДА ДВИГАТЬСЯ ДАЛЬШЕ?

ENERGAS WAS ESTABLISHED IN 2007 FOR DESIGNING, DELIVERY, COMMISSIONING AND MAINTENANCE OF PROCESS AND MODULAR GAS PREPARING STATIONS. DURING THE YEARS OF SUCCESSFUL WORK, WE MANAGED NOT ONLY TO EXPAND OUR ACTIVITIES TO THE FORMAT OF THE ENERGAZ GROUP, TO MAXIMIZE THE QUALITY OF PRODUCTS AND SERVICES, BUT ALSO USING THE PROFESSIONAL APPROACH EARNED THE STATUS OF A RELIABLE PARTNER IN THE MARKET FOR ANY COMPANY. WHAT WERE THE RESULTS OF TEN-YEAR DEVELOPMENT AND WHERE WE'RE GOING?

Ключевые слова: *ЭНЕРГАЗ, компрессорные станции, компания, газ, компрессионное оборудование, подготовка газа.*

Станислав Барышев,
руководитель пресс-службы Группы компаний ЭНЕРГАЗ

За эти годы энергазовцы прошли путь от первоначальной специализации в сегменте компрессорного оборудования к сложным проектам комплексной газоподготовки для любой газоиспользующей отрасли. В основе этих проектов – собственные и адаптированные инженерные решения для универсального и индивидуального применения.

Сегодня ООО «ЭНЕРГАЗ» – это головное предприятие Группы компаний ЭНЕРГАЗ, которые согласованно действуют под общим брендом – на основе корпоративного кодекса профессиональных принципов и нравственных ценностей, подтвержденных на практике.

Усилия головной компании сосредоточены на системной организации и обеспечении текущей и перспективной работы коллективов высококвалифицированных специалистов – по проектированию, изготовлению, поставке, вводу в эксплуатацию и сервисному обслуживанию модульных установок и систем подготовки любого типа газа – для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Подтверждение тому – производственный отчет, который ЭНЕРГАЗ публикует каждую осень для всего профессионального сообщества, партнеров и заказчиков компании.

НА СТАРТЕ НОВОГО ДЕСЯТИЛЕТИЯ

Поступательное развитие Группы ЭНЕРГАЗ продолжается через углубление профессиональных знаний и практическое освоение современной специфики технологических процессов газоподготовки – на основе поддержания высокой инженерной ответственности за качество исполнения своих проектов.

Наработанный опыт творчески синтезируется с новыми инженерными решениями по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения – на

ФОТО 1. ГТУ-ТЭЦ Ярегского нефтетитанового месторождения

ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску 279 установок подготовки и компримирования газа

крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и технические учебные центры).

Результаты ЭНЕРГАЗа за 11 лет работы можно обобщить так: коллектив успешно наращивает организационную и инженерную практику. Всего в активе Группы 143 проекта на территории 35 регионов России и стран СНГ.

Начиная с 2007 года, введено или готовятся к пуску 279 установок.

Эти агрегаты различного назначения, исполнения и модификации объединены в комплексы оборудования «ЭНЕРГАЗ» следующих типов:

- многофункциональная система газоподготовки и газоснабжения;
- система комплексной подготовки попутного газа;
- дожимная компрессорная станция топливного газа;
- компрессорная станция для перекачивания попутного газа;
- многоблочная (многомодульная) установка подготовки топливного газа.

ФОТО 2. Система газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра «Ярега»

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ КОМПЛЕКТОВАНИЯ

Из 33 проектов газоподготовки и газоснабжения, которые в отчетный период (10'2017 – 09'2018) выполнены ЭНЕРГАЗом или находятся сегодня на разных этапах реализации, выделим в качестве примеров некоторые особенности комплектования оборудования, представим ряд конструктивных и технологических решений.

Система газоподготовки и газоснабжения энергоцентра «Ярега» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

На Ярегском нефтетитановом месторождении возведен энергоцентр собственных нужд на базе ГТУ-ТЭЦ (фото 1). В составе объекта – три газотурбинных энергоблока ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель» суммарной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепловой мощности на ГТУ-ТЭЦ установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Пуск энергоцентра обеспечил растущие потребности стратегического месторождения в электроэнергии и паре, повысил эффективность его разработки и надежность энергоснабжения.

Топливом для турбин ГТУ-ТЭЦ является природный газ Курьино-Патраковского газоконденсатного месторождения. Проектные параметры газа на входе в турбины (по чистоте, температуре, давлению и расходу) обеспечивает

многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 2), в состав которой входят блочный пункт подготовки газа (БППГ), дожимная компрессорная станция из 4 агрегатов и САУ газоснабжения.

БППГ – это технологическая установка с максимальной интеграцией элементов на единой раме. Основное назначение – измерение расхода и фильтрация газа. БППГ укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета (с ультразвуковыми расходомерами) и блоком фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм. Содержание механических примесей на выходе – не более 0,001 г/м^3.

Дополнительный функционал – стабилизация давления газа. С этой целью БППГ оснащен системой редуцирования. В комплект оборудования также входит подземный дренажный резервуар для сбора газового конденсата, снабженный датчиком уровня и насосом для откачки конденсата. Производительность БППГ – 15 780 кг/час.

Пункт подготовки газа располагается на открытой площадке, внутри легкосборного укрытия. Режим работы – автоматический. После предварительной подготовки поток газа направляется в дожимную компрессорную станцию.

ДКС компримирует газ до рабочего давления в диапазоне 4,5…5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. Состоит из четырех компрессорных установок. Производительность каждой КУ составляет 7 890 кг/час.

Установки размещаются в отдельных блок-модулях арктического типа, снабженных системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

Современная система газоподготовки разработана по специальному проекту. Коэффициент надежности – 0,98. Внутри КУ и БППГ предусмотрено пространство для быстрого и комфортного доступа ко всем узлам и элементам, что обеспечивает возможность всесезонного проведения сервисных мероприятий.

За эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования отвечает полнокомплектная двухуровневая система автоматизированного управления – САУ газоснабжения (САУ ГС). Основные элементы САУ ГС: локальные системы управления КУ и БППГ, шкаф управления, автоматизированное рабочее место оператора, пульт аварийного останова. Внутреннее и внешнее соединения осуществляются при помощи сети Ethernet и протоколов S7-connection и Profibus.

В рамках долгосрочного соглашения с заказчиком технические специалисты Группы ЭНЕРГАЗ осуществляют комплексное техобслуживание системы газоподготовки, а также поставку комплектующих и расходных материалов.

Газокомпрессорная установка для испытательного стенда газотурбинных двигателей ПАО «ОДК-УМПО»

ПАО «ОДК-Уфимское моторостроительное производственное объединение» – крупнейший разработчик и производитель авиационных двигателей в России. Наряду с авиационными двигателями ОДК-УМПО выпускает продукцию для газотранспортной отрасли и газотурбинной энергетики:

- газоперекачивающие агрегаты ГПА-16Р и ГПА-16-АЛ;
- газотурбинные установки для электростанций ГТЭ-18, ГТЭ-10/95 и ГТЭ-10/95БМ;
- газотурбинные приводы АЛ-31СТН для ГПА;
- газотурбинные приводы АЛ-31СТЭ для ГТЭ.

Начиная с ноября 2012 года, действует испытательный стенд, построенный АО «Уфа-АвиаГаз» (дочернее предприятие ОДК-УМПО). Комплекс осуществляет эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей (ГТД) АЛ-31СТ, применяемых в газоперекачивающих агрегатах и на электростанциях.

Одним из ключевых параметров привода является его ресурс, измеряемый в часах и циклах нагрузок. Так, например, АЛ-31СТН – базовый двигатель в ГПА – по своему предназначению должен обладать повышенным ресурсом и высокой степенью надежности в различных условиях эксплуатации.

ФОТО 3. Испытательный стенд газотурбинных двигателей АЛ-31СТ

ФОТО 4. Газокомпрессорное оборудование в составе стенда ПАО «ОДК-УМПО»

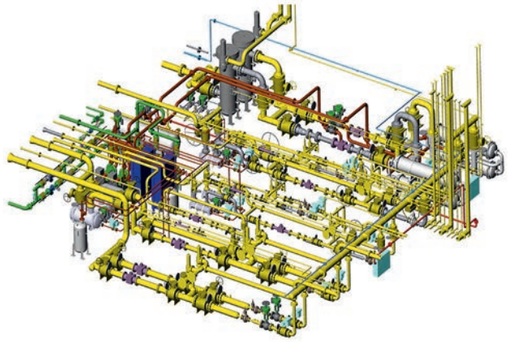


РИСУНОК 1. Схема размещения оборудования в модуле подготовки топливного газа №1

ФОТО 5. МПТГ-1 установлен на площадке УКПГиК Восточно-Уренгойского лицензионного участка

Уникальный по своим возможностям стенд ОДК-УМПО (фото 3) позволяет испытывать отдельные агрегаты и узлы, а также всю конструкцию двигателя при значительно ускоренных циклических нагрузках в искусственно созданных экстремальных условиях (по сравнению с естественными условиями эксплуатации). При этом тестируются конструкции рабочих лопаток и опор турбин высокого давления, от работоспособности которых зависит общий ресурс и надежность привода.

В рамках модернизации стенд оснащается дожимной компрессорной установкой (ДКУ) для бесперебойного снабжения испытуемых ГТД топливным газом с установленными параметрами. ДКУ, поставленная компанией ЭНЕРГАЗ, будет компримировать газ до необходимого рабочего уровня (2,8…3,2 МПа) и подавать его на газогенератор приводов в процессе их тестирования.

Оборудование (фото 4) разработано по специальному проекту, предназначено для работы в условиях высокой интенсивности запусков и остановов при разной продолжительности испытаний. Производительность ДКУ составляет 6 500 м^3/ч.

В комплект поставки входит двухуровневая система автоматизированного управления и регулирования (САУиР), интегрируемая в АСУ ТП стенда. Первый уровень САУиР – отсек управления ДКУ, размещенный внутри блок-модуля установки и отделенный от технологической части (машинного зала) газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Второй уровень – пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место – АРМ), расположенный в операторном центре объекта.

Поэтапный ввод в действие ДКУ топливного газа осуществляет компания «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ). Выполняются шефмонтаж, пусконаладка и индивидуальное тестирование оборудования, комплексное опробование ДКУ в сопряжении с газотурбинным двигателем, а также обучение эксплуатирующего персонала заказчика.

Для ЭНЕРГАЗа это уже четвертый аналогичный проект. Ранее компрессорными установками были оснащены стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон–Пермские моторы», АО «ОДК–Газовые турбины» и ЗАО «Невский завод».

В течение года специалисты Группы ЭНЕРГАЗ выполняли работы на 33 объектах – от Калининграда до Владивостока

Многоблочная установка подготовки топливного газа для объектов Восточно-Уренгойского участка АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть)

Восточно-Уренгойский лицензионный участок расположен на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого АО. С запуском этого участка годовой объём добычи газа «Роспан Интернешнл» увеличится практически в 5 раз и достигнет уровня 19 млрд кубометров.

Для полномасштабного освоения промысла здесь создается установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). Проектная мощность объекта по объёму подготовки природного газа составит:

- 16,7 млрд кубометров осушенного газа в год;
- до 4,5 млн тонн стабильного газового конденсата;
- свыше 1 млн тонн пропан-бутановой фракции.

УКПГиК оснащается многоблочной установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ».

Данная УПТГ будет осуществлять фильтрацию, учет, подогрев, редуцирование и в параллельном режиме снабжать газом (с отличающимися параметрами по давлению, температуре и расходу) объекты основного и вспомогательного назначения. Среди них – котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, установка низкотемпературной сепарации, установка регенерации метанола, узлы входных шлейфов, факельная установка, дожимная компрессорная станция

ФОТО 6. Строящаяся Грозненская ТЭС

низконапорных газов, установка стабилизации конденсата.

УПТГ включает два модуля подготовки топливного газа (МПТГ). Каждый модуль состоит из отдельных блок-боксов с оборудованием, которые состыкованы между собой в единое блок-здание с общей кровлей.

МПТГ-1 (рисунок 1 и фото 5) является основным, диапазон его проектной производительности по газу составляет 93…90 400 нм³/ч. Модуль подготовки топливного газа № 2 – резервный, установленная производительность МПТГ-2 составляет 93...32 612 нм³/ч.

Установка подготовки топливного газа спроектирована и изготовлена с учетом климатических условий региона и рассчитана на интенсивный режим эксплуатации.

Важно, что УПТГ «ЭНЕРГАЗ» будет также снабжать топливом газотурбинную электростанцию собственных нужд, возводимую на площадке УКПГиК. ГТЭС мощностью 105 МВт обеспечит электроэнергией объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и газового конденсата Восточно-Уренгойского участка. Новая станция состоит из семи газотурбинных установок Titan 130 (Solar) номинальной мощностью по 15 МВт.

Дожимная компрессорная станция в составе Грозненской ТЭС

Строительство теплоэлектростанции (фото 6) ведется в г. Грозном на площади свыше 20 га на территории бывшей Грозненской ТЭЦ-3. Основа энергоблоков Грозненской ТЭС – две газотурбинные установки (ГТУ) Siemens SGT5-2000E мощностью 180 МВт каждая. Установленная электрическая мощность станции – 360 МВт.

Эксплуатирующая организация – ПАО «ОГК-2». Проект реализуется Группой «Газпром энергохолдинг» в рамках системы договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Грозненская ТЭС является финальным проектом ДПМ компаний этой Группы.

Основное и резервное топливо для газовых турбин – природный газ. Непрерывную подачу топливного газа на ГТУ обеспечит ДКС, состоящая из трех модульных компрессорных установок (КУ) Enerproject.

Все работы по вводу ДКС проводятся ведущими инженерами Группы ЭНЕРГАЗ – официального представителя и партнера швейцарской компании Enerproject SA в России.

Давление газа на входе в КУ составляет 0,85…1,2 МПа, на выходе – 2,4…2,5 МПа. Производительность каждого дожимного компрессора (номинальная – 34 200 кг/ч, максимальная – 39 240 кг/ч) составляет до 100% максимального расхода газового топлива на одну турбину. Два работающих агрегата дают в сумме необходимый расход газа на два газотурбинных энергоблока. Третий компрессор находится в готовности к включению по АВР (автоматическое включение резерва).

Системы автоматизированного управления КУ размещаются в отдельных контейнерах, расположенных в непосредственной близости от блоков-модулей с технологическим оборудованием (фото 7). Локальные САУ объединяются при помощи функции группового регулирования.

В итоге, компрессорная станция способна поддерживать в автоматическом режиме требуемые параметры газового топлива на входе в блок регулирования ГТУ. При этом в случае отказа одной из двух работающих КУ оставшаяся в работе установка максимально быстро (не более чем за 3–5 сек) набирает номинальную производительность, а резервный агрегат в течение не более 40 сек обеспечивает необходимую производительность ДКС для работы энергоблоков без снижения общей нагрузки ГТУ.

ФОТО 7. Блок-модуль с технологическим оборудованием и аппарат воздушного охлаждения КУ

ФОТО 8. Технологический отсек блочного пункта подготовки газа для ТЭЦ «Восточная»

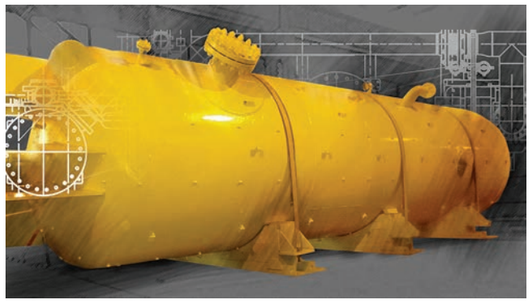


ФОТО 9. Газовый ресивер объемом 25 кубометров

Комплекс оборудования для топливоснабжения ГТУ-ТЭЦ «Восточная» (Владивосток)

Во Владивостоке АО «РАО Энергетические системы Востока» (Группа «РусГидро») завершает строительство ТЭЦ «Восточная». Объект входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания». Генеральный подрядчик строительства – АО «Энергоремонт», генеральный проектировщик – АО «Сибирский ЭНТЦ».

ТЭЦ «Восточная» состоит из трех энергоблоков, созданных на базе газотурбинных установок LM6000 PF Sprint производства GE Energy (мощностью по 46,5 МВт) и котлов-утилизаторов «ЭМАльянс». Здесь же построена пиковая водогрейная котельная. Электрическая мощность новой ГТУ-ТЭЦ составляет 139,5 МВт, тепловая – 421 Гкал/ч в горячей воде и 11 т/ч в паре.

Основное топливо – природный газ. Для газотурбинных энергоблоков новой станции установлена система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ». СПГ обеспечит проектное качество топлива по чистоте, температуре, давлению и расходу. Основные элементы системы – дожимная компрессорная станция в составе трех двухступенчатых компрессорных установок, блочный пункт подготовки газа и газовый ресивер.

БППГ производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ) – это многофункциональная технологическая установка модульного типа. Номинальная производительность БППГ составляет 40 000 м³/ч.

Пункт оборудован узлом коммерческого учета газа с расходомерами, высокоэффективной сепарационной системой с коалесцирующими фильтрами-скрубберами (фото 8), системой дренажа конденсата с дренажным резервуаром. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги (размером свыше 10 мкм) достигает 99,98%.

Оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает проектные параметры газа по чистоте, температуре, давлению и расходу

Блочный пункт размещается в отдельном звуко- и теплоизолированном модуле с интеграцией оборудования на единой раме и оснащен системами жизнеобеспечения и безопасности.

ДКС, поставленная ЭНЕРГАЗом, служит для компримирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ под рабочим давлением 4,81 МПа. Каждая из трех компрессорных установок имеет производительность 18 000 м³/ч.

В двухступенчатых КУ применяется технология сжатия газа в два этапа, без промежуточного охлаждения. Это обеспечивает стабильную работу ДКС во всем диапазоне изменения давления на всасывании, вне зависимости от питающей линии.

Каждая КУ оборудована двухуровневой системой регулирования производительности (байпасная линия и золотниковое регулирование). Компрессорные установки находятся в собственных всепогодных укрытиях; снабжены системами рабочего и аварийного освещения, обогрева и вентиляции помещения, газообнаружения и пожаротушения, системами индивидуального маслообеспечения и газоохлаждения.

Система газоподготовки и газоснабжения также включает газовый ресивер объемом 25 кубометров (фото 9), предназначенный для сглаживания пульсаций давления в газораспределительной сети. При отключении подачи топлива ресивер обеспечивает плавность останова газовых турбин электростанции.

ДКС ангарного типа для ГТЭС Южно-Нюрымского месторождения ПАО «Сургутнефтегаз»

С конца 2017 года на Южно-Нюрымском месторождении ПАО «Сургутнефтегаз» действует газотурбинная электростанция (ГТЭС) собственных нужд.

ГТЭС работает в когенерационном цикле – производит электроэнергию и тепло для промысловой инфраструктуры. Станция состоит из двух энергоагрегатов «Урал-4000» (АО «ОДК-Авиадвигатель») электрической мощностью по 4 МВт, выполненных на основе газотурбинных установок ГТУ-4П. Для выдачи тепла установлены утилизационные теплообменники суммарной мощностью 8 МВт.

ФОТО 10. Компрессорные установки снабжают попутным газом Южно-Нюрымскую ГТЭС

ФОТО 11. ДКС ангарного типа размещается в отдельном капитальном здании

Режим работы объекта – круглосуточный, круглогодичный. Оборудование ГТЭС имеет полное резервирование. Это исключает ее полный останов при проведении планово-предупредительных и ремонтных работ.

Действуя непосредственно на месторождении, ГТЭС использует в качестве топлива попутный нефтяной газ. Компримирование ПНГ и его подачу в турбины под рабочим давлением 2 МПа обеспечивает дожимная компрессорная станция. ДКС ангарного типа включает две компрессорные установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров (фото 10). Единичная производительность КУ составляет 6000 м³/ч.

Очистку газа на входе в каждый компрессор осуществляет высокоэффективный сепаратор – двухступенчатый фильтр-скруббер с системой автоматического дренажа. Технологическая схема ДКС предусматривает также обеспечение установленной температуры подачи газа на ГТЭС.

КУ размещаются внутри отдельного капитального здания (фото 11). Режим работы установок в составе объекта нефтегазодобывающего комплекса – непрерывный, с плановыми остановами на техническое обслуживание.

Шефмонтаж, пусконаладку, собственные испытания и проверку работоспособности ДКС в ходе комплексного опробования газотурбинной электростанции, выполнил «СервисЭНЕРГАЗ».

Система комплексной подготовки газа для энергоблоков Прегольской ТЭС (Калининград)

В Калининграде продолжается возведение Прегольской ТЭС. Заказчиком строительства является компания «Калининградская генерация». Управление проектом осуществляет ООО «Интер РАО – Управление электрогенерацией». Генеральный подрядчик – ООО «Интер РАО – Инжиниринг».

Реализация проекта сделает энергосистему Калининградской области более маневренной. Общая установленная мощность ТЭС составляет 456 МВт. Это будет самая мощная электростанция новой генерации, которая станет основой энергобезопасности всего региона.

ППГ, изготовленный компанией ЭНЕРГАЗ, установлен на территории Калининградской ТЭЦ-2, с которой соседствует строящаяся ТЭС. Пункт подготовки газа – это технологическая установка, включающая в себя несколько блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже состыкованы между собой в единое здание. Исключение составляет входной блок фильтрации, который имеет внешнее исполнение на открытой раме (рисунок 2 и фото 12).

Помимо входного блока фильтрации пункт оснащен системой тонкой очистки газа, узлом дренажа конденсата (с дренажным резервуаром объемом 10 м3), блоком коммерческого учета газа с ультразвуковыми

Общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составляет более 10 000 000 часов

Станция состоит из четырех парогазовых установок. В составе каждой ПГУ следующее оборудование:

- газовая турбина типа 6F.03 мощностью 77,9 МВт производства ООО «Русские газовые турбины»;
- котёл-утилизатор производства АО «Подольский машиностроительный завод»;
- паровая турбина производства ПАО «Силовые машины».

Снабжение топливом турбин 6F.03 обеспечит пункт подготовки газа.

расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования. Для определения компонентного состава и теплотворной способности топлива ППГ также укомплектован потоковым газовым хроматографом непрерывного действия (калориметром) с устройством отбора проб.

Давление газа на входе в ППГ – 1,2…4,14 МПа. Номинальная производительность пункта составляет 106 000 нм³/ч.

ЭНЕРГАЗ также поставил для Прегольской ТЭС дожимную компрессорную станцию,

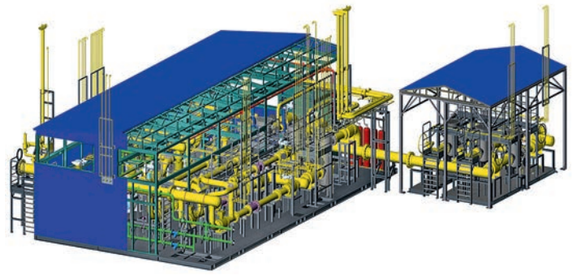


РИСУНОК 2. 3D модель многоблочного пункта подготовки газа «ЭНЕРГАЗ». Основной модуль и входной блок фильтрации

ФОТО 12. ППГ обеспечит топливом энергоблоки Прегольской ТЭС в Калининграде

состоящую из четырех блочно-модульных установок (фото 13). ДКС будет обеспечивать газоснабжение энергоблоков, если давление поступающего на электростанцию топливного газа будет ниже проектных параметров, определенных производителем газотурбинного оборудования.

Давление на линии нагнетания КУ варьируется в диапазоне 2,6…3,45 МПа. Единичная производительность (расход газа) установок составляет 35 500 нм³/ч.

Система фильтрации газа в КУ усилена – в каждый блок-модуль встроен дополнительный (страховочный) фильтр тонкой очистки газа. На общем выходном коллекторе ДКС установлен анализатор содержания паров масла в газе (допустимый уровень – не более 0,5 ppm).

Включенный в технологическую схему КУ каскад последовательных газоохладителей и газонагревателей обеспечивает «отбой» конденсата и устойчивое поддержание проектной температуры топлива для турбин.

ППГ и КУ полностью автоматизированы. Их локальные системы автоматизированного управления выведены в общий модуль управления, размещенный в отдельном укрытии. САУ интегрируются с верхним уровнем АСУ ТП и обеспечат дистанционное управление оборудованием, контроль загазованности в помещениях, вывод информации о состоянии всех элементов, узлов и систем на панель оператора.

Пункт подготовки газа, дожимная компрессорная станция и модуль управления составляют единый комплекс – систему газоподготовки и газоснабжения Прегольской ТЭС. ●

ФОТО 13. ДКС из четырех установок входит в состав системы комплексной подготовки газа

Каждый реализованный проект – это профессиональный жизненный этап. За прошедшие годы специалисты ЭНЕРГАЗа твердо усвоили: без полной самоотдачи и концентрации опыта, сил и воли успех невозможен. Такой личный подход и коллективная традиция сплоченной командной работы гарантируют воплощение самых смелых технологических новаций и масштабных проектов.

Коллектив ЭНЕРГАЗа признателен всем заказчикам и партнерам за совместную работу и сотрудничество в сегменте технологического оборудования комплексной подготовки газа.

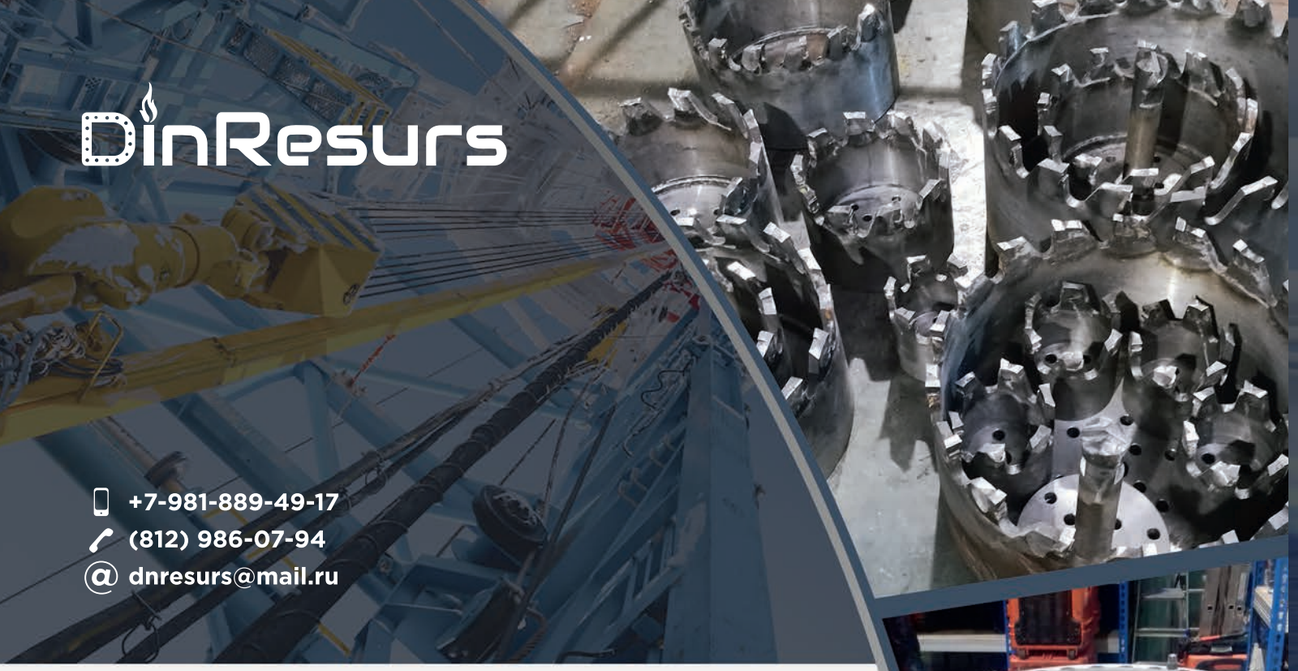
KEYWORDS: *ENERGAS, compressor stations, company, gas, compression equipment, gas treatment.*

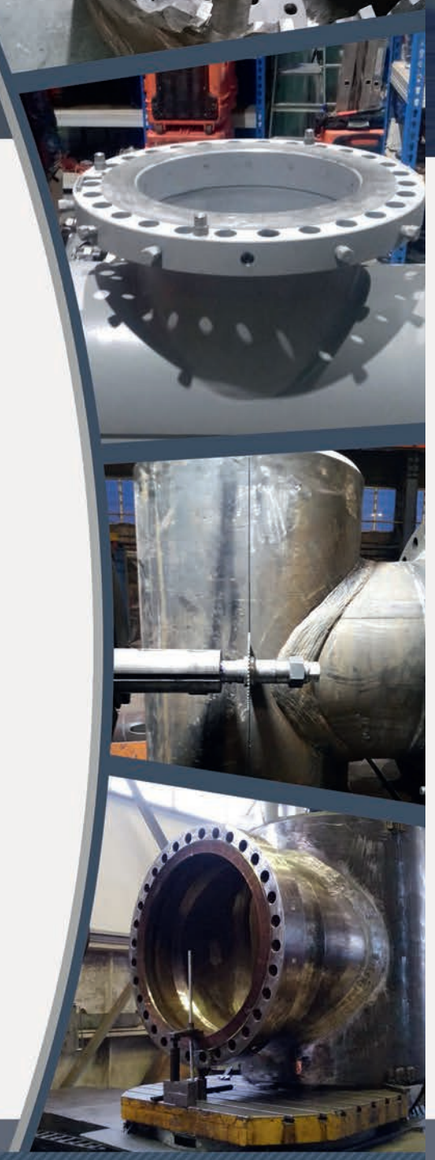
ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

DinResurs

+7-981-889-49-17
(812) 986-07-94
dnresurs@mail.ru





На собственных производственных мощностях предприятие разрабатывает и изготавливает серийное и несерийное оборудование для нефтегазовой отрасли, водоснабжения:

- оборудование для работ по врезке без снижения давления на действующих сетях газораспределения и газопотребления (УВГ-100, УВГ-200, УВГ-500, тройники и фитинги различного диаметра). Комплектуем всем необходимым инструментом и расходными материалами;
- тройники разрезные, нестандартное ремонтное оборудование;
- комплектация объектов в соответствии с проектной документацией заказчика в газовой и дорожной сфере (шаровые краны, дорожные ковера, конденсатосборники и т.п.);
- дорабатываем существующее оборудование российского и иностранного производства под требования клиента

РЕКЛАМА

www.DinResurs.ru

DinResurs

Компания «ДИНРЕСУРС» предоставляет услуги металлообработки на станках ЧПУ, занимается производством различных изделий из металла, оказывает услуги раскроя плазменной и лазерной резки металла толщиной до 300 мм. Выпускаемая компанией продукция сертифицирована, соответствует ГОСТ-Р, СТО ГАЗПРОМ. Ответственные сварочные работы проходят рентген и УЗК-контроль, работают сварщики с допусками НАКС

Оборудование для врезки

Инструменты (фрезы, сверла, коронки)

Пробка для газопровода и водоотводящей трубки

Тройники для установки врезки УВГ

Фитинги для врезки без снижения давления

Шаровые краны и изолирующие соединения

Адрес производства и склада:
Россия, Санкт-Петербург, Грузовой проезд, д. 17

КОМБИНИРОВАННАЯ КОМПОНОВКА УСТАНОВОК ГАЗООХЛАЖДЕНИЯ НА ЛИНЕЙНЫХ И ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

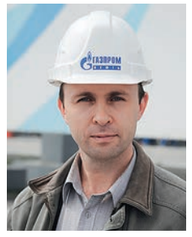
УДК 621.51

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ ДЛЯ САМЫХ РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДСТВ, СВЯЗАНО С РАЦИОНАЛЬНЫМ ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОТОРЫХ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ СТЕПЕНИ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛООБМЕНА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА ЛИНЕЙНЫХ И ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ (КС) СВЯЗАНО С ОПТИМИЗАЦИЕЙ РАБОТЫ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УЧАСТКОВ (ТУ), ОПТИМАЛЬНАЯ РАБОТА КОТОРЫХ В ТОМ ЧИСЛЕ ЗАВИСИТ ОТ КОМПОНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ

THE SOLUTION OF TASKS POWER AND RESOURCE-SAVING FOR THE MOST VARIOUS PRODUCTIONS, IS CONNECTED WITH RATIONAL PLANNING OF THE MODES OF THEIR FUNCTIONING WHICH EFFICIENCY SUBSTANTIALLY IS DEFINED BY EFFICIENCY OF PROCESSES OF HEAT EXCHANGE. DEFINITION OF TEMPERATURE CONDITIONS OF COOLING OF GAS AT THE LINEAR AND BOOSTER COMPRESSOR STATIONS (CS) IS CONNECTED WITH OPTIMIZATION OF WORK OF THE RESPECTIVE TECHNOLOGICAL SITES (TS) WHICH OPTIMUM WORK INCLUDING DEPENDS ON CONFIGURATION OF THE EQUIPMENT

Ключевые слова: *линейная, дожимная компрессорная станция, установка воздушного охлаждения газа, компоновка оборудования, ресурсосбережение.*

Январев Игорь Анатольевич,
главный специалист технического отдела ОАО «Сибнефтетранспроект», доцент кафедры «Теплоэнергетика», Омский государственный технический университет, институт ЭНИ, к.т.н.



Ваняшов Александр Дмитриевич,
начальник отдела по проектированию компрессорных станций, ОАО «Сибнефтетранспроект», доцент кафедры «Холодильная и компрессорная техника и технология», Омский государственный технический университет, институт НХИ, к.т.н.

Крупников Антон Владимирович,
главный инженер ОАО «Сибнефтетранспроект»

Совершенство преобразования энергии, рациональное использование материальных и топливно-энергетических ресурсов для самого широкого спектра теплотехнических систем и установок в значительной степени определяются эффективностью режимов их функционирования [1–5].

Повышение эффективности установок воздушного охлаждения газа (УВОГ) на линейных компрессорных станциях магистральных газопроводов (МГ) развивается в двух направлениях.

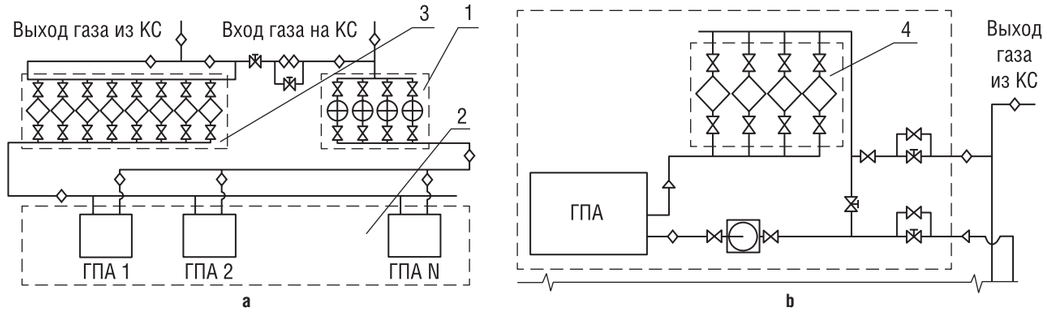
С одной стороны, в плане конструктивного совершенствования разработаны новые аппараты воздушного охлаждения (АВО) с увеличенным количеством вентиляторов, для которых понижена мощность приводного двигателя [3, 5].

С другой стороны, в плане совершенствования систем автоматического управления (САУ) непосредственно тепловым режимом с целью достижения оптимальной температуры охлаждения газа после УВОГ используются различные способы регулирования: дискретное аппаратное; дискретное порядное; частотное; комбинированное дискретно-частотное [5–8].

Соответственно, для дожимных компрессорных станций (ДКС) можно выделить дополнительно еще два направления. При переходе работы ДКС на две и более ступени сжатия предполагается использование новой компоновки, как имеющихся газоперекачивающих агрегатов (ГПА), так и АВО. Перекомпоновка при этом может быть проведена на соответствующих площадках, что позволит более эффективно использовать имеющиеся аппараты и снизить необходимое их число [9, 10].

В свою очередь, в условиях постепенного снижения объемов добычи газа (объемов компримирования)

РИС. 1. Общецеховая (а) и модульная (b) компоновка оборудования компрессорной станции



1 – площадка для УОГ, 2 – площадка для ГПА, 3 – площадка для общецеховой УВОГ, 4 – площадка для модульной УВОГ

в течение многолетней эксплуатации определение оптимального числа включенных в процесс охлаждения АВО, общего числа работающих вентиляторов или доли загрузки всех вентиляторов при частотном регулировании, также зависит от компоновки оборудования [10].

Таким образом, повышение эффективности температурных режимов охлаждения газа на линейных и дожимных компрессорных станциях (КС) связано с оптимизацией работы соответствующих технологических участков (ТУ), состав и особенности оптимальной работы которых зависят от целого ряда перечисленных выше факторов, в том числе от компоновки оборудования.

Объектом исследования в общем случае является технологический участок, включающий две компрессорные станции, соединенные линейным участком (ЛУ). Одна из них может быть дожимной, состоящей из двух и более ступеней сжатия (компрессорных цехов ДКС), после каждого из которых расположены установки воздушного охлаждения газа, состоящие из различного числа АВО. В свою очередь, линейная КС объединяет установку очистки газа (УОГ), газоперекачивающий агрегат (ГПА) и УВОГ. Состав и особенности оптимальной работы ТУ зависят от ряда факторов, среди которых можно выделить: назначение КС (дожимная, линейная, концевая); период эксплуатации (круглогодичный, сезонный); компоновка оборудования (общецеховая, модульная); тип аппаратов воздушного охлаждения газа (двух- и шестивентиляторные); способ регулирования охлаждения (дискретный, частотный, комбинированный).

Метод структурно-функционального анализа

В настоящее время известны и широко применяются общецеховая (рис. 1а) и модульная (рис. 1б) компоновка оборудования КС и, в частности, компоновка газоперекачивающего агрегата (ГПА) и установки воздушного охлаждения газа (УВОГ) [8, 9].

Традиционная общецеховая схема компоновки компрессорного цеха (КЦ) станции (рис. 1а) предполагает объединение технологических агрегатов по функциональному признаку и установку их на отдельных площадках. Таким образом, выделяется установка очистки газа, площадка ГПА, установка воздушного охлаждения газа, а также вспомогательные установки (подготовка топливного и импульсного газа, емкость сбора продуктов очистки газа и др.).

При этом для выравнивания производительности по элементам установок и снижения возможных пульсаций давления в основном применяется кольцевая схема обвязки технологических установок. На каждой установке необходимо наличие резервного агрегата, подключенного параллельно рабочим, для поддержания необходимого режима работы КС в случае остановки одного из рабочих агрегатов для планового осмотра или ремонта.

Для снижения затрат на строительство и увеличения эффективности в последнее время применяются компрессорные станции с модульной компоновкой КЦ (рис. 1б). Данное техническое решение подразумевает объединение аппарата очистки (пылеуловитель – ПУ), ГПА и аппарата воздушного охлаждения (АВО) в единый технологический модуль (ТМ), который является самостоятельной составляющей КЦ.

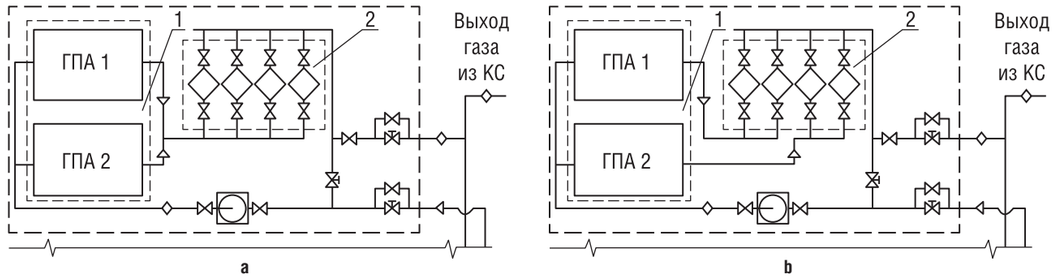
В более узком смысле понятие «модульный КЦ» и «модульный ГПА» обозначают агрегатный принцип формирования оборудования и систем, т.е. ГПА включает в себя УВОГ, пылеуловитель и вспомогательные системы.

Преимущества модульной компоновки по сравнению с классической общецеховой заключаются в основном в легко наращиваемой мощности КЦ КС, снижении газодинамических потерь в трубопроводах, в повышении эффективности использования энергетического оборудования, снижении стоимости и сроков строительства КС, снижении площади КЦ и эксплуатационных затрат.

Однако есть у варианта модульной компоновки и недостатки, к числу которых относится значительное повышение количества требуемых аппаратов охлаждения газа.

В ряде случаев, например при малой производительности одного отдельного ГПА, возможно применение комбинированного варианта компоновки установок воздушного охлаждения газа (рис. 2) линейной КС, при котором два (и более) газоперекачивающих агрегата могут быть объединены в группу и в один модуль с общей для них установкой воздушного охлаждения газа.

РИС. 2. Комбинированная общая (a) и раздельная (b) компоновка оборудования компрессорной станции



1 – площадка для группы ГПА, 2 – площадка для комбинированной УВОГ

Большая часть запасов природного газа России характеризуется низкими значениями пластовых давлений и температур, что диктует необходимость использования дожимных компрессорных станций. В свою очередь, снижение пластового давления и объемов добычи газа на месторождениях в целях энергосбережения и поддержания необходимых транспортных параметров газа обусловливает применение двух и более ступеней сжатия (компрессорных цехов), сменных проточных частей газовых компрессоров, обеспечивающих увеличение отношения давлений по мере падения пластового давления; поддержание проектной производительности; снижение мощности газоперекачивающих агрегатов [10].

Так, поэтапный переход на трехступенчатую схему сжатия для ДКС Западно-Таркосалинского газового месторождения связан с изменением числа и компоновки ГПА по компрессорным цехам (рис. 3). В частности, при переходе на двухступенчатую схему сжатия (2008 г.) к компрессорному цеху КЦ-1, состоящему из четырех ГПА, добавляется компрессорный цех КЦ-2.1, также включающий четыре ГПА. Все ГПА КЦ-2.1 образуют первую ступень сжатия (три ГПА работающих, один в резерве), а все ГПА КЦ-1 – вторую ступень.

При переходе на трехступенчатую схему сжатия (2015 г.) к компрессорным цехам КЦ-2.1 и КЦ-1 добавляется компрессорный цех КЦ-2.2, включающий только один ГПА. При этом проводится перекомпоновка ГПА с образованием трех ступеней сжатия: первая ступень включает один ГПА из КЦ-2.2 и два ГПА из КЦ-2.1 (два ГПА работающих, один в резерве); вторая ступень сжатия включает два ГПА из КЦ-2.1 и один ГПА из КЦ-1; третья ступень сжатия включает три ГПА из КЦ-1 (рис. 3).

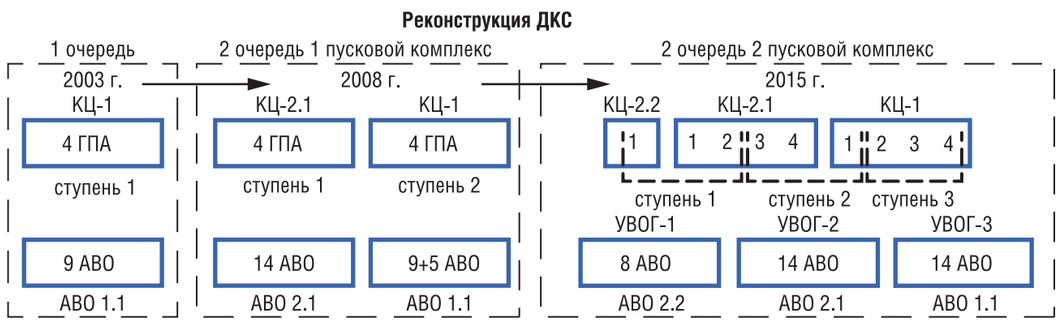
Аналогично путем увеличения числа и перекомпоновки могут быть проведены изменения и для АВО на площадках АВО 1.1, АВО 2.1 и АВО 2.2. Перекомпоновка позволит более эффективно использовать имеющиеся аппараты и снизить их число.

Метод энергетического анализа компоновки оборудования

Оптимизация работы технологического участка предполагает определение оптимальных температурных режимов охлаждения газа на компрессорных станциях, в том числе ДКС, причем доминирующим параметром при их формировании (а также при реализации регулирования) является температура охлаждения газа (после УВОГ) $t_{охл\ opt}$. В частности, уровень $t_{охл\ opt}$ обеспечивается при дискретном регулировании – количеством включенных вентиляторов АВО, а при частотном регулировании – путем изменения их производительности. Определение рекомендуемых температур охлаждения газа в АВО и предпочтительной компоновки оборудования K может быть проведено на этапе энергетической оптимизации для заданной части технологического участка.

В рамках используемой методики задача определения оптимальных температурных режимов охлаждения газа и компоновки оборудования K на КС позволяет определить годовые эксплуатационные расходы на привод вентиляторов, используя график загрузки станции (объем компримируемого газа $Q_{K\ m}$),

РИС. 3. Этапы реконструкции ДКС Западно-Таркосалинского газового месторождения компрессорной станции



на правах рекламы *Azimut Bonus - Азимут Бонус; **E-mail - Электронная почта

ТАБЛИЦА 1. Годовые объемы компримируемого газа ДКС до 2025 года

Годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
$Q_к$,%	100,0	91,18	79,79	70,65	63,94	61,41	58,0	41,56	36,1	32,17	31,9

последовательно для каждого *m*-го месяца, среднюю температуру атмосферного воздуха *m*-го месяца $t_{a\,m}$, среднюю температуру компримированного газа, поступающего в УВОГ из соответствующей ступени сжатия $t_{k\,m}$, давление компримированного газа, поступающего в УВОГ из соответствующей ступени сжатия $p_{к\,m}$.

В качестве локальных критериев эффективности УВОГ при этом можно принять потребление электроэнергии $N_{эл}$, ее стоимость $C_{охл}$, а также срок окупаемости $\tau_{окуп}$ [8]. Тогда при сезонной эксплуатации в течение 12-ти месяцев задачу оптимизации температурного режима можно сформулировать следующим образом:

$$\begin{cases} \psi = \underset{U}{opt}\,\psi(\,t_{охл\ opt}, t_a, t_к, p_к, Q_к, K) \\ U = \left\{ t_{охл\ opt} = t_{охл}^{ДР} = t_{охл}^{ЧРП}, K \right\}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\psi=\{N_{эл},\ C_{охл},\ \tau_{окуп}\};\ t_{охл\ opt}=\{t_{охл\ opt\ m}\};$

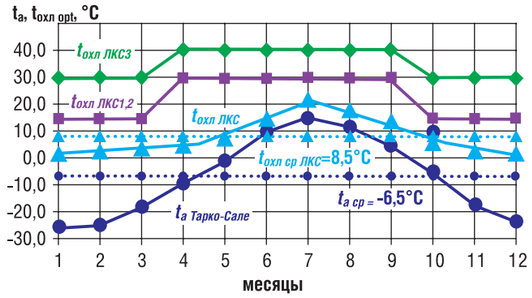
$t_a=\{t_{a\,m}\};\ t_к=\{t_{к\,m}\};\ p_к=\{p_{к\,m}\};\ Q_к=\{Q_{к\,m}\};\ m=\overline{1,12}.$

В рамках практики проектирования линейных компрессорных станций оптимальные значения $t_{охл\ opt\ m}$ для каждого *m*-го месяца могут быть получены на этапе энергетической оптимизации для технологического участка, включающего КС1, линейный участок, КС2. При этом, согласно нормам технологического проектирования магистральных газопроводов (МГ), полученные значения должны удовлетворять правилу: среднегодовая температура охлажденного газа должна приниматься на 10–15 °С выше расчетной среднегодовой температуры атмосферного воздуха.

Для дожимных компрессорных станций, с учетом специфики технологического участка и общей схемы газового промысла (наличие трех ступеней сжатия, УВОГ после каждой ступени блока осушки, располагаемых после концевой ступени сжатия дополнительной УВОГ, станции охлаждения газа) требования к температуре охлажденного газа после ступеней сжатия согласно нормам технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий могут быть сформулированы в следующем виде: для промежуточных ступеней сжатия температура охлажденного в УВОГ газа ($t_{охл}$ ДКС1,2) в зимний период должна быть не более 15 °С, а в летний период не более 30 °С; для концевой ступени сжатия температура охлажденного в УВОГ газа ($t_{охл}$ ДКС3) в зимний период должна быть не более 30 °С, а в летний период не более 40 °С. На рис. 4 отражены рекомендуемые температурные графики для района города Тарко-Сале (Ямало-Ненецкий автономный округ) для линейной и дожимной КС с тремя ступенями сжатия.

Для повышения эффективности многоступенчатой УВОГ на ДКС с тремя ступенями сжатия исследуемого ТУ, в условиях постепенного снижения объемов добычи газа (объемов компримирования) в течение многолетней эксплуатации необходимо определить:

РИС. 4. Рекомендуемые температуры атмосферного воздуха и охлажденного газа для района города Тарко-Сале



оптимальное число включенных в процесс охлаждения АВО для каждой *s*-й ступени, каждого *g*-го года эксплуатации *NTA sg*; общее число работающих вентиляторов *NB sg* для включенных в процесс охлаждения АВО или долю загрузки всех вентиляторов включенных в процесс охлаждения АВО при частотном регулировании, а также предпочтительную компоновку оборудования *K*. Тогда при сезонной эксплуатации задачу оптимизации многоступенчатой УВОГ ДКС можно сформулировать следующим образом:

$$\begin{cases} \psi = \underset{U}{opt}\,\psi(\,t_{охл\ opt}, t_a, t_к, p_к, Q_к, K) \\ U = \left\{ NTA_{УВОГ\ sg}^{вкл}, NB_{УВОГ\ sg}^{раб}, K \right\}, \end{cases} \quad (2)$$

где $\psi=\{N_{эл}\};\ t_{охл\ opt}=\{t_{охл\ opt\ mg}\};\ t_a=\{t_{a\,mg}\};\ t_к=\{t_{к\,smg}\};$

$p_к=\{p_{к\,smg}\};\ Q_к=\{Q_{к\,mg}\};\ s=\overline{1,3};\ m=\overline{1,12};\ g=\overline{1,G}.$

В табл. 1 отражены расчетные значения объемов компримируемого газа до 2025 года.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

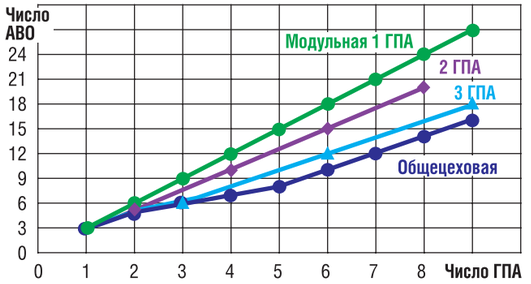
На основе численных исследований для различных линейных КС проведен анализ технических решений по числу АВО, образующих УВОГ при модульной компоновке в зависимости от числа ГПА в группе. Результаты данного анализа отражены в табл. 2.

ТАБЛИЦА 2. Число АВО в УВОГ при модульной компоновке в зависимости от числа ГПА

Число ГПА в группе	1	2	3
Число АВО в УВОГ при модульной компоновке	3	5	6

С учетом данных табл. 2, а также численных исследований по определению необходимого числа АВО в УВОГ при общецеховой компоновке (на примере АВО типа 2АВГ-75С) получены результаты, отраженные на рис. 5.

РИС. 5. Число АВО в УВОГ в зависимости от числа ГПА в группе для модульной и общецеховой компоновки



Как следует из полученных результатов минимальное число АВО в УВОГ при различном числе ГПА в компрессорном цехе, обеспечивающее требуемое охлаждение газа, достигается для общецеховой компоновки. Максимальное число АВО в УВОГ необходимо при модульной компоновке, где в группу ГПА (в модуль с УВОГ) входит один ГПА.

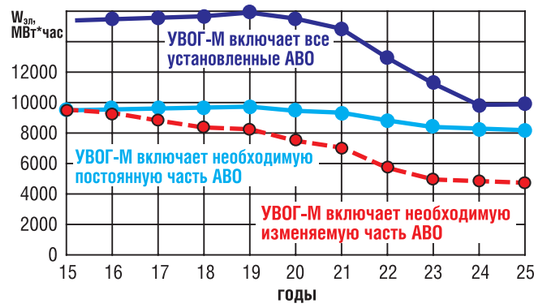
Например, если число ГПА в КЦ составляет 8 шт., то для общецеховой УВОГ необходимо 14 АВО. В то же время для того же КЦ для всех модульных УВОГ, связанных с одним ГПА, необходимо 24 АВО.

Снижение требуемого числа АВО для всех модульных УВОГ может быть достигнуто при образовании группы ГПА, работающей на одну модульную установку. Например, для того же КЦ при объединении двух ГПА в группу и в один модуль с общей для них установкой воздушного охлаждения газа (комбинированная компоновка) для всех модульных УВОГ необходимо 20 АВО. Это на 17 % меньше, чем модульных УВОГ с одним ГПА Дальнейшее снижение требуемого числа АВО может быть достигнуто при объединении в группу трех ГПА.

С другой стороны, как показывают результаты численных исследований ДКС (рис. 3), с началом ощутимого падения объема компримируемого газа (после 2021 года) наблюдается снижение скорости газа и, следовательно, потерь давления. При включении в процесс охлаждения всех установленных АВО расчетные значения потерь давления в многоступенчатой УВОГ-М после каждой ступени значительно меньше допустимых ($dPдоп$ = 0,03 МПа). Например, для УВОГ-1 (после первой ступени) $dp1$ = 0,002–0,02 МПа, для УВОГ-2 $dp2$ = 0,0004–0,004 МПа, для УВОГ-3 $dp3$ = 0,0002–0,002 МПа. Это позволяет уменьшить необходимое число включенных в процесс охлаждения АВО.

Результаты расчетов энергопотребления многоступенчатой УВОГ при включении в процесс охлаждения всех установленных АВО, необходимой постоянной части АВО, определенной по условиям 2015 г., необходимой изменяемой части АВО, которая определяется по условиям каждого года эксплуатации вплоть до 2025 г. при постепенном снижении объемов компримирования приведены на рис. 6.

РИС. 6. Расход электроэнергии на привод вентиляторов УВОГ-М с разным числом АВО



В табл. 3 отражены расчетные значения количества включенных в процесс охлаждения аппаратов многоступенчатой УВОГ при определении изменяемой части АВО по условиям каждого года эксплуатации вплоть до 2025 года.

Как следует из полученных результатов, при включении в процесс охлаждения необходимой изменяемой части АВО наблюдается снижение энергопотребления, необходимого для охлаждения газа после каждой ступени сжатия и в целом для всей установки. Общая сумма энергозатрат на привод вентиляторов при эксплуатации многоступенчатой УВОГ с необходимой изменяемой частью АВО в период с 2015 по 2025 гг. снижается от величины 100 950,6 МВт час (УВОГ с необходимой постоянной частью АВО) до значения 80 134,2 МВт час ($\Delta Wдоп$ = 20816,4 МВт), что составляет около 20 %.

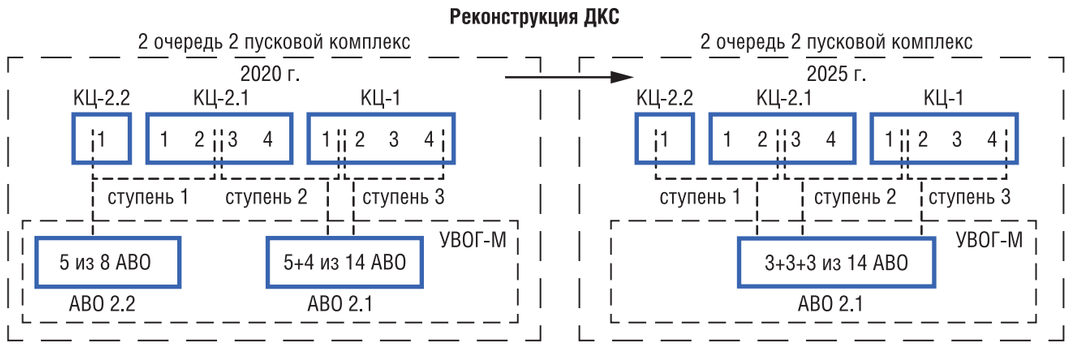
При этом необходимое оптимальное число АВО для обеспечения заданного охлаждения газа в период с 2015 по 2025 гг. уменьшается для УВОГ-1 (после первой ступени) с восьми до трех, для УВОГ-2 – с шести до трех, для УВОГ-3 – с пяти до трех. В целом для многоступенчатой УВОГ-М число АВО снижается на 53 %. В результате становится возможным использование комбинированной компоновки многоступенчатой УВОГ для группы компрессорных цехов, этапы которой отражены на рис. 7.

Использование комбинированной компоновки многоступенчатой УВОГ для групп цехов в период с 2015 по 2025 гг. позволяет вывести из эксплуатации вначале площадку АВО 1.1, состоящую из 14 АВО, а затем и площадку АВО 2.2, состоящую из 8 АВО.

ТАБЛИЦА 3. Количество включенных аппаратов УВОГ с изменяемым числом АВО

Годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
NTA УВОГ-1	8	7	6	6	5	5	5	4	4	3	3
NTA УВОГ-2	6	6	6	6	6	5	5	4	3	3	3
NTA УВОГ-3	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3

РИС. 7. Комбинированная компоновка многоступенчатой УВОГ для групп цехов



Проведенный анализ показывает, что для комбинированного варианта компоновки возможно обеспечение требуемых режимов охлаждения при меньшем числе АВО (на 15–20% для УВОГ линейной КС и на 25–50% для многоступенчатой УВОГ ДКС) при некотором повышении эксплуатационных затрат. Решение о целесообразности комбинированного варианта компоновки возможно при рассмотрении конкретной компрессорной станции, с учетом специфики ее функционального назначения, наращивания мощности КЦ КС, газодинамических потерь в трубопроводах, эффективности использования энергетического оборудования, стоимости и сроков строительства КС, площади КЦ, условий эксплуатации.

Таким образом, из приведенных материалов и результатов расчета можно сделать следующие выводы:

1. В настоящее время известны и широко применяются общецеховая и модульная компоновка оборудования КС.
2. В ряде случаев, например при малой производительности одного отдельного ГПА, возможно применение комбинированного варианта компоновки установок воздушного охлаждения газа линейной КС, при котором два (и более) газоперекачивающих агрегата могут быть объединены в группу и в один модуль с общей для них УВОГ, что обеспечивает снижение числа требуемых для охлаждения газа АВО.
3. Для комбинированного варианта компоновки УВОГ линейной КС возможно обеспечение требуемых режимов охлаждения при меньшем числе АВО на 15–20%.
4. Поэтапный переход на трехступенчатую схему сжатия для ДКС связан с изменением числа и компоновки ГПА по компрессорным цехам. При этом проводится перекомпоновка ГПА с новым их распределением по компрессорным цехам. Аналогично могут быть проведены изменения и для АВО на соответствующих площадках. Перекомпоновка позволит более эффективно использовать имеющиеся аппараты и снизить их число.
5. С началом ощутимого падения объема компримируемого газа наблюдается снижение скорости газа и, следовательно, потерь давления. Для многоступенчатой УВОГ-М значения потерь давления после каждой ступени значительно меньше допустимых (*dPдоп* = 0,03 МПа). Это позволяет уменьшить в процессе эксплуатации необходимое число включенных в процесс охлаждения АВО. В результате становится возможным использование комбинированной компоновки многоступенчатой УВОГ для группы компрессорных цехов.
6. Для комбинированного варианта компоновки многоступенчатой УВОГ-М ДКС возможно обеспечение требуемых режимов охлаждения при меньшем числе АВО на 25–50%.
7. Решение о целесообразности комбинированного варианта компоновки возможно при рассмотрении конкретной компрессорной станции, с учетом специфики ее функционального назначения, наращивания мощности КЦ КС, газодинамических потерь в трубопроводах, эффективности использования энергетического оборудования, стоимости и сроков строительства КС, площади КЦ, условий эксплуатации. ●

Литература

1. *Tranter J. Developing an Integrated Condition Monitoring System // Proceedings of a Joint. Conf. Technology Show-case: Integrated Monitoring, Diagnostics and Failure Prevention, Mobile, Alabama, April 22–26, 1996, pp. 587–598.*
2. *Кириллов Н.Г. Природный газ как энергетическое топливо: стратегия, использования и технологии сбережения / Н. Г. Кириллов // Нефтегазовые технологии. – 2002. – № 1. – С. 14–22.*
3. *Alimov, S.V. AVO gas fans modernization in the reconstruction of the CS MG / S.V. Alimov [and others.]. // Gas industry. – 2009. – № 4. – pp. 54–56.*
4. *Yanvarev, I. A. Thermal analysis elements of liquefied gas storage tanks / I.A. Yanvarev, A.V. Krupnikov // AIP Conference Proceedings. – 2017. – № 1876, 020029. – P. 020029-1–020029-8.*
5. *Krupnikov, A.V. Analysis of operating regimes regulation efficiency for gas air cooling units at compressor stations / A.V. Krupnikov, A.D. Vanyashov, I.A., Yanvarev // Chemical and Petroleum Engineering. – 2010. – № 1. – pp. 19–23.*
6. *Shpotakovsky M.M. One of the ways of energy saving in the pipeline transportation of natural gas / M.M. Shpotakovsky // Technology of Oil and Gas. – 2012. – № 6. – Pp. 59–64.*
7. *Yanvarev, I.A. Combined method of controlling the temperature conditions of modular installation of air cooling gas / I.A. Yanvarev // Scientific Herald of Omsk. – 2014. – № 2 (130). – Pp. 161–165.*
8. *Yanvarev, I. A. Thermal management technologies development for the gas transporton the gas-main pipeline / I.A. Yanvarev, A.D. Vanyashov A.V. Krupnikov // Procedia Engineering. – 2015. – № 113. – Pp. 237–243.*
9. *Январев И.А. Повышение эффективности работы установок охлаждения газа дожимной компрессорной станции при снижении объемов компримирования / И.А. Январев, А.В. Крупников, А.Д. Ваняшов // Компрессорная техника и пневматика. – 2015. – № 8. – С. 22–27.*
10. *Yanvarev, I.A. Improving gas cooling technology at its compression in the booster compressor station / I.A. Yanvarev, A.D. Vanyashov A.V. Krupnikov // Procedia Engineering. – 2016. – № 152. – P. 233–239.*

KEYWORDS: *linear, booster compressor station, gas air-cooling unit, configuration of the equipment, resource-saving.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА
Messe Düsseldorf

ОЧИСТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ОСНОВНОЕ КОЛИЧЕСТВО СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА УДАЛЯЕТСЯ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ ПЕРЕД ПОДАЧЕЙ В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ ТРУБ И ПОЛУЧЕНИЯ ТОВАРНОЙ СЕРЫ. СОГЛАСНО ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАТИВАМ МАКСИМАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА В НЕМ НЕ ДОЛЖНО ПРЕВЫШАТЬ 0,020 Г/М³, А МЕРКАПТАНОВОЙ СЕРЫ – 0,036 Г/М³. ПОЭТОМУ БОЛЬШИНСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОЛУЧАЕТ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, СОДЕРЖАЩИЙ БОЛЕЕ 0,5 МГ/НМ³ ОБЩЕГО КОЛИЧЕСТВА СЕРЫ (ПРЕДЕЛЬНАЯ НОРМА ДЛЯ ГАЗА, ПОСТУПАЮЩЕГО НА ПЕРВИЧНЫЙ РИФОРМИНГ АГРЕГАТА ПРОИЗВОДСТВА АММИАКА). СНИЖЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ СЕРНИСТЫХ ВЕЩЕСТВ ДО ТРЕБУЕМОГО УРОВНЯ ОБЕСПЕЧИВАЕТ УЗЕЛ ТОНКОЙ СЕРООЧИСТКИ, НАХОДЯЩИЙСЯ В ГОЛОВНОЙ ЧАСТИ АГРЕГАТОВ. КАКИЕ СРЕДСТВА ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЭТОЙ ЦЕЛИ?

THE BIGGEST PART OF SULFUR-CONTAINING COMPOUNDS IS REMOVED FROM NATURAL GAS AT GAS PROCESSING PLANTS BEFORE SUPPLYING TO MAIN PIPELINES FOR PIPES CORROSION PREVENTION AND COMMERCIAL SULFUR PRODUCTION. ACCORDING TO THE CURRENT STANDARDS, THE MAXIMUM CONTENT OF HYDROGEN SULPHIDE IN IT SHOULD NOT EXCEED 0.020 G/M3, AND OF SOUR SULFUR - 0.036 G/M3. THAT IS WHY MOST CONSUMERS GET NATURAL GAS CONTAINING MORE THAN 0.5 MG/NM3 OF THE TOTAL AMOUNT OF SULFUR (THE LIMIT FOR THE GAS ENTERING THE PRIMARY REFORMING OF THE AMMONIA PRODUCING PLANT). REDUCTION OF THE SULFUR CONTENT TO THE REQUIRED LEVEL IS ENSURED BY THE FINE DESULFURIZATION UNIT LOCATED IN THE HEAD PART OF THE PLANTS. WHAT MEANS ARE USED FOR ACHIEVING THIS GOAL?

Ключевые слова: *содержание серы, природный газ, очистка газа, сернистые соединения, сероочистка.*

УДК 660.74

Афанасьев Сергей Васильевич,
кандидат химических наук, доктор технических наук, профессор
ФГБОУ «Тольяттинский госуниверситет»

Садовников Андрей Александрович,
генеральный директор
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

Гартман Владимир Леонидович,
кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

Дульнев Алексей Викторович,
кандидат технических наук, технический директор
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

Обысов Анатолий Васильевич,
ведущий специалист
ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

Методы очистки метана от сероводорода и меркаптанов

Абсорбционные и адсорбционные методы [6]

При взаимодействии меркаптанов RSH со щелочами в присутствии O_2 и CO_2, которые всегда, хоть и в небольших количествах, находятся в газах, образуются ди- и поли-сульфиды, плохо растворимые в абсорбенте. Нейтральные по характеру сероокись углерода, органические сульфиды RSR' (и ряд других соединений) растворяются в этих абсорбентах, хотя их сорбционная способность значительно меньше, чем у RSH. Наличие в газах CO_2 выше 0,1–0,3% приводит к ее преимущественному растворению, значительно снижая абсорбцию RSH. В природных газах содержание CO_2, как правило, выше 0,7%, что затрудняет использование этих методов для тонкой очистки. Методы неэффективны также для очистки от тиофена C_4H_4S и его производных.

Для очистки от кислых сернистых веществ широко используются также растворы моно- и диэтаноламина с различными активирующими добавками, такими, как N-метилпирролидон-2, дипропаноламин и др.

Значительное распространение получили адсорбционные методы. Они основаны на избирательном поглощении (адсорбции) сернистых соединений твердыми сорбентами. Как правило, адсорбцию ведут при температуре 20–50 °С и повышенном давлении, а регенерацию (десорбцию) насыщенного сернистыми веществами адсорбента – при низком давлении и температуре 100–350 °С. Для регенерации через слой адсорбента пропускается какой-либо из инертных газов, малосернистый природный или нефтяной газ, водяной пар и др. [5–7].

В ряде случаев одновременно с адсорбцией протекают каталитические реакции, вследствие чего сернистые вещества превращаются в элементарную серу, которую извлекают при регенерации и затем используют.

В качестве адсорбента применяют активированный уголь марок АР-3, СКТ-1 и других, а также уголь с добавками щелочи. При этом, наряду с очисткой от сернистых веществ, из газов извлекаются также бензол и толуол, которые затем выделяют при регенерации.

Для очистки многосернистых природных и нефтяных газов большое распространение в качестве адсорбентов получили молекулярные сита (цеолиты) марок CaA и особенно NaX. Их адсорбционная емкость в большей мере зависит от содержания в газах H_2O, CO_2 и высших углеводородов, условий эксплуатации и степени очистки и колеблется в пределах от 2 до 18%.

Существенное влияние на емкость цеолитов по сернистым соединениям оказывает присутствие в газе паров тяжелых углеводородов. По степени сорбируемости на цеолитах соединения, входящие в состав природного газа, могут быть расположены в ряд: $H_2O > RSH > H_2S > COS > CO_2$.

Основная проблема адсорбционной очистки газа на цеолитах от сероводорода в присутствии CO_2 состоит в том, что при адсорбции CO_2 и H_2S происходит образование сероокиси углерода (COS) по реакции:

$$CO_2 + H_2S \Leftrightarrow COS + H_2O.$$

Хотя константа равновесия этой реакции невелика и составляет $6{,}6 \cdot 10^{-6}$ при 298 К, однако практически полное удаление паров H_2O в лобовом слое цеолита сдвигает равновесие вправо, и это приводит к образованию значительных концентраций COS. Регенерация цеолитов производится азотом, малосернистым природным или нефтяным газом, причем в газах регенерации (регенератах) содержание сернистых веществ возрастает в 5–10 раз по сравнению с исходным. Кроме углей и цеолитов, в процессе очистки применяются также окись алюминия, бокситы, алюмосиликаты и др. Преимуществом адсорбционных методов является возможность проведения процесса при низких температурах, а также тонкая очистка газов не только от сероводорода, меркаптанов, органических сульфидов, но и от таких трудноудаляемых другими способами веществ, как тиофен и его производные.

Этот метод имеет и ряд существенных недостатков. Практически во всех газах имеется определенное количество паров H_2O, CO_2, высших углеводородов, хорошо адсорбируемых углями и цеолитами, что снижает сероемкость адсорбентов. Периодический процесс очистки требует установки нескольких параллельно работающих колонн: на одних производится поглощение сернистых веществ (стадия адсорбции), а на других – регенерация адсорбентов.

Хемосорбционные и каталитические методы

Недостатки, присущие абсорбционным и адсорбционным методам, заставляют использовать более универсальные каталитические и хемосорбционные способы.

Их можно разделить на следующие группы:

а) **каталитическую**: сероорганические вещества подвергаются гидрогенолизу до насыщенных углеводородов C_nH_{2n+2} и H_2S, деструкции (крекингу) с образованием ненасыщенных углеводородов C_nH_{2n} и H_2S, гидролизу с отщеплением H_2S и его окислением до SO_2;

б) **хемосорбционную**: происходит взаимодействие сернистых веществ с металлами или их оксидами с образованием сульфидов металлов;

в) **хемосорбционно-каталитическую**: в первой ее стадии протекают хемосорбционные процессы, во второй после частичного сульфидирования контакта – одновременно хемосорбционные и каталитические процессы на образовавшихся сульфидах металлов как на катализаторах, а в третьей после полного осернения – только каталитические процессы.

Наибольшее распространение среди каталитических методов получили способы гидрогенолиза сероорганических веществ [5–9]. Для этой цели широко используются катализаторы на основе Ni, Mo, Co, W и др. При этом в области температур 300–450 °С могут идти следующие реакции:

$$RSH + H_2 \Leftrightarrow RH + H_2S,$$
$$RSR' + 2H_2 \Leftrightarrow RH + R'H + H_2S,$$
$$C_4H_4S + 4H_2 \Leftrightarrow C_4H_{10} + H_2S,$$
$$COS + H_2 \Leftrightarrow CO + H_2S,$$
$$COS + 4H_2 \Leftrightarrow CH_4 + H_2O + H_2S,$$
$$CS_2 + 2H_2 \Leftrightarrow C + 2H_2S,$$
$$CS_2 + 4H_2 \Leftrightarrow CH_4 + 2H_2S.$$

Широкое распространение для гидрообессеривания получили катализаторы на основе элементов VI и VIII групп.

В основном используются Co или более дешевый Ni (3–5%) и Mo (10–15%), нанесенные на активную γ-Al_2O_3. Для устойчивой работы катализаторов необходимо, чтобы в газе было не менее 5% (желательно 9–11%) водорода. Наличие в очищаемом газе CO и CO_2 в количестве 1–2% не влияет на процесс очистки.

Упрощенный подход к расчету стадии гидрирования состоит в следующем [5, 20]. Считая, что: а) порядок реакции по органической суммарной сере – первый; б) температура по ходу газа постоянная; в) в слое катализатора происходит идеальное вытеснение, получим:

$$V = k/ln(c_{вх}/c_{вых}),$$

где V – объемная скорость газового потока; k – константа скорости; $c_{вх}$ и $c_{вых}$ – входное и выходное содержания органической суммарной серы, соответственно.

При разных входных содержаниях $c_{1вх}$ и $c_{2вх}$ для соответствующих им объемных скоростей V_1 и V_2, при которых значения $c_{вых}$ одинаковы, имеем:

$$V_2 / V_1 = \ln(c_{1вх}/c_{вых})/\ln(c_{2вх}/c_{вых}).$$

При допустимом содержании органической серы после стадии гидрирования 1 мг/м³, номинальном значении $c_{1вх}$ = 80 мг/нм³, фактическом максимальнм разовом содержании (ОАО «Метафракс», г. Губаха, Пермской обл., см. раздел 3) $c_{2вх}$ = 11,1 мг/м³, V_1 = 1650 ч$^{-1}$ (номинальная нагрузка аппарата гидрирования), получим для максимально допустимой объемной скорости гидрирования при реальном содержании серы $V_2 \approx$ 3000 ч$^{-1}$. Более активного катализатора, с более высоким значением k, можно загрузить еще меньше.

Этот подход оправдал себя при разработке в ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» оптимальных загрузок узлов сероочистки.

В последние годы все более широкое распространение в очистке от сероводорода газов с его высоким содержанием (природный газ на месторождениях, попутные газы нефтедобычи и заводские газы нефтепереработки и т.п.) получает процесс Клауса [10]. Он состоит из двух стадий:

I стадия – термическое окисление сероводорода до диоксида серы воздухом при 900–1350 °C:

$$2H_2S + 3O_2 \Rightarrow 2SO_2 + 2H_2O.$$

На этой стадии расходуется до 70% мас. сероводорода и выделяется значительное количество тепла, которое перед каталитической стадией должно быть утилизировано.

II стадия – каталитическое превращение сероводорода и диоксида серы при 220–250 °C (реакция Клауса):

$$2H_2S + SO_2 \Rightarrow 3S + 2H_2O.$$

Катализаторы состоят из оксида алюминия, оксида титана, а также из их смеси. В процессе Клауса также возможно образование серы по реакции прямого окисления сероводорода:

$$2H_2S + O_2 \Rightarrow 2S + 2H_2O.$$

Хемосорбционная очистка [5, 8–11]

При взаимодействии сероорганических веществ и H_2S с металлами и их окислами могут протекать следующие реакции (Me – металл: Zn, Cu, Fe и др.):

$$MeO + H_2S \Leftrightarrow MeS + H_2O,$$
$$MeO + C_nH_{2n+1}SH \Leftrightarrow MeS + H_2O + C_nH_{2n},$$
$$MeO + 2C_nH_{2n+1}SH \Leftrightarrow MeS + H_2O + (C_nH_{2n+1})_2S,$$
$$MeO + (C_nH_{2n+1})_2S \Leftrightarrow MeS + H_2O + 2C_nH_{2n},$$
$$MeO + COS \Leftrightarrow MeS + CO_2,$$
$$2MeO + CS_2 \Leftrightarrow 2MeS + CO_2,$$
$$Me + H_2S \Leftrightarrow MeS + H_2,$$
$$Me + C_nH_{2n+1}SH \Leftrightarrow MeS + C_nH_{2n+2},$$
$$Me + (C_nH_{2n+1})_2S \Leftrightarrow MeS + C_nH_{2n+2} + C_nH_{2n}.$$

В настоящее время в связи с развитием различных методов сероочистки, использование процессов, базирующихся на хемосорбции сероводорода сорбентами на основе оксидов железа при низких температурах (оптимальная температура сорбции 28–30 °C), занимает в промышленности весьма скромное место. Основным их недостатком является выделение соединений серы в поток газа при попадании паров воды на уже осерненный сорбент [12–14].

Для тонкой очистки водяного газа используется железо-содовая сероочистная масса, состоящая из Fe_2O_3 (40–45%), Na_2CO_3 (30%), Al_2O_3, SiO_2, CaO и др. Процесс весьма эффективен для очистки от COS, CS_2 и RSH. Он проводится при сравнительно низких температурах (150–200 °C), причем остаточное содержание сернистых веществ может быть ниже 1 мг/м³.

Очень дешевые хемосорбенты на основе окислов железа используются для очистки газов при содержании сернистых веществ в них до 2–3 г/м³. Однако допустимые объемные скорости на таких хемосорбентах в 5–10 раз меньше, чем на активной окиси цинка и меди. С другой стороны, в [15] утверждается, что Fe_2O_3 как высокотемпературный поглотитель превосходит CaO и ZnO.

В газо- и нефтехимии преимущественно используются сероочистные массы на основе оксидов цинка, меди, хрома, получившие значительное распространение. Хемосорбенты могут применяться и при одноступенчатой очистке, если в исходном газе содержится практически только H_2S или сероорганические вещества в количестве не более 5–7 мг/м³ (содержание в очищенном газе не более 0,5–1 мг/м³). При их большем количестве в исходном газе хемосорбенты эффективно работают лишь при использовании двухступенчатой очистки.

В случае ZnO и CuO процесс идет при температурах 250–400 °C. Хемосорбенты, содержащие CuO, перед использованием следует восстановить, при этом CuO переходит в Cu и Cu_2O.

В последние годы появилась новая область применения хемосорбционной очистки газов от сероводорода, связанная с разработкой месторождений нефти в Северном море.

Обычно применявшиеся для этих целей в нефтяной промышленности алканоламиновые установки сами по себе неприемлемы в этом случае из-за

ТАБЛИЦА 1. Влияние температуры на динамическую сероёмкость цинковых поглотителей

t, °C		0	50	100	150	200	300
Динамическая емкость, %	ICI 32-4	16	16	18	27	41	68
	ICI 75-1	34	45	54	64	72	84

большой массы и габаритов и потребности в паре для регенерации абсорбента. Компания Johnson Matthey разработала применительно к условиям очистки газов на морских нефтяных платформах новый эффективный хемосорбент на основе оксида цинка с фирменным названием ICI 75-1. Этот сорбент имеет высокую удельную поверхность, что делает возможным использование его при относительно низких температурах. Он характеризуется несколько меньшей плотностью, но практически той же механической прочностью, что и хемосорбент ICI 32-4, выпускаемый для очистки газов в производстве аммиака и метанола.

Результаты сравнительных испытаний на пилотной установке обоих хемосорбентов при очистке природного газа, содержащего 0,2% об. H_2S и 4,0% об. CO_2, показали, что их динамическая емкость (в процентах от теоретически возможной) при объемной скорости 1000 ч$^{-1}$ зависит от температуры следующим образом (табл. 1).

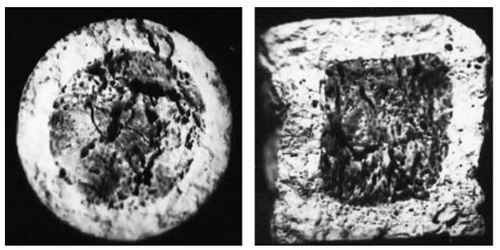
При температуре выше 400 °C емкости обоих сорбентов практически одинаковы.

Как видно из представленных результатов испытаний, хемосорбент ICI-75-1 имеет существенные преимущества при пониженных температурах. Именно этот сорбент используется для очистки попутных нефтяных газов на морских платформах в Северном море.

Следует отметить, что, хотя хемосорбенты на основе оксидов цинка, меди и хрома уже десятилетиями выпускаются промышленностью многих стран, интенсивные исследования их продолжаются, в том числе направленные на более глубокое изучение механизма и кинетики процессов хемосорбции сернистых соединений [5, 9, 16–20].

Оказалось, например, что осернение гранулы поглотителя происходит по модели «сжимающегося ядра» (рис. 1), т.е., есть резкая граница между осерненным внешним слоем (светлые области) и непрореагировавшим ядром (темные области).

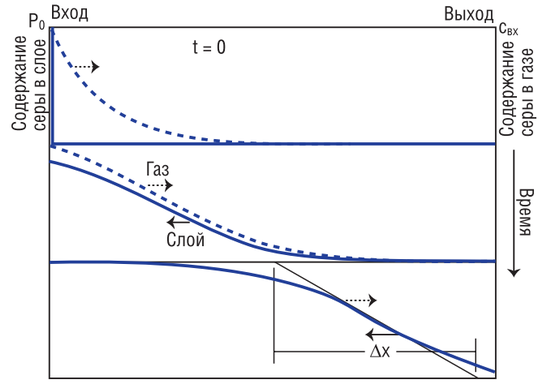
РИС. 1. Обработанные гранулы поглотителя НИАП-02-05, выгруженного из II ступени сероочистки, расколотые по сечениям: а – поперечному, б – продольному



a b

В работах [21, 22] представлена достаточно реалистичная модель работы слоя поглотителя, учитывающая внутреннюю диффузию и кинетику реакции H_2S в грануле хемосорбента. Это позволяет создавать сорбенты, обладающие новыми, заранее заданными свойствами, например высокой емкостью при низких температурах, повышенной термической стойкостью, способностью к многократной регенерации. Также это позволило оценить динамику работы поглотителя в твердой и газовой фазах (рис. 2).

РИС. 2. Вид фронтов серы в газовой и твердой фазах аппарата сероочистки в начале работы, во время пробега и при проскоке. Δx – ширина фронта серы по положению касательной в точке перегиба фронта



Поглотители ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР»

В настоящее время ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» – ведущий в России производитель катализаторов сероочистки для производств, получающих синтез-газ из природного газа.

Его катализаторное производство выпускает несколько типов поглотителей для разных условий эксплуатации и требований потребителей. Цинковые композиты НИАП-02-02 (таблетки) и НИАП-02-05 (экструдаты) были рассчитаны на диапазон температур 300–390 °C. НИАП-02-05 устойчиво работает при температурах до 450 °C, а цинкмедные композиты НИАП-02-03 (экструдаты) и НИАП-02-04 (таблетки) рассчитаны на диапазон температур 150–350 °C.

В 2017 г. объем производства поглотителей превысил 400 т.

В табл. 2 приведены некоторые характеристики цинковых катализаторов ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР».

Имеются два важных их отличия от выпускавшихся ранее: а) цинксодержащим сырьем для их приготовления служат более дорогие цинковые

ТАБЛИЦА 2

Марка	Удельная поверхность, м²/г	Пористость, %	Сероемкость, %
НИАП-02-02	34	35	25
НИАП-02-05	56	54	32

белила, существенной особенностью которых является практическое отсутствие вредных примесей, в первую очередь, свинца; б) промежуточной стадией при их производстве является получение основного карбоната цинка; это существенно снижает размер кристаллитов ZnO, что позволяет, в частности, получить более мелкие частицы оксида цинка при помоле и таким образом улучшает сероемкость, а также динамические характеристики процесса образования ZnS. Использование карбоната цинка при приготовлении цинковых поглотителей было впервые описано в [13].

Существенную роль в формировании стабильной структуры поглотителя играет добавление небольшого количества (5–7% мас.) MgO при получении экструдатов. В [14] показано, что размер частиц ZnO (около 300 Å) и сероемкость сохраняются при промышленной эксплуатации поглотителей именно благодаря MgO.

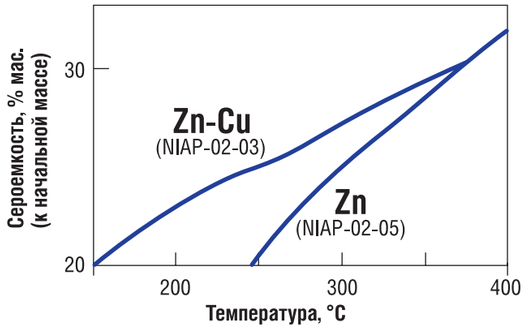
При нынешнем качестве природного газа полной загрузки современного же поглотителя (при правильной его эксплуатации) хватает на десятки лет. Такие пробеги поглотителя НИАП-02-05 имели место, например, в АО «НАК «Азот» (компания «Еврохим»), г. Новомосковск, и в ОАО «Метафракс» (г. Губаха).

К тому же еще в 70-е годы было обнаружено, что при содержании серы менее 10 мг/м³ гидрирование и гидродеструкция сероорганических соединений, типичных для природного газа, полностью происходят в уже осернившемся лобовом слое поглотителя.

Знание динамики поглощения серы позволяет рассчитать прогноз работы конкретной загрузки в виде графика зависимости отношения содержания серы в газе на выходе ко входу от общего количества поступившей в аппарат серы.

Зависимость сероемкости формованных поглотителей от температуры в рабочем диапазоне показана на рис. 3.

РИС. 3. Влияние температуры эксплуатации поглотителя НИАП-02-05 на его сероёмкость



Всего с 1992 г. в ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» изготовлено около 3000 т различных поглотителей для 18 предприятий. Бóльшая часть этих загрузок успешно эксплуатируется до сих пор.

Поглотители на другой основе

В последнее время делаются попытки расширить спектр веществ, используемых для поглощения серы. Весьма перспективны оксиды La и Ce в качестве высокотемпературных (800–1000 °C) регенерируемых поглотителей.

Согласно [6], исследовательской лабораторией японской фирмы Hitachi предложен нетрадиционный хемосорбент для очистки газов от сероводорода, состоящий из MoO_3 и TiO_2. Он работает при относительно низких температурах (100–300 °C) и легко регенерируется с образованием диоксида серы кислородсодержащим газом при тех же температурах.

Фирма Mitsubishi запатентовала способ очистки топливного газа от сероводорода с помощью аналогичного поглотителя, содержащего по крайней мере один из металлов группы Fe, Ni, Co и оксид Mo на носителе, состоящем из TiO_2, стабилизированного оксидом W. Адсорбент регенерируют при повторном использовании нагреванием в атмосфере кислородсодержащего газа.

В качестве высокотемпературных регенерируемых поглотителей испытаны смешанные оксиды, компоненты которых в качестве индивидуальных поглотителей хорошо известны (Fe_2O_3, CaO и ZnO). Это позволило получить стабильные сульфиды в заданных температурных диапазонах [1].

Другим вариантом комбинирования известных индивидуальных поглотителей является ZnO, нанесенный на цеолит. Предложен также способ приготовления хемосорбента сероводорода путем пропитки при 60–80 °C гранул носителя (Al_2O_3) насыщенным раствором $CuSO_4$ или $NiSO_4$ в течение 3–5 часов. Затем гранулы высушивают при постепенном повышении температуры от 20 до 105 °C.

Таким образом, явно прослеживается тенденция нанесения хемосорбентов на носители с развитой поверхностью и пористой структурой. Это обеспечивает высокую скорость и полноту отработки сорбента, как в режиме сорбции, так и в режиме регенерации, что делает привлекательным использование таких сорбентов в циклических процессах очистки, несмотря на сниженное содержание собственно поглотителя.

Очистка на катализаторах-хемосорбентах

К этой группе относятся вещества, работа которых включает три стадии: хемосорбционную, каталитическую и промежуточную [3–5]. На хемосорбционной идут реакции образования сульфидов, на каталитической – гидрогенолиза, крекинга и ряд других, на промежуточной могут одновременно протекать те и другие реакции. Для обеспечения процессов хемосорбции и катализа сероочистные массы должны включать в себя вещества с бифункциональными свойствами. Катализаторы-хемосорбенты могут использоваться

ТАБЛИЦА 3. Термодинамические характеристики хемосорбционных реакций

№ п.п.	Реакции	ΔH298, ккал/моль	lg K_p			
			500 K	600 K	700 K	800 K
1	$H_2S + ZnO \Leftrightarrow ZnS + H_2O$	–	8,4	7,1	6,1	5,4
2	$H_2S + CuO \Leftrightarrow CuS + H_2O$	–	12,2	10,2	8,8	7,8
3	$H_2S + Cu \Leftrightarrow CuS + H_2$	–	0,7	0,2	-0,1	-0,4
4	$2Cu + S_2 \Leftrightarrow 2CuS$	-53,68	15,0	11,1	8,3	6,3
5	$8Cu + S_8 \Leftrightarrow 8CuS$	-112,83	40,0	31,8	25,9	21,5
6	$S_2 + 2H_2 \Leftrightarrow 2H_2S$	-40,48	13,5	10,5	8,3	6,6
7	$S_8 + 8H_2 \Leftrightarrow 8H_2S$	-64,35	35,7	30,5	26,6	23,3

как для одноступенчатой очистки, когда содержание сернистых веществ относительно невелико (до 20–25 мг/м³), так и в качестве катализаторов первой ступени. В последнем случае они значительно увеличивают сероемкость всего узла очистки в целом.

В ГИАП (г. Москва) и НФ ГИАП (ныне ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР») в начале 70-х годов были созданы и выпущены в опытно-промышленном масштабе бифункцио-нальные контакты: цинкхроммедный КС-4, созданный на базе отработанного катализатора низкотемпературной конверсии окиси углерода, и цинкалюминиевый ГИАП-943Н без промоторов или с небольшими (0,5–4%) добавками никеля и молибдена. Первый работает в области температур 280–350 °C, второй – 350–380 °C, при объемных скоростях 1000–1500 $ч^{-1}$ в зависимости от серосодержания сернистых веществ в газах и необходимой степени очистки. Сероемкость КС-4 составляет 10–12%, ГИАП-943Н – 8–20%.

Перед работой КС-4 необходимо его восстановить, а перед выгрузкой – пассивировать. ГИАП-943Н не требует восстановления и пассивации, но для его нормальной эксплуатации необходимо в очищаемый газ дозировать не менее 8–9% водорода.

КС-4 эффективно очищает газ при содержании в нем сероорганических веществ до 20 мг/м³, причем первые 6–7 месяцев он может работать без водорода, а затем в газ необходимо подавать 5–7% водорода. После осернения контакта на 10–12% его следует заменять свежим. Катализатор-хемосорбент ГИАП-943Н, в отличие от КС-4, после осернения может эксплуатироваться как катализатор гидрогенолиза сероорганических соединений, превращая последние в сероводород и углеводороды.

Практически одновременно фирма Haldor Topsoe разработала и выпустила катализатор-хемосорбент HTZ.

Термодинамика хемосорбционных реакций очистки газов от сернистых соединений

Наибольшее распространение в качестве хемосорбентов для очистки углеводородных газов получили сероочистные массы, содержащие оксиды цинка и меди, причем оксиды меди в ряде процессов восстанавливаются до металла. Качественный состав сернистых веществ в составе природного газа разнообразен. В большинстве газов содержание H_2S, RSH, RSR, COS и CS_2 составляет более 90% от общего количества. Меркаптаны и сульфиды представлены главным образом C_2H_5SH и $(C_2H_5)_2S$, соответственно.

В табл. 3 [16] приведены данные по термодинамике реакций ZnO, CuO и Cu с H_2S. Значения констант равновесия Kp были рассчитаны методом Темкина-Шварцмана.

Видно, во-первых, что реакции взаимодействия ZnO, CuO и Cu с H_2S идут практически без теплового эффекта, что позволяет рассматривать их как изотермические даже при заметном содержании H_2S. Во-вторых, в интересующем нас температурном диапазоне образование сульфидов можно считать практически необратимым [6].

Что касается реакций (6) и (7), их также можно считать практически необратимыми в условиях работы II ступени сероочистки.

Промышленные узлы сероочистки

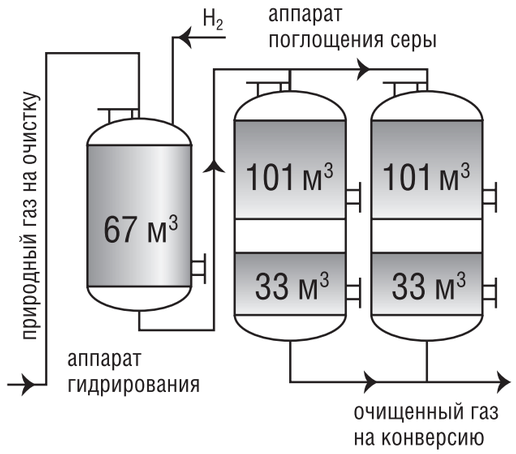
Узел сероочистки природного газа агрегата аммиака или метанола состоит, как правило, из аппарата гидрирования и двух аппаратов поглощения серы. Регламентные объемы загрузки аппаратов узла сероочистки агрегата аммиака составляют: 40 м³ катализатора гидрирования и два аппарата по 50 м³ поглотителя. На рис. 4 приведена схема для крупного производства метанола, такого как на ОАО «Метафракс» (г. Губаха, Пермской обл.).

Проектные объемы загружаемых катализатора и поглотителя были приняты, исходя из высокого содержания серы в магистральном природном газе (до 80 мг/м³).

В связи со значительным снижением в последнее время содержания серы в магистральном природном газе загрузки узла сероочистки можно существенно уменьшить, тем более что при длительных сроках пробега поглотителя (до 15 и более лет) сероемкость его тыльных слоев может заметно снизиться.

В настоящее время и в России, и за рубежом, как, например, на производственных участках Севернсайд и Биллингем (Великобритания) компании Terra Nitrogen (UK), ныне принадлежащих CF Fertilisers (США), имеется опыт эксплуатации катализатора гидрирования и поглотителя при их загрузке в один аппарат.

РИС. 4. Узел сероочистки агрегата метанола М-750



Примером может служить загрузка узла сероочистки агрегата метанола М-750 в ОАО «Метафракс» (г. Губаха) в сентябре 1999 г. Вместо 67 м³ катализатора гидрирования и 268 м³ поглотителя было загружено (совместно с компанией ICI) 35 м³ катализатора гидрирования и 40 м³ поглотителя послойно в одном аппарате [1, 19]. Сокращенная загрузка проработала 10 лет при средней концентрации серы около 1 мг/м³.

В последние годы появилось еще одно направление использования сероочистки промышленных газов, в первую очередь цинковыми поглотителями. Речь идет о процессе «Midrex» (компании Midland Ross corp.) получения губчатого железа прямым восстановлением окатышей, содержащих железную руду. Восстановление производится продуктами пароуглекислотной конверсии природного или попутного газов, причем H_2O и CO_2 поступают с газами, выходящими из шахтной печи после восстановления окатышей. Поскольку сера содержится и в природном / попутном газе, и в колошниковых (в результате восстановления FeS, содержащегося в руде), причем на вход узла конверсии поступает до 40 ppm (в пересчете на S), перед конверсией ее следует удалить. При этом в некоторых установках на вход сероочистки приходится подавать газовую смесь с температурой до 450 °С.

В России такие производства работают в АО «Лебединский ГОК» (г. Губкин) и ПАО «Оскольский электрометаллургический комбинат» (г. Старый Оскол), под управлением ООО «УК Металлоинвест». Опыт нескольких лет эксплуатации на этих производствах поглотителя НИАП-02-05 производства ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР» оказался успешным.

Литература

1. *Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Обысов А.В., Дульнев А.В. Промышленный катализ в газохимии. Монография под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. Самара; Изд. СНЦ РАН. 2018. – 160 с.*
2. *Fenouil L.A., Towler G.P., Linn S. Removal of H2S from coal gas using limestone: kinetic considerations // Ind. Eng. Chem. Res. 1994. Vol. 33, No 2. P. 265–272.*
3. *Данциг М.Л., Турченинова Е.В., Данциг Г.А., Соболевский В.С., Меньшов В.Н., Жаворонков В.В., Кондращенко Т.А., Ермина З.Е. Разработка промышленной технологии получения активной окиси цинка для производства сероочистных масс // Химическая промышленность. 1980. № 8. С. 30–32.*
4. *Иконников В.Г., Тительман Л.И., Данциг Г.А., Обысов А.В., Данциг М.Л. Опыт приготовления и промышленной эксплуатации окисноцинковых формованных поглотителей сернистых соединений // Химическая промышленность. 1983. № 9. С. 25–28.*
5. *Гартман В.Л. Динамика хемосорбции серы твёрдым поглотителем и её применение для оптимизации промышленной сероочистки/ Дисс. на соис. уч. степени канд. техн. наук. М.: 2000. 111 с.*
6. *Лазарев В.И. Методы очистки природного газа от сероводорода твердыми сорбентами // Обз. инф. Науч. и техн. аспекты охраны окруж. среды / ВИНИТИ. 1999. № 4. С. 84–113.*
7. *Артамонов В.И., Голосман Е.З., Рубинштейн А.М., Якерсон В.И. Исследование свойств и активности цинковых хемосорбентов на носителях // Изв. АН СССР. Сер. хим. 1986. № 5. С. 988–992.*
8. *Кипнис М.А., Калиневич А.Ю., Гончарук С.Н., Довганюк В.Ф., Данилова Л.Г. Катализаторы сероочистки и паровой конверсии установок производства водорода // Нефтепереработка и нефтехимия. 1994. № 5. С. 12–15.*
9. *Фурмер Ю.В., Бесков В.С., Бруй О.И., Юдина В.В., Данциг М.Л. Кинетика хемосорбции сероводорода окисноцинковыми поглотителями // Химическая промышленность. 1982. № 12. С. 37–40.*
10. *Ахметов С.А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие. 4.2. Уфа; Изд-во УГНТУ, 1997. 304 с. ISBN 5-7831-0077-3.*
11. *Данциг Г.А., Греченко А.Н., Григорьев В.В., Серова Л.П., Ягодкина Г.Н. Влияние способа введения оксида меди на хемосорбционные свойства цинксодержащих сероочистных масс // Ж. прикл. химии. 1988. № 6. С. 1240–1246.*
12. *Catalyst Handbook. 2-nd ed. / Ed. By M.V. Twigg. Wolfe Publishing Ltd, 1989. C. 209.*
13. *Зельвенский Я.Д., Герчикова С.Ю., Тр. ГИАП, вып. 2. ГНТИХЛ. М.-Л. (1953) С. 132–159.*
14. *Гартман В.Л., Сухоручкина Л.А., Боевская Е.А., Шкитина В.И. Динамика рекристаллизации оксида цинка в промышленном поглотителе сероводорода // Российская конференция «Научные основы приготовления и технологии катализаторов» и V Российская конференция «Проблемы дезактивации катализаторов». г. Туапсе, 4–9 сентября 2008 г. Тезисы докладов, Новосибирск-2008, т. II, с. 27–28.*
15. *Yumura M., Furimsky E. Comparison of CaO, ZnO and Fe_2O_3 as H_2S adsorbent at high temperatures // Ind. and Eng. Chem. Process Des. and Dev. 1985. Vol. 24, No. 4. P. 1165–1168.*
16. *Данциг Г.А., Шаркин Г.А., Якерсон В.И., Рыбакова С.М. Термодинамика реакций очистки газов от сернистых веществ // Ж. прикл. химии. 1976. № 2. С. 329–333.*
17. *Данциг Г.А., Воронцова Н.Ф., Крутина С.А., Данциг М.Л., Якерсон В.И. Определение сероемкости катализаторов и сорбентов динамическим методом // Кинетика и катализ. 1974. Т.15, № 6. С. 1601–1603.*
18. *Гартман В.Л., Данциг Г.А., Кондращенко Т.А.. Динамические показатели качества сероочистных масс // Ж. прикл. химии. 1982. № 2. С. 358–361.*
19. *Даут В.А., Гартман В.Л., Коновалов С.Я., Тарарышкин М.В., Обысов А.В., Бесков В.С., Голосман Е.З. Опыт экономичной загрузки узла сероочистки агрегата синтеза метанола // Химическая промышленность. 2000. № 10. С. 507–511.*
20. *Гартман В.Л. Моделирование двухслойного реактора сероочистки. Сб. матер. 1 Всеросс. научно-практ. конф. «Ресурсосбережение и экологическое развитие территорий» /Тольятти, 25–27 апреля 2017 г., ТГУ. 2017. С. 46–50.*
21. *V.L. Hartmann, Effect of sulphur removal catalyst granules properties on the commercial-scale bed macrokinetics, Chem. Eng. J. 107 (2005) 39–43.*
22. *V.L. Hartmann, Gas-solid reaction modeling as applied to the fine desulfurization of gaseous feedstocks, Chem. Eng. J. 134 (2007) 190–194.*

KEYWORDS: *sulfur content, natural gas, gas purification, sulfur compounds, desulphurization.*

13–16 ноября 2018
Москва, ВДНХ, пав. 75

При поддержке:
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Организатор:
МЕТАЛЛ ЭКСПО

24-я
Международная
промышленная выставка

МЕТАЛЛ ЭКСПО'2018

Металлопродукция и металлоконструкции для строительной отрасли
МеталлСтройФорум'2018

Оборудование и технологии для металлургии и металлообработки
МеталлургМаш'2018

Транспортные и логистические услуги для предприятий ГМК
МеталлТрансЛогистик'2018

www.metal-expo.ru

Оргкомитет выставки:
тел./факс +7 (495) 734-99-66

Ежегодный выставочный аудит с 2006 г.

Генеральный информационный партнер:
Металлоснабжение и сбыт

РЕКЛАМА

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ

Мещерин Игорь Викторович,
президент «Национальная палата инженеров», заведующий кафедрой по научной работе РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, член совета Национального объединения изыскателей и проектировщиков

Настин Антон Николаевич,
ведущий специалист ООО «Роснефть – центр исследований и разработок»

Neftegaz.RU
номер 10/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 66.078:66.011

СПГ ВСЕ АКТИВНЕЕ ЗАВОЕВЫВАЕТ РЫНОЧНОЕ ПРОСТРАНСТВО. СЛЕДУЯ ЭТОЙ ТЕНДЕНЦИИ НЕ СТОЯТ НА МЕСТЕ И ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ УЖЕ РЕАЛИЗОВАННЫХ И ТОЛЬКО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПРОЕКТОВ, РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ НАХОДИТСЯ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, ЧТО, В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ВЛИЯЕТ НА МЕТОДЫ ПРОИЗВОДСТВА СПГ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ РОССИЙСКИЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ИХ ПРИГОДНОСТИ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА, ПРОИЗВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОСНОВНЫХ РЕАЛИЗОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

TRANSPORTATION OF NATURAL GAS BY THE TECHNOLOGICAL PIPELINE DOES NOT ALLOW US TO ORIENTATE OURSELVES TO THE RAPIDLY CHANGING CONDITIONS OF THE HYDROCARBON MARKET, WHICH INITIATED THE CREATION OF A NEW WAY OF TRANSPORTING GAS – IN A LIQUEFIED STATE. THE PRODUCTION OF LIQUEFIED NATURAL GAS MADE IT POSSIBLE TO SOLVE MANY PROBLEMS, THEREFORE, IN RUSSIA, AND ALSO IN MOST COUNTRIES OF THE WORLD, THIS INDUSTRY IS ACTIVELY DEVELOPING, WITH THE APPLICATION OF NEW TECHNIQUES AND THE DEVELOPMENT OF EXISTING METHODS. MOST OF IMPLEMENTED AND DEVELOPED PROJECTS IN RUSSIA ARE IN THE ARCTIC CLIMATE, WHICH GREATLY AFFECTS THE APPLICABILITY OF VARIOUS TECHNOLOGIES. IN THIS ARTICLE IT IS EXAMINED MAIN RUSSIAN AND FOREIGN TECHNOLOGIES FOR THE PRODUCTION OF LIQUEFIED NATURAL GAS, ANALYZED THEIR SUITABILITY IN THE ARCTIC CLIMATE, IT IS COMPARED THE ECONOMIC INDICATORS OF THE MAIN IMPLEMENTED TECHNOLOGIES, ALL OTHER THINGS BEING EQUAL

Ключевые слова: *транспортирование природного газа, сжиженный природный газ, технологии, арктический климат, арктический каскад, цикл сжижения.*

Мировой рынок углеводородов претерпевает сильные изменения, цены на самые востребованные из них – нефть, природный газ, уголь – постоянно меняются в значительных пределах, что, в свою очередь, связано с политическими событиями и спросом на них. К тому же уже сегодня многие страны хотят полностью отказаться от углеводородной энергетики в пользу альтернативных источников. Резкое снижение цен на энергоресурсы обеспечило компаниям, экспортирующим природный газ (в частности ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК»), огромное увеличение продаж, реализации газа. Все это доказывает, что, несмотря на колебания мировых цен на источники энергии, доля природного газа в обеспечении энергоресурсами будет только расти (особенно при развитии экономики Китая и стран Азиатско-Тихоокеанского региона). К тому же природный газ является экологически более чистым, что дает ему определенные преимущества в борьбе за долю рынка. На сегодняшний день большая часть природного газа транспортируется трубопроводным транспортом, что связано с действующими контрактами и дешевизной такого метода. Развитая транспортная сеть трубопроводов позволяет контролировать определенные точки сбыта, например европейский рынок, поэтому компания ПАО «Газпром» активно ведет борьбу за реализацию проекта «Северный поток-2». В таких случаях трубопроводный транспорт природного газа остается наиболее выгодным.

По данным Статистического Ежегодника мировой энергетики, человечество за 2017 год потребило свыше 2,5 трлн м^3 газа, и спрос на него может вырасти до 4,5 трлн м^3 газа к 2035 году.

При этом ключевыми регионами добычи природного газа в ближайшей перспективе будут Восточная Европа – Евразия (включая Россию и район Каспия), а также страны Персидского залива, Австралия и Северная Америка. Добыча газа только в России за четверть века вырастет на 220 млрд м^3 за счет запасов полуострова Ямал, Штокмановского месторождения и месторождений Восточной Сибири. Однако локализация месторождений газа часто не совпадает с ведущими рынками его потребления. Страны, имеющие большие запасы газа и низкий внутренний спрос, нацелены на монетизацию своих газовых ресурсов.

ФАКТЫ

2,5 трлн м^3
газа потребило человечество за 2017 год

В тех случаях, когда строительство трубопровода от поставщика к потребителю является экономически невыгодным, сжижение природного газа становится одним из путей достижения поставленной цели. Следует отметить, что действующие крупнотоннажные заводы по сжижению газа в России («Сахалин-2», «Ямал СПГ»), а также проекты по строительству аналогичных заводов («Арктик СПГ-2», «Арктик СПГ-1», «Арктик СПГ-3», «Печора СПГ», «Владивосток СПГ», «Балтийский СПГ», «Штокманн СПГ», «Дальневосточный СПГ», «Криогаз–Высоцк») находятся в зонах холодного и арктического климата, который характеризуется определенными особенностями. Это резкие колебания температуры в течение года (летом может достигать +30°С, зимой -40°С), вечная мерзлота (промерзание грунта в течение 2000 лет), сильные ветра.

Сжиженный природный газ (СПГ) представляет собой жидкую многокомпонентную смесь легких углеводородов, основу которой составляет метан. Для получения СПГ природный газ вначале очищают от углекислого газа и сероводорода, затем осушают – удаляют влагу и очищают от ртути, затем отделяют фракцию C_3 и более тяжелые углеводороды. Оставшийся газообразный метан, в зависимости от требований к продукции по калорийности, может в качестве примесей иметь 3–4% этана, 2–3% пропана, до 2% бутанов и до 1,5% азота. Если эту смесь метана с другими газами охладить примерно до температуры -160 °C при давлении чуть больше атмосферного (температура кипения чистого метана при атмосферном давлении -161,5 °C), то он превращается в жидкость.

Основные технологии получения сжиженного природного газа, которые нашли применение в промышленности представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. География заводов и технологий для производства СПГ

	Страна	Название проекта	Год ввода в эксплуатацию	Компания/Владельцы	Технология сжижения
1	США	Kenai LNG	1969	ConocoPhillips	ConocoPhillips Optimized Cascade®
2	Ливия	Marsa El Brega	1970	LNOC	APC C_3MR
3	Бруней	Brunei LNG T1-4	1973	Government of Brunei, Shell, Mitsubishi	APC C_3MR
4	Бруней	Brunei LNG T5	1974	Government of Brunei, Shell, Mitsubishi	APC C_3MR
5	ОАЭ	ADGAS LNG T1-2	1977	ADNOC, Mitsui, BP, TOTAL	APC C_3MR
6	Алжир	Arzew-GL1Z (T1-6)	1978	Sonatrach	APC C_3MR
7	Алжир	Arzew-GL2Z (T1-6) 1	1981	Sonatrach	APC C_3MR
8	Индонезия	Bontang LNG T3-4	1983	Pertamina	APC C_3MR
9	Малайзия	MLNG Satu (T1-3)	1983	PETRONAS, Mitsubishi, Sarawak State Government	APC C_3MR
10	Австралия	North West Shelf T1	1989	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C_3MR
11	Австралия	North West Shelf T2	1989	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C_3MR
12	Индонезия	Bontang LNG T5	1990	Pertamina	APC C_3MR
13	Австралия	North West Shelf T3	1992	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C_3MR
14	ОАЭ	ADGAS LNG T3	1994	ADNOC, Mitsui, BP, TOTAL	APC C_3MR
15	Индонезия	Bontang LNG T6	1995	Pertamina	APC C_3MR
16	Малайзия	MLNG Dua (T1-3)	1995	PETRONAS, Shell, Mitsubishi, Sarawak State Government	APC C_3MR
17	Катар	Qatargas I (T1)	1997	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL, Marubeni, Mitsui	APC C_3MR
18	Катар	Qatargas I (T2)	1997	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL, Marubeni, Mitsui	APC C_3MR
19	Индонезия	Bontang LNG T7	1998	Pertamina	APC C_3MR
20	Катар	Qatargas I (T3)	1998	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL, Marubeni, Mitsu	APC C_3MR
21	Катар	RasGas I (T1)	1999	Qatar Petroleum, ExxonMobil, KOGAS, Itochu, LNG Japan	APC C_3MR
22	Тринидад и Тобаго	ALNG T1	1999	Shell, BP, CIC, NGC Trinidad	ConocoPhillips Optimized Cascade®
23	Нигерия	NLNG T1	2000	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C_3MR
24	Оман	Oman LNG T1	2000	Government of Oman, Shell, TOTAL, Korea LNG, Mitsubishi, Mitsui, Partex, Itochu	APC C_3MR
25	Индонезия	Bontang LNG T8	2000	Pertamina	APC C_3MR
26	Оман	Oman LNG T2	2000	Government of Oman, Shell, TOTAL, Korea LNG, Mitsubishi, Mitsui, Partex, Itochu	APC C_3MR
27	Катар	RasGas I (T2)	2000	Qatar Petroleum, ExxonMobil, KOGAS, Itochu, LNG Japan	APC C_3MR
28	Нигерия	NLNG T2	2000	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C_3MR
29	Тринидад и Тобаго	ALNG T2	2002	Shell, BP	ConocoPhillips Optimized Cascade®
30	Малайзия	MLNG Tiga (T1-2)	2003	PETRONAS, Shell, JX Nippon Oil & Energy, Sarawak State Government, Mitsubishi, JAPEX	APC C_3MR
31	Катар	RasGas II (T1)	2004	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC C_3MR/ Split MR™

ТАБЛИЦА 1. *Продолжение*

	Страна	Название проекта	Год ввода в эксплуатацию	Компания/Владельцы	Технология сжижения
32	Австралия	North West Shelf T4	2004	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsu	APC C_3MR
33	Египет	Damietta LNG T1	2005	Gas Natural Fenosa, Eni, EGPC, EGAS	APC C_3MR/ Split MR™
34	Египет	ELNG T1	2005	Shell, PETRONAS, EGAS, EGPC, ENGIE	ConocoPhillips Optimized Cascade®
35	Катар	RasGas II (T2)	2005	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC C3MR/ Split MR™
36	Египет	ELNG T2	2005	Shell, PETRONAS, EGAS, EGPC	ConocoPhillips Optimized Cascade®
37	Оман	Qalhat LNG	2006	Government of Oman, Oman LNG, Gas Natural Fenosa, Eni, Itochu, Mitsubishi, Osaka Gas	APC C_3MR
38	Тринидад и Тобаго	ALNG T4	2006	Shell, BP, NGC Trinidad	ConocoPhillips Optimized Cascade®
39	Австралия	Darwin LNG T1	2006	ConocoPhillips, Santos, INPEX, Eni, JERA, Tokyo Gas	ConocoPhillips Optimized Cascade®
40	Катар	RasGas II (T3)	2007	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC C3MR/ Split MR™
41	Экваториальная Гвинея	EG LNG T1	2007	Marathon, Sonagas, Mitsui, Marubeni	ConocoPhillips Optimized Cascade®
42	Норвегия	Sn hvit LNG T1	2008	Statoil, Petoro, TOTAL, ENGIE, LetterOne	Linde MFC
43	Нигерия	NLNG T6	2008	NNPC, Shell, TOTAL, Eni	APC C_3MR
44	Австралия	North West Shelf T5	2008	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Woodside, Mitsubishi, Mitsui	APC C_3MR
45	Катар	Qatargas II (T1)	2009	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC AP-X
46	Россия	Sakhalin 2 (T1)	2009	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	Shell DMR
47	Россия	Sakhalin 2 (T2)	2009	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	Shell DMR
48	Катар	RasGas III (T1)	2009	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC AP-X
49	Катар	Qatargas II (T2)	2009	Qatar Petroleum, ExxonMobil, TOTAL	APC AP-X
50	Индонезия	Tangguh LNG T1	2009	BP, CNOOC, JX Nippon Oil & Energy, Mitsubishi, INPEX, KG Berau, Sojitz, Sumitomo, Mitsu	APC C_3MR/ Split MR™
51	Йемен	Yemen LNG T1	2009	TOTAL, Hunt Oil, Yemen Gas Co., SK Group, KOGAS, Hyundai, GASSP	APC C_3MR/ Split MR™
52	Индонезия	Tangguh LNG T2	2010	BP, CNOOC, JX Nippon Oil & Energy, Mitsubishi, INPEX, KG Berau, Sojitz, Sumitomo, Mitsui	APC C_3MR/ Split MR™
53	Катар	RasGas III (T2)	2010	Qatar Petroleum, ExxonMobil	APC AP-X
54	Йемен	Yemen LNG T2	2010	TOTAL, Hunt Oil, Yemen Gas Co., SK Group, KOGAS, Hyundai, GASSP	APC C_3MR/ Split MR™
55	Перу	Peru LNG T1	2010	Hunt Oil, Shell, SK Group, Marubeni	APC C_3MR/ Split MR™
56	Катар	Qatargas III	2010	Qatar Petroleum, ConocoPhillips, Mitsui	APC AP-X
57	Катар	Qatargas IV	2011	Qatar Petroleum, Shell	APC AP-X
58	Австралия	Pluto LNG T1	2012	Woodside, Kansai Electric, Tokyo Gas	Shell propane pre-cooled mixed refrigerant design
59	Алжир	Skikda - GL1K Rebuild	2013	Sonatrach	APC C_3MR
60	Ангола	Angola LNG T1	2014	Chevron, Sonangol, BP, Eni, TOTAL	ConocoPhillips Optimized Cascade®
61	Папуа-Новая Гвинея	PNG LNG T1 PNG LNG T2	2014	ExxonMobil, Oil Search, PNG Government, Santos, JX Nippon Oil & Energy, MRDC, Marubeni, Petromin PNG	APC C_3MR
62	Алжир	Arzew - GL3Z (Gassi Touil)	2014	Sonatrach	APC C_3MR/ Split MR™
63	Австралия	QCLNG T1 QCLNG T2	2015	Shell, Tokyo Gas, CNOOC	ConocoPhillips Optimized Cascade®
64	Индонезия	Donggi-Senoro LNG	2015	Mitsubishi, Pertamina, KOGAS, Medco	APC C_3MR
65	Австралия	GLNG T1 GLNG T2	2016	Santos, PETRONAS, TOTAL, KOGAS	ConocoPhillips Optimized Cascade®
66	Австралия	Australia Pacific LNG T1	2016	ConocoPhillips, Origin Energy, Sinopec	ConocoPhillips Optimized Cascade®
67	США	Sabine Pass T1 Sabine Pass T2	2016	Cheniere Energy, Blackstone	ConocoPhillips Optimized Cascade®
68	Австралия	Gorgon LNG T1 Gorgon LNG T2	2016	Chevron, ExxonMobil, Shell, Osaka Gas, Tokyo Gas, JERA	APC C_3MR/ Split MR™
69	Малайзия	MLNG T9	2017	PETRONAS, JX Nippon Oil & Energy, Sabah State	APC C_3MR/ Split MR™
70	Россия	Yamal LNG T1	2017	Novatek, Total , CNPC, Silk Road Fund	Air Products MCR/ Air Products AP-C_3MR™

Структура мирового опыта применения технологий сжижения природного газа в процентном соотношении приведена на диаграмме (рисунок 1).

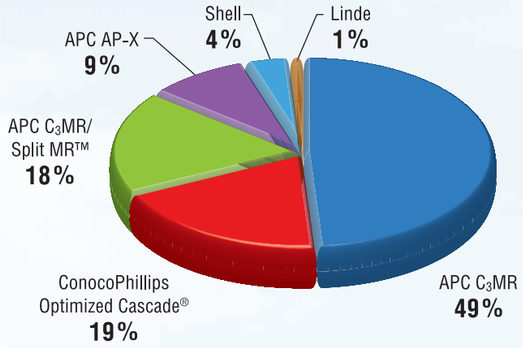
Развитие технологий сжижения природного газа постепенно проходило по двум направлениям (рисунок 2).

Во-первых, происходило регулирование количества циклов охлаждения на чистых хладагентах с переходом от классического каскадного процесса на пропане, этилене и метане на модернизированный каскадный процесс (ConocoPhillips), в котором метановый цикл разомкнут. Процесс MFC, реализованный на проекте в Норвегии («Snohvit»), является последователем этого развития с переходом от чистых хладагентов к смешанным в трехконтурном цикле охлаждения.

Во-вторых, протекала оптимизация количества холодильных циклов и уровней, а также применение как чистых хладагентов (стадия предварительного охлаждения), так и смешенных хладагентов для окончательного охлаждения и переохлаждения природного газа. Следует отметить, что процесс DMR позволил в условиях холодного климата получать до 5 млн т/год сжиженного природного газа. Эта технология получила и дальнейшее развитие (DMR – Liquefin), однако ввиду сложности конструкции оборудования пока не нашла применение в промышленности.

Анализ информации по процессам сжижения природного газа показал, что большинство действующих заводов СПГ используют технологию смешанного хладагента с предварительным пропановым охлаждением. Разработчиком процесса является компания Air products and Chemicals Inc (APCI). В настоящее время, после истечения срока действия ряда патентов APCI, лицензии на данную технологию, а также на ряд ее видоизменений, таких как параллельная система смешанного хладагента (PMR), предоставляет также компания Shell. Кроме того, компания APCI предлагает ряд видоизменений технологии смешанного хладагента с предварительным пропановым охлаждением – технологию

РИС. 1. Промышленное использование технологий сжижения природного газа в мире

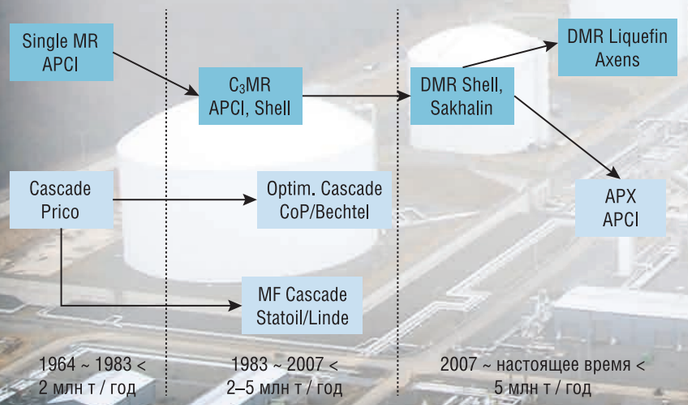


ФАКТЫ

До **4,5** трлн м³

может вырасти спрос на газ к 2035 году

РИС. 2. Эволюция технологий сжижения природного газа



Split MR™, а также разработанную технологию производства СПГ – AP-X™, позволяющую строить технологические линии производительностью свыше 5 млн т/год. Уникальными в этом плане являются 4-я и 5-я нитки СПГ завода в Катаре, где производительность составляет 7–8 млн т/год (рисунок 3).

Правда, большинство заводов пересмотрели единичные мощности технологических линий, которые на данный момент составляют 5–6 млн т/год. Связано это, скорее всего, с дороговизной изготовления единичного оборудования, его обслуживания, повышенным риском выхода из строя и большими (возможно, не всегда окупаемыми) вложениями.

Лицензии на каскадную технологию предоставляют несколько компаний, в том числе APCI и Shell, хотя единственный построенный за последнее время завод СПГ, который использует оптимизированную каскадную технологию, применяет лицензию компании Conoco Phillips. Технология двухконтурного охлаждения со смешанным хладагентом (DMR), первоначально предлагавшаяся Technip/Snamprogetti, теперь для новых проектов производства СПГ предоставляется IFP/Axens (Liquefin™). Лицензии на варианты технологии DMR предоставляются также компаниями APCI и Shell. Применение большинства процессов увязывается владельцами лицензий с обязательным применением основного оборудования, в число которого входят теплообменники,

РИС. 3. Эволюция мощностей технологических линий по сжижению природного газа

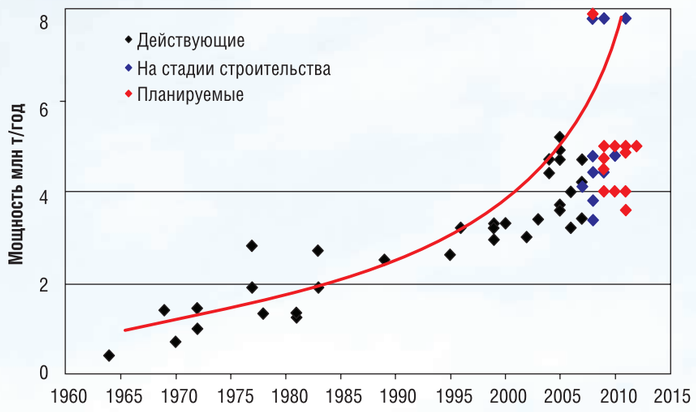
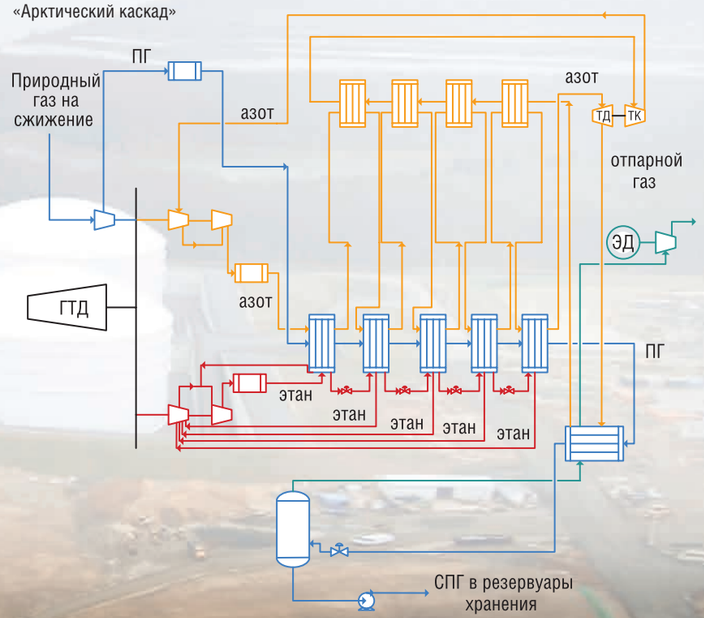


РИС. 4. Действующие заводы по сжижению природного газа

РИС. 5. Принципиальная технологическая схема сжижения природного газа «Арктический каскад»



компрессоры и мощные газотурбинные или электрические приводы. Их требования ограничивают участие российских производителей.

Из рис. 1 видно, что каждый второй завод по сжижению природного газа использует технологию C3MR (APCI), еще четверть приходится на ее модификации (C3MR/Split MR, C3MR AP-X). Однако данная статистика мало подходит для России, ведь большинство заводов, эксплуатируемых в мире, находится в субэкваториальном климате (рисунок 4).

Непосредственно процесс сжижения природного газа потребляет в зависимости от технологий и объемов от 15 до 30% от общей энергетики. Таким образом, даже небольшое увеличение в эффективности сжижения природного газа улучшает конкурентоспособность и сокращает огромные энергетические затраты.

В связи с активным развитием производства сжиженного природного газа в России, а также санкциями, связанными с запретами сотрудничества с рядом зарубежных компаний, отечественные компании взялись за разработку своих технологий производства СПГ, с использованием оборудования, произведенного на внутреннем рынке.

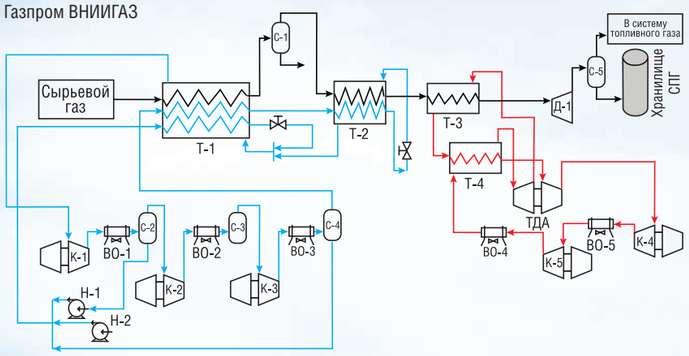
Самой амбициозной на сегодняшний день является технология, представленная компанией ПАО «НОВАТЭК», которой принадлежит контрольный пакет акций компании «Ямал СПГ».

Способ сжижения природного газа по циклу высокого давления с предохлаждением этаном и переохлаждением азотом «арктический каскад» и установка для его осуществления

Принципиальная технологическая схема процесса приведена на рисунке 5.

Предложенный способ сжижения природного газа заключается в том, что подготовленный сырьевой природный газ предварительно охлаждают, отделяют этан, переохлаждают сжижаемый газ с использованием охлажденного азота в качестве

РИС. 6. Принципиальная технологическая схема сжижения природного газа Газпром ВНИИГАЗ



хладагента, снижают давление сжижаемого газа, отделяют несжиженный газ и отводят сжиженный природный газ. При этом перед предварительным охлаждением природный газ компримируют, отделение этана осуществляют в процессе многоступенчатого предварительного охлаждения сжижаемого газа с одновременным испарением этана с использованием охлажденного этана в качестве хладагента. Этан, полученный при испарении, компримируют, конденсируют и используют в качестве хладагента при охлаждении сжижаемого газа и азота, причем азот компримируют, охлаждают, расширяют и подают на стадию переохлаждения природного газа.

В предлагаемой технологии «Арктический каскад» в первом контуре ожижения применяется чистый хладагент этан. Такое решение значительно упрощает процесс сжижения, позволяет применять простые испарители вместо сложных многопоточных теплообменников для смешанного хладагента, расширяет перечень заводов, способных изготовить необходимое оборудование.

Использование для предварительного охлаждения этана вместо СХ приводит к снижению капитальных затрат на установку фракционирования хладагента, снижает размеры склада-хранилища, исключает из схемы узел смешения чистых хладагентов для приготовления смешанного. В условиях арктического климата такая технология выглядит более убедительной, чем C_3MR (которая применяется на остальных технологических линиях «Ямал СПГ»), в связи с использованием в предварительном цикле этана в качестве хладагента.

В технологии «Арктический каскад» на одну технологическую линию применяется один привод, распределяющий свою мощность через мультипликатор, что позволяет снизить затраты и номенклатуру оборудования.

Расчетные энергетические затраты на производство СПГ по технологии «Арктический каскад» составляют около 220 кВт на тонну.

Уже сегодня известно, что для четвертой технологической линии проекта «Ямал СПГ» мощностью 0,9 млн т/год выбрана именно технология «Арктический каскад».

ФАКТЫ

На 220 млрд м³

вырастет добыча газа в России за четверть века за счет запасов полуострова Ямал, Штокмановского месторождения и месторождений Восточной Сибири

Способ сжижения природного газа по двухконтурной системе Газпром ВНИИГАЗ

Принципиальная технологическая схема процесса (рисунок 6) предусматривает предварительную глубокую очистку и осушку сырьевого газа. После обработки газ высокого давления подается в установку сжижения, где подвергается ступенчатому охлаждению в теплообменных аппаратах Т-1 и Т-2. В Т-1 газ охлаждается до температуры минус 54–52 °С, что позволяет при необходимости сконденсировать содержащиеся в сырьевом газе тяжелые углеводороды и выделить их в сепараторе С-1.

Жидкая фаза тяжелых углеводородов используется для производства компонентов смешанного холодильного агента, циркулирующего в левом (синем) контуре холодильного цикла, а также товарной продукции – пропан-бутановой смеси.

Паровая фаза из С-1 направляется в Т-2, где доохлаждается и переводится в жидкое состояние. СПГ высокого давления выводится из теплообменника Т-2 при температуре минус 125–120 °С. Далее он доохлаждается в теплообменнике Т-3 правого (красного) азотного контура установки сжижения газа до минус 160–150 °С и подается в жидкостной детандер Д-1, где расширяется до 0,11–0,13 Мпа и в результате этого охлаждается еще на несколько градусов. Переохлажденный СПГ отделяется от остатков паровой фазы в сепараторе С-5 и направляется в резервуарный парк на хранение и для последующей отгрузки в танкеры через отгрузочный терминал.

В левом контуре циркулирует многокомпонентный холодильный агент, состоящий из смеси азота, метана, этана, пропана, бутана и пентана. Циркуляция холодильного агента осуществляется за счет компрессоров К-1, К-2, К-3 и насосов Н-1 и Н-2. После сжатия в указанных компрессорах газообразный холодильный агент охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения ВО-1, ВО-2 и ВО-3, и образовавшаяся газожидкостная смесь направляется в соответствующие

сепараторы С-2, С-3 и С-4 на разделение. Паровая фаза холодильного агента сжимается в указанных компрессорах, объединяется в единый поток, который подается в многопоточный теплообменный аппарат Т-1 на охлаждение и конденсацию и используется в качестве холодильного агента в теплообменнике Т-2.

Жидкая фаза холодильного агента из сепараторов С-2, С-3 и С-4 также объединяется в единый поток и с помощью насосов Н-1 и Н-2 подается в теплообменник Т-1, в нем переохлаждается и после дросселирования возвращается в теплообменник Т-1 в качестве холодильного агента, обеспечивающего охлаждение природного газа, паровой и жидкой части холодильного агента. Правый (красный) азотный контур обеспечивает охлаждение СПГ высокого давления за счет ступенчатого сжатия азота в компрессорах К-4 и К-5 с последующим расширением в турбодетандере (ТДА). В целом холодильный цикл установки сжижения характеризуется высокой энергетической эффективностью (на уровне передовых технологий, реализованных в мире) и оптимальной степенью переохлаждения СПГ, что весьма благоприятно сказывается на условиях хранения и минимизации потерь товарной продукции из-за испарения в резервуарах.

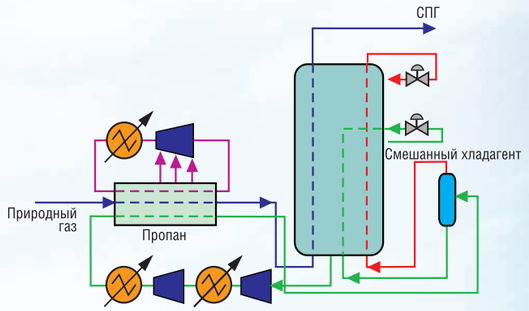
Есть большие сомнения в применимости данной технологии в условиях арктического климата при большой производительности. Регулирование контура предварительного охлаждения представляет собой сложную задачу из-за большого количества компонентов хладагента. Технология разрабатывалась для проекта СПГ-завода во Владивостоке, но и там, возможно, она не будет реализована.

И технология ПАО «НОВАТЭК» и технология ООО «Газпром ВНИИГАЗ» представляют собой технологическую линию с большим количеством оборудования, что, скорее всего, будет негативно отражаться на надежности и приведет к повышенному риску при эксплуатации. Что же касается энергетических затрат при сжижении природного газа, то они сопоставимы с зарубежными, а в условиях арктического климата могут проявить себя даже более выгодными.

Обе российские технологии на данный момент не способны конкурировать с зарубежными, являются, скорее, катализатором развития СПГ-индустрии в России. В качестве основных причин можно выделить отсутствие возможности изготовления требуемого теплообменного оборудования, отсутствие производства газотурбинных агрегатов повышенной мощности, отсутствие опыта внедрения новых СПГ-технологий и методов оптимизации производства. Все это ставит под сомнения экономическую эффективность производства СПГ на российских технологиях и оборудовании, тем не менее работы в этой области необходимы для отечественной промышленности.

Последние проекты, находящиеся в условиях холодного климата («Сахалин-2», «Snohvit»), использовали технологии DMR и MFC, соответственно. Поэтому в данной статье для

РИС. 7. Принципиальная технологическая схема сжижения природного газа C_3MR (APCI)



ФАКТЫ

-161,5 °С

температура кипения чистого метана при атмосферном давлении

сравнения были взяты две технологии (так как MFC будет незначительно отличаться от DMR, при этом стоимость оборудования будет выше) производства сжиженного природного газа: C_3MR, DMR. К тому же высока вероятность того, что для проекта «Арктик СПГ-2», а также других российских СПГ-проектов будет использована одна из этих технологий, либо их незначительные модификации.

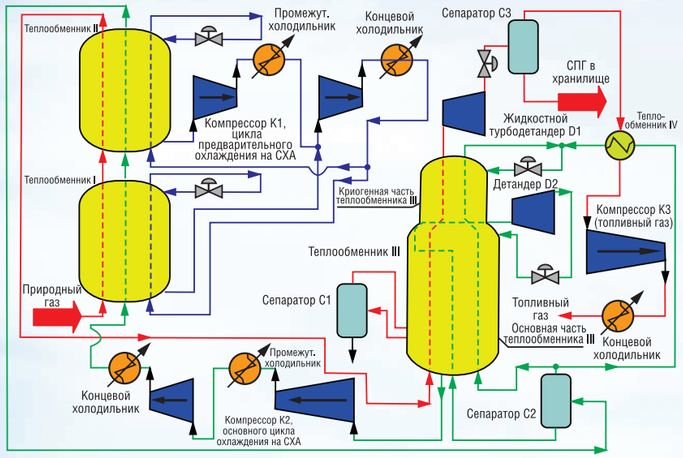
Технология сжижения смешанным хладагентом с предварительным охлаждением пропаном C_3MR (APCI)

Принципиальная технологическая схема процесса приведена на рис. 6.

Система пропанового охлаждения использует четыре уровня давления для предварительного охлаждения как потока природного газа, так и потока СХ. Далее природный газ сжижается в нижней секции основного криогенного теплообменника и переохлаждается в верхней секции. Поток СХ направляется в сепаратор. Жидкость из сепаратора, тяжелый хладагент, переохлаждается в нижней секции теплообменника, дросселируется и поступает в межтрубную часть теплообменника. Газовый поток из сепаратора, легкий СХ, сжижается и переохлаждением в трубной части теплообменника дросселируется, после чего поступает в его межтрубную часть (рисунок 7).

Пропан на выходе из компрессора конденсируется воздухом или водой в пропановом конденсаторе.

РИС. 8. Принципиальная технологическая схема сжижения природного газа DMR



Смешанный хладагент состоит из азота, метана, этана и пропана. После выхода из теплообменника он в виде насыщенного пара поступает в компрессор. Поток СПГ из теплообменника проходит через дроссельный клапан. Результирующий двухфазный поток проходит сепарацию в испарительной емкости. Этот процесс позволяет достичь приемлемой концентрации азота в СПГ. Температура СПГ, поступающего из теплообменника, контролируется для получения желаемого объема отпарного газа из испарительной емкости. Затем товарный СПГ подается в резервуар – хранилище СПГ.

ФАКТЫ

До 5 млн

т/год СПГ позволяет получать процесс DMR в условиях холодного климата

Технология двухконтурного охлаждения смешанным хладагентом DMR (Shell)

Технологический процесс сжижения DMR (double mixed refrigerant – хладагент двойного смешения) был разработан в 2002 году для средне- и крупнотоннажного производства с производительностью технологической линии 2–5 млн т/год (на «Сахалине-2» 4,8 млн т/год).

Технология предполагает использование двух потоков циркулирующего охладителя, представляющего собой смесь азота и легких углеводородов (обычно – метан, этан, пропан, изобутан, бутан): контур предварительного охлаждения и контур сжижения (рисунок 8).

Сухой очищенный природный газ проходит предварительное охлаждение и частичную конденсацию в теплообменниках предварительного охлаждения с помощью смешанного хладагента первой ступени и подается в теплую часть главного криогенного теплообменника. Двухфазный поток поступает в сепаратор С1, где от него отделяются тяжелые компоненты.

Паровая фаза сепаратора С1 возвращается в криогенный теплообменник, где она охлаждается и конденсируется. Затем поток СПГ направляется в хранилище при температуре -161 °С и атмосферном давлении. Для отделения азота от СПГ используется сепаратор С3. Паровая фаза сепаратора С3, которая образуется при сбросе давления в дросселе, компримируется и используется в качестве топливного газа. Жидкая фаза сепаратора С1 поступает на ГФУ. Пары смешанного хладагента СХ1 низкого давления из теплообменника II компримируются в компрессоре

К1 и охлаждаются в промежуточном холодильнике, смешиваются с парами смешанного хладагента среднего давления из теплообменника I, компримируются в компрессоре и охлаждаются в воздушном концевом холодильнике. Хладагент СХ1 высокого давления частично конденсируется и делится на два потока. Первый поток после редуцирования в дросселе до среднего давления возвращается в теплообменник Т01 и далее направляется на сжатие в компрессор. Второй поток поступает в теплообменник II, где конденсируется и переохлаждается. Перед возвратом в теплообменник II давление потока понижается на регулирующем клапане.

Потоки смешанного хладагента СХ1 полностью испаряются в теплообменниках предварительного охлаждения I и II перед возвратом в компрессор соответствующей ступени. Смешанный хладагент 2 низкого давления компримируется в компрессорах основного цикла с промежуточным охлаждением в аппаратах воздушного охлаждения (промежуточный и концевой холодильники). Дальнейшее охлаждение и частичная конденсация СХ2 высокого давления осуществляются потоком смешанного хладагента СХ1 в теплообменниках предварительного охлаждения I, II. После предварительного охлаждения двухфазный поток смешанного хладагента СХ2 разделяется на «тяжелый» (жидкая фаза сепаратора С-2) и «легкий» СХ2 (паровая фаза сепаратора С-2). «Легкий» и «тяжелый» смешанный хладагент СХ2 подаются в теплую часть теплообменника III разными потоками.

«Легкий» смешанный хладагент («легкий» СХ) проходит теплую, холодную и криогенную части теплообменника, после чего его давление понижается на дросселе перед подачей в криогенную

ТАБЛИЦА 2. Состав природного газа

Компонент	% моль	% масс.
Метан	87,54	75,04
Этан	4,77	7,66
Пропан	2,94	6,93
i – бутан	0,51	1,58
n – бутан	0,55	1,71
i – пентан	0,31	1,20
n – пентан	0,35	1,35
Азот	3,03	4,54

ТАБЛИЦА 3. Состав смешенного хладагента

Компонент	% моль
Метан (С1)	45,0
Этан (С2)	45,0
Пропан (С3)	2,0
н-Бутан (n-C4)	–
Азот (N2)	8,0

часть теплообменника III, где он переохлаждает СПГ и конденсирует природный газ. «Тяжелый» смешанный хладагент («тяжелый» СХ) проходит теплую, холодную части теплообменника III, после чего его давление понижается на дросселе перед подачей в холодную часть теплообменника III, где он смешивается с «легким» СХ и конденсирует природный газ. Поток смешанного хладагента СХ низкого давления полностью испаряется и перегревается в теплой части теплообменника III перед возвратом в компрессор К2.

Моделирование процесса СПГ-завода проводили с использованием программных комплексов оптимизации технологических процессов газопереработки. Термодинамические библиотеки и уравнения состояния, применяемые для подобных расчетов, подходят для реальных исследований технологических процессов.

Принципиальный состав газа не влияет на получение итоговых результатов при сравнении данных технологий, поэтому при расчетах использовался усредненный газ месторождений Сибири (таблица 2).

Данный газ является жирным, с пониженным содержанием метана и избытком этана и пропана. Сырье подается на установку при температуре от -20 °С до +20 °С (в условиях арктического климата возможна и более низкая температура сырья, поступающего на установку), давлении 5 МПа. Для охлаждения используется окружающий воздух (наименьшие эксплуатационные затраты, экологические требования). Есть информация,

ФАКТЫ

C_3MR

– это технология по сжижению природного газа, которую использует каждый второй завод

что на СПГ-заводе в Норвегии «Snohvit» (технология MFC) применение морской воды в качестве охлаждения привело к крайне негативным последствиям, в связи с некачественным проектированием теплообменного оборудования.

Состав смешанного хладагента представлен в таблице 3.

После моделирования данных технологий была определена производительность установок в зависимости от входной температуры сырья.

Результаты расчета представлены в таблицах 4, 5.

Принципиальное отличие каждой технологии сжижения заключается в выборе предварительного охлаждения, а также в выборе приводов для компрессорного оборудования (газотурбинный или электрический).

В технологии C_3MR в качестве предварительного охлаждения используется чистый хладагент – пропан, в отличие от технологии DMR, где охлаждение осуществляется смешанными хладагентами.

ТАБЛИЦА 4. Краткая сводка по производительности технологии C3MR

Температура окружающей среды, °С	-20	-10	-5	5	10	20
Производительность, млн тонн в год	6,9	6,8	6,6	6,1	5,4	4,8
Мощность газотурбинного агрегата, МВт	195	184	176	169	158	148
Удельная мощность компрессора	0,91	0,88	0,86	0,89	0,94	1,00

ТАБЛИЦА 5. Краткая сводка по производительности технологии DMR

Температура окружающей среды, °С	-20	-10	-5	5	10	20
Производительность, млн тонн в год	8,5	7,5	7,1	6,2	5,5	4,8
Мощность газотурбинного агрегата, МВт	195	184	173	169	158	148
Удельная мощность компрессора	0,75	0,80	0,85	0,89	0,94	1,00

ТАБЛИЦА 6. Показатели технологий сжижения газа на 1 кг в арктическом климате

Наименование показателя	Единица измерения	Технологии	
		C3MR	DMR
Затраты энергии в холодильных циклах	КВт/час	0,214	0,215
Суммарная тепловая нагрузка теплообменников	Ккал/час	485	498
Удельные капитальные затраты	Долл США/т СПГ	1,161	1,177
Тепловая нагрузка на конденсатор	Ккал/час	251	260
Суммарная тепловая нагрузка теплообменников и конденсаторов	Ккал/час	736	758

Такая схема охлаждения позволяет получать сжиженный природный газ производительностью до 7–8 млн т/год.

В качестве привода используется газотурбинный агрегат, который в условиях арктического климата выглядит более предпочтительным, нежели электрический, в качестве привода для компрессорного оборудования. Объясняется это доступностью газа в качестве топлива для газотурбинной установки, в то время как для электропривода требуется строительство собственной электростанции (где также необходимо использование газотурбинных агрегатов) и линий электроснабжения, что увеличивает капитальные затраты на строительство завода СПГ.

К тому же на стадии предварительного охлаждения пропаном – сырье охлаждается до температуры -30 °С, что приводит к фактически бесполезной работе этого блока (в зимний период работы установки). В процессе DMR в блоке предварительного охлаждения используются смешанные хладагенты (этан, пропан, изобутан, изопентан), при этом поступающий на сжижение газ, как правило, на выходе имеет температуру минус 40–50 °С. Из таблицы 5 видно, что производительность сжиженного природного газа колеблется в зависимости от времени года и среднесуточной температуры окружающего воздуха, при температуре окружающей среды -20 °С достигает 8,5 млн т/год. В условиях арктического климата, когда этот период будет совпадать со временем максимального спроса на энергоресурсы, а значит максимальной цены, можно получить дополнительную прибыль (спотовый рынок газа), которая при большой мощности завода (свыше 3,5 млн т/год) будет играть значительную роль в рентабельности проекта. При холодном климате в течение года процесс DMR позволяют увеличить производительность технологической лини. К тому же, по нашим оценкам, минимальная стоимость капитальных вложений в строительство завода по сжижению природного газа в условиях арктического климата, увеличится как минимум на 10–15 %, в зависимости от различных условий. Данные представлены в таблице 6.

В заключение стоит отметить, что в России по технологии DMR работает завод по сжижению природного газа «Сахалин-2», а по технологии C_3MR – завод по сжижению природного газа «Ямал СПГ», к тому же по технологии MFC в условиях северного климата функционирует норвежский завод по сжижению природного газа «Snohvit».

ФАКТЫ

220 кВт

на тонну составляют расчетные энергетические затраты на производство СПГ по технологии «Арктический каскад»

Целесообразность использования в условиях холодного климата технологии C_3MR остается под большим вопросом. Так в марте 2016 г. Kvaemer подготовил концепцию СПГ-завода для ПАО «НОВАТЭК» на Гыдане («Арктик СПГ») на основе технологий немецкой Linde и американской APCI. Учитывая тот факт, что большую часть референц-листа компании Linde составляют технологии Limum (SMR) и MFC, можно сделать вывод, что владельцы проекта имеют ряд сомнений относительно применения технологии C3MR, в числе описанных выше.

А также разработанная компанией ПАО «НОВАТЭК» технология сжижения природного газа «Арктический каскад», вполне может конкурировать с зарубежными, особенно после апробирования на 4-й нитке «Ямал СПГ» мощностью до 1 млн т/год.

Литература

1. *Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.*
2. *Анализ технологий получения сжиженного природного газа в условиях арктического климата / И.В. Мещерин, А.Н. Настин // Труды Российского Государственного Университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2016. – С. 173.*
3. *И.В. Мещерин. Презентация. Международный топливно-энергетический форум ЭНЕРКОН-2014 «СПГ или трубопровод».*
4. *Мещерин И.В, Журавлев Д.В. Сравнительный анализ процессов сжижения природного газа// Газовая промышленность. – 2008. – № 1 (614). – С. 90-93.*
5. *Морская транспортировка газа/И.В. Мещерин, И.А. Ким, НА. Чукова, А.Н. Чернов и др. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 427 с.*
6. *Vist Sivert, Morten Svenning, Hilde Furuholt Valle, Henrik Ormbostad, Gunder Bure Gabrielsen, Dan Pedersen, Roy Ivar Nielsen, Jostein Pettersen, Arne Olav Fredheim, "Start-Up Experiences From Hammerfest LNG – A Frontier Project In The North Of Europe", Paper PS4-4, LNG 16, 2010.*
7. *Никитина А. Прогноз BP до 2035 года // Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль». – 2015. – № 6. – С. 15–16.*
8. *Д.В. Люгай, А.З. Шайхутдинов, Ю.Г. Мутовин, Г.Э. Одишария Проблемные вопросы разработки и реализации проектов СПГ // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2017. – С. 218–226.*

KEYWORDS: *transportation of natural gas, liquefied natural gas, technologies, arctic climate, arctic cascade, liquefaction cycle.*

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ · ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА · СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION Business Aviation

Cessna A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24

ЗАГОРОДНЫЙ ДОМ. КАКОЙ ОН?

РЕКЛАМА

ЭПОХА ГОРОДА, ОБЕСПЕЧИВАВШЕГО ЧЕЛОВЕКУ КОМФОРТ И БЕЗОПАСНОСТЬ, РАБОТУ, «ШАГОВУЮ ДОСТУПНОСТЬ» КУЛЬТУРНЫХ ОБЪЕКТОВ И ШИРОКИЕ СОЦИАЛЬНЫЕ КОНТАКТЫ, УХОДИТ. ОНА НАУЧИЛА НАС НЕ БОЯТЬСЯ «ЧУЖИХ», ЧТО В ИТОГЕ, УКРЕПИЛО ФУНДАМЕНТ БЕЗОПАСНОСТИ. ЕЕ ИНДУСТРИЯ СОЗДАЛА ТРАНСПОРТНЫЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ КАНАЛЫ, ПО КОТОРЫМ МЫ ЛЕГКО ПРЕОДОЛЕВАЕМ РАЗДЕЛЯЮЩИЕ НАС ПРОСТРАНСТВА И СОЦИАЛЬНЫЕ БАРЬЕРЫ. И ТЕПЕРЬ НАМ НЕТ НУЖДЫ НЕ ТОЛЬКО СТРЕМИТЬСЯ ЗА ЛУЧШЕЙ ЖИЗНЬЮ В ГОРОД, НО И ОСТАВАТЬСЯ В НЕМ. КОНЕЧНО, ДВИЖЕНИЯ «НАЗАД В ДЕРЕВНЮ» НЕ БУДЕТ. НАМ ПРЕДСТОИТ ЖИТЬ В ЭПОХУ АГЛОМЕРАЦИЙ, В КОТОРЫХ БУДУТ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ГОРОДСКИЕ МНОГОЭТАЖНЫЕ ЗАСТРОЙКИ И МАЛОЭТАЖНЫЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ПОСЕЛЕНИЯ. КАКОЙ БЫ СТИЛЬ ЖИЗНИ МЫ НЕ ВЫБРАЛИ, «ГОРОДСКОЙ» ИЛИ «КАНТРИ», УРОВЕНЬ КОМФОРТА, ДОСТУПНОСТЬ СЕРВИСОВ И РЕСУРСОВ БУДУТ БЛИЗКИМИ, ОЧЕВИДНО, «ГОРОДСКИМИ»

THE TIME OF URBAN LIVEABILITY ENABLING HUMAN BEINGS TO LIVE IN COMFORT AND SAFETY, PROVIDING EMPLOYMENT, CLOSE ACCESS TO CULTURAL FACILITIES AND BROAD SOCIAL CONNECTIONS IS RUNNING OUT. WE TAUGHT NOT TO BE AFRAID OF "STRANGERS" THAT EVENTUALLY STRENGTHENS THE FOUNDATION OF SECURITY. ITS INDUSTRY HAS CREATED TRANSPORT AND INFORMATION CHANNELS, THROUGH WHICH WE EASILY OVERCOME THE DIVIDING LINES AND SOCIAL OBSTACLES. NOW WE DON'T HAVE TO SEEK A BETTER LIFE IN URBAN SETTINGS AND STICK AROUND TOWN. OF COURSE, SHOULD NOT BE EXPECTED RETURN MIGRATION TO THE COUNTRYSIDE. WE ARE TO LIVE IN THE ERA OF AGGLOMERATIONS WITH URBAN MULTISTORY BUILDINGS AND LOW-RISE INDIVIDUAL SETTLEMENTS. WHICHEVER LIFESTYLE WE CHOOSE, "URBAN" OR "COUNTRY", THE LEVEL OF COMFORT, AVAILABILITY OF SERVICES AND RESOURCES WILL BE CLOSE, OBVIOUSLY, TO "URBAN"

Ключевые слова: *загородный дом, деревянное домостроение, клееный брус, древесное сырье, жизненный комфорт.*

Чем кардинально отличается жизнь за городом – жилым пространством. Загородный дом – не просто более просторное жилище, чем квартира внутри капитальных стен. Кроме собственно жилого здания, это еще и «живая территория» вокруг дома с клумбами и хозяйственными постройками, мастерской и гаражом, зелёным садом и свежим воздухом. Да и сам дом по своей функциональности явно выигрывает у квартиры. В нем найдется место для вместительной кладовой, удобной гардеробной, да и терраса с видом на лес выглядит куда предпочтительнее лоджии в квартире. Загородный дом позволяет реализовать все идеи о комфорте, безопасности и престиже, ограничить воплощение задуманного может лишь ваше воображение и возможные технологические особенности.

Несмотря на столь серьёзные изменения в социуме и технологиях, представления о комфортном загородном доме как правило связаны с деревом – материалом традиционным для наших мест. Его использовали и продолжают использовать не только из-за доступности, но и из-за отсутствия сопоставимых по совокупности качеств альтернативных ему материалов. Легкий и прочный, хорошо обрабатываемый, теплый и «здоровый» – никакой другой материал кроме дерева не может похвастаться таким набором достоинств. А современные технологии переработки древесины наделили ее теми свойствами, из-за которых ранее все же приходилось выбирать камень или другие материалы – долговечностью и надежностью конструкции, и высокой скоростью возведения.

Один из типов современной натуральной строительной древесины, сохранившей все свои положительные качества, является клееный брус или Glulam (glued laminated timber), который широко используется в деревянном строительстве. Технология производства этого материала не так проста, как может показаться. Пакет для склейки бруса набирают из «сшитых» по длине сухих строганных сортированных досок (ламелей).

Склеиваемый с прессованием в многослойный брус пакет досок обладает присущими композитам качествами – высокой прочностью и долговечностью. Такие операции, как фрезерование узлов сопряжения деталей (соединений паз-шип, угловых чаш и т. п.), пиление, сверление и прочие, необходимые для изготовления готовых к сборке в конструкцию элементов, хорошо интегрируются в общую производственную цепочку изготовления бруса.

Современная технология позволяет в производственных условиях изготавливать полноценные детали стен дома, что положительно сказывается на эстетике и дизайне и не требует дополнительных усилий при строительстве. Из клееного бруса можно возвести долговечный комфортный дом традиционной наборной конструкции. При этом, благодаря современным технологиям и бережному использованию материала, сохраняются все природные качества древесины.

Клееный брус идет на изготовление несущих наружных стен, несущих стоек каркасов, кровельных конструкций и перекрытий. Причем, это могут быть каркасы и стены как индивидуальных домов, так и общественных зданий, современных гостиничных и оздоровительных комплексов.

Огромное значение имеет происхождение древесного сырья, которое заготавливается в различных регионах произрастания, но больше всего ценится «северный лес» из Вологодской, Архангельской областей и Карелии. Особенности его сезонного жизненного цикла с коротким вегетационным периодом и длительным периодом покоя обуславливают сравнительно медленный рост и, как следствие, образование плотной однородной смолистой древесины. Такая древесина отличается лучшей стойкостью и стабильностью.

Процесс производства клееной продукции весьма трудоемкий и далеко не все производители могут обеспечить полное соблюдение всей технологической цепочки. Одним из таких производителей на сегодняшний день несомненно является «СОКОЛ» (Сокольский ДОК, Группа компаний «Сегежа»). Помимо собственной базы сырья, чем могут похвастаться лишь единицы, «СОКОЛ» – предприятие полного производственного цикла от лесозаготовки до выпуска домокомплектов высочайшего качества.

Одним из существенных факторов признания «марки» Сокольского ДОК является эффективная организация процесса переработки древесины в целом, в которой учитываются требования охраны окружающей среды, восстановления и возобновления природных ресурсов. Продукция Сокольского ДОК кроме «технических» сертификатов имеет сертификаты EPD (экологической декларации продуктов) и FSC (сертификат международной организации «Лесной попечительский совет» / Forest Stewardship Council). Их наличие подтверждает, что технологические процессы на предприятиях компании отвечают требованиям «ответственного лесопользования».

Клееная продукция Сокольского ДОК используется не только в России. Свидетельством высокого качества является, в частности, то, что ее импортируют Франция, Италия и, даже, традиционные производители клееной продукции – Германия и Финляндия. По объемам выпуска и экспорта продукции Сокольский ДОК среди лидеров отечественной индустрии. И его марка на Европейском рынке так же известна, как и марки российских экспортеров нефти и газа. ●

Keywords: *country house, wood construction, glued laminated timber, raw wood, living comfort.*

СОКОЛ
Сокольский деревообрабатывающий комбинат
+7 (495) 545 3636
sokoldok.ru

Buhanov
group
est. 1996

bulthaup
Kutuzovsky

LEICHT
MOSCOW

Häcker
MOSCOW

www.buhanov.group

Реклама

Buhanov
group
est. 1996

bulthaup
Kutuzovsky

LEICHT
MOSCOW

Häcker
MOSCOW

www.buhanov.group

Реклама

ИНВЕСТИЦИИ КИТАЯ В НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР АФРИКИ

УДК 330.322

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ ОПЫТ КИТАЯ В ЕГО ИНВЕСТИРОВАНИИ В НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР СТРАН АФРИКИ. В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ВСЕ ВИДЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ИНВЕСТИРОВАНИЯ В СТРАНЫ АФРИКИ, УПОМЯНУТЫ ТАК НАЗЫВАЕМАЯ «АНГОЛЬСКАЯ ФОРМУЛА», ПРИНЦИП КОТОРОЙ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В СЛЕДУЮЩЕЙ СХЕМЕ: НЕФТЬ В ОБМЕН НА ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ПРОЕКТЫ. В 2018 ГОДУ КИТАЙ ПЛАНИРУЕТ СЕРЬЁЗНО УВЕЛИЧИТЬ ОБЪЁМ ИНВЕСТИЦИЙ В АФРИКАНСКИЕ ПРОЕКТЫ И РАСШИРИТЬ СВОЁ СОТРУДНИЧЕСТВО СО ВСЕМИ ГОСУДАРСТВАМИ КОНТИНЕНТА. ДАНЫ ВОЗМОЖНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ НАЛАЖИВАНИЯ БОЛЕЕ ТЕСНЫХ КОНТАКТОВ МЕЖДУ МОСКВОЙ И СТРАНАМИ АФРИКИ

THE ARTICLE ANALYZES THE EXPERIENCE OF CHINA'S INVESTMENT IN THE OIL AND GAS SECTOR OF THE AFRICAN COUNTRIES. THE PAPER CONSIDERS ALL TYPES OF ECONOMIC INVESTMENT IN AFRICAN COUNTRIES, INCLUDING THE SO-CALLED "ANGOLAN FORMULA", THE ESSENCE OF WHICH IS IN THE FOLLOWING SCHEME: OIL IN EXCHANGE FOR INFRASTRUCTURE PROJECTS. IN 2018, CHINA IS GOING TO SERIOUSLY INCREASE INVESTMENT IN AFRICAN PROJECTS AND EXPAND ITS COOPERATION WITH ALL COUNTRIES OF THE CONTINENT. POSSIBLE RECOMMENDATIONS FOR ESTABLISHING CLOSER CONTACTS BETWEEN MOSCOW AND AFRICAN COUNTRIES ARE PROVIDED

Ключевые слова: *Китай, Африка, нефтегазовый сектор, инвестиции, экономические риски.*

Захаров Александр Николаевич,
профессор, д.э.н.
профессор кафедры мировой экономики
МГИМО МИД России

Русак Никита Андреевич,
магистрант
МГИМО МИД России

В начале 21 века Китай столкнулся с целым рядом системных проблем, ограничивающих его экономическое развитие. В первую очередь эти проблемы связаны с растущим уровнем потребления энергии (в 2016 году КНР потребила 3053 млн т энергии, что составляет 23% от общего мирового потребления). Интенсивное экономическое развитие страны требовало все большего количества энергоносителей. Таким образом, с большой долей уверенности можно говорить о том, что главная цель Китая в сфере обеспечения энергобезопасности заключается в поиске достаточного количества энергоресурсов, которые могли бы бесперебойно поставляться в страну для поддержания стабильного экономического роста.

Для решения данной стратегической задачи руководством КНР была выдвинута новая внешнеэкономическая стратегия активного выхода китайских производителей на мировые рынки, освоения природных ресурсов других стран и активного инвестирования за рубеж.[1] Африка и стала тем континентом, который отвечал всем целям китайской стратегии. Инвестирование стало одной из важнейших составляющих экономического проникновения Китая в Африку. Началом активного роста инвестиций в Африку послужила программа, принятая на первом заседании Форума китайско-африканского сотрудничества в Пекине в 2000 г. Она включала в себя целый ряд конкретных шагов, таких как защита и гарантии инвестиций, избежание двойного налогообложения, преференции инвесторам в рамках национального законодательства, обмен опытом менеджмента, создание в Африке совместных и частных китайских предприятий, включая малые и средние, льготы совместному бизнесу. Результатом данных мер стал стремительный рост инвестиций в Африку. Если в 2002 году объем ПИИ в Африку составлял всего лишь 100 миллионов долларов, то в 2015 году эта цифра достигла 585 миллионов долларов. В 2016 году был зафиксирован стремительный рост китайских прямых иностранных инвестиций, который достиг 1 миллиарда 127 миллионов долларов. Важно отметить, что китайская национальная статистика не учитывает инвестиции, поступающие через офшорные зоны, в первую очередь Гонконг. Поэтому многие эксперты оценивают общий объём инвестиций в несколько десятков миллиардов долларов.

Китай, как известно, не обладает достаточными для своего потребления запасами энергоресурсов. И даже несмотря на то, что КНР добывает нефти больше, чем любое другое государство в АТР, страна все равно чрезвычайно зависима от импорта, и эта зависимость растет с каждым годом. В последние годы необходимость в импорте нефти в Китае возросла с 35% в 2000 году до 70% в 2016 году. Так, разведанные запасы нефти составляют всего лишь 33 250 млн т, что составляет около 1,5% от общемировых запасов нефти. Этих запасов Китаю хватило бы на 34 дня. Становится очевидной необходимость китайской экономики в импорте энергоресурсов, в том числе и из Африки.[2]

Прежде чем начать более детально рассматривать китайское инвестирование в Африку, стоит понять те угрозы и вызовы, с которыми сталкивается любая страна, готовая развивать сотрудничество с африканскими странами. А таковых имеется немало.

Во-первых, это политические риски, т.к. африканские страны характеризуются относительно низкой независимостью, слабым национальным сознанием, относительно сильным этническим или племенным мышлением, более того, слабые связи между различными регионами некоторых стран ведут к общей дестабилизации политической ситуации на «черном» континенте. Постоянно возникающие конфликты между регионами, между этническими группами, а также между центральными и местными правительствами привели к росту регионализма и национального сепаратизма. Политические конфликты и конфронтации неизбежно влияют на политическую стабильность соответствующих стран и регионов. Поэтому неправильное распределение и использование энергетического богатства может не только привести к появлению «голландской болезни» в экономиках стран, но и породить серьезные политические проблемы, в первую очередь вызванные этническими противоречиями и нежеланием одних делиться нефтью и газом с другими.

Во-вторых, риски правовой системы оказывают огромное влияние на потенциальных инвесторов. Степень институционализации африканских стран-экспортеров энергоресурсов в целом невысока, уровень управления страной зачастую крайне низок, это всё приводит к появлению коррупции. Коррупция сегодня является неотделимой частью деятельности африканских органов власти, в какой-то степени коррупция даже стала синонимом Африки. Важно понимать, что коррупция всегда может привести к нестабильности в ресурсной политике правительства, к повышению операционных издержек компаний, а также может подорвать конкурентную среду. Ярчайшим примером является скандал, вызванный тем, что руководители соответствующих ведомств нигерийского правительства были замешаны в огромных по своим размерам коррупционных схемах, они были обвинены в том, что на протяжении многих лет брали взятки у французской компании Technip, и это позволяло компании-гиганту получать долгосрочные контракты в нефтегазодобывающей отрасли Нигерии. Таким образом, напрашивается вывод, что право на разработку нефти и получение контрактов во многих странах Африки полностью зависят от личного отношения государственных чиновников.

В-третьих, волна ресурсного национализма, возникающая время от времени, увеличивает неопределенность инвестиционной среды в африканских странах. Ресурсный национализм имеет различные формы: сокращение экспорта, манипулирование ценами – как для извлечения максимальной прибыли, так и для оказания политического давления на отдельных импортеров, ограничение доступа иностранных компаний к разработке национальных природных ресурсов.[3] В результате компании могут столкнуться с большими потерями инвестиций. С начала 2000-х годов, когда международные цены на нефть резко выросли и приблизились к отметке в 150 долларов США за баррель, националистические и популистские тенденции в Африке приобрели большие масштабы. Африканские производители энергии предлагали пересмотреть инвестиционную политику в энергетическом секторе и требовали больших торговых преференций.

Более того, определенные достижения Китая в энергетическом секторе Африки столкнулись с враждебностью со стороны Европы, которая рассматривает Африку в качестве своего «заднего двора», и Соединенных Штатов, для которых Китай является стратегическим конкурентом. С самого начала отдельные западные политики и некоторые аналитики постоянно называли приобретение энергии Китаем в Африке «неоколониализмом». Западные средства массовой информации и неправительственные организации также сыграли немалую роль в раздувании мифа о новом «неоколониализме» Китая. Все эти попытки влияния на политические элиты африканских стран имели некоторое значение при переговорах китайских энергетических компаний с национальными правительствами.

Не стоит забывать и о том, что такие крупные международные энергетические компании, как BP, Chevron, Anglo-Dutch Shell, Total, ExxonMobil, Anadarko и др., обладают техническими и управленческими преимуществами по сравнению с китайскими благодаря своим долгосрочным операциям в Африке. Хотя африканские страны восстановили суверенитет над ресурсами, западные транснациональные компании до сих пор играли доминирующую роль при эксплуатации большинства нефтяных и газовых месторождений.

---

[1] *Дейч Т.Л. «Африка в стратегии Китая». М.: Институт Африки РАН. 2008. – с. 326.*

[2] *Трусов А.Д., Захаров А.Н. Комплексное использование сырьевых ресурсов: пути повышения экономической эффективности в условиях НТП. – М.: Экономика. 1998. – 110 с.*

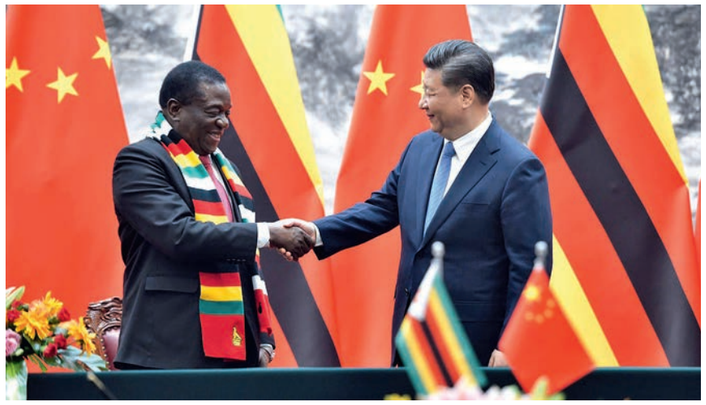
[3] *«Ресурсный национализм» – за и против». Голос Америки.*

Таким образом, можно сделать вывод о том, что существует целый ряд серьезных рисков для инвестирования средств на африканский континент. Тем не менее КНР продолжает активно наращивать сотрудничество со странами Африки, возможно, именно благодаря готовности китайских предприятий идти на определенные риски, работая в странах с нестабильной политической ситуацией, разрушенных войнами и конфликтами, Китай получает большие дивиденды от вложенных средств. Китайские компании больше подготовлены к таким проблемам, как авторитарность режимов, бюрократия, коррупция, чем западные. Работая в тяжелых условиях, китайцы вместе с тем получают более высокие прибыли на вложенные ПИИ.

Сегодня КНР наиболее заинтересована в разработке нефтегазовых месторождений, т.к. согласно «Стратегии энергетической политики КНР на 2014–2020 годы» доля этих источников энергии в структуре энергопотребления Китая должна существенно возрасти. Поэтому очевидно, что власти Поднебесной будут проявлять более пристальное внимание к тем странам, на территории которых расположены более существенные запасы нефти и природного газа.

В Африке основные разведанные залежи нефти расположены следующим образом: Ливия – 6,3 млрд тонн, Нигерия – 5 млрд тонн, Ангола – 1,6 млрд тонн, Алжир – 1,5 млрд тонн, Южный Судан – 0,5 млрд тонн, Габон – 0,3 млрд тонн, Чад, Южный Судан и Республика Конго – по 0,2 млрд тонн, Экваториальная Гвинея – 0,1 млрд тонн. Что касается запасов природного газа, то цифры следующие: Нигерия – 5,3 трлн куб. м, Алжир – 4,5 трлн куб. м, Египет – 1,8 трлн куб. м и Ливия – 1,5 трлн куб. м.[4]

За последние два десятилетия китайские компании внесли значительные инвестиции в Африку, прежде всего в области энергетики и инфраструктуры. Доля африканской нефти в импорте энергоресурсов в КНР даже достигала 30%. Хотя с тех пор эта доля снизилась, общий объем импортируемой нефти с африканского континента в Китай увеличился. Важность энергетических ресурсов Африки для Китая нельзя переоценить.



Что касается Ливии, то до недавнего времени на долю Евросоюза приходилось 9/10 нефтяного сектора этой страны, следовательно, нефтяной рынок Ливии практически полностью ориентирован на снабжение Европы. Однако ливийскую нефть также покупали Китай и США. Как известно, производство нефти в Ливии опустилось до самого низкого уровня после начала мятежа из-за отъезда работников иностранных нефтяных компаний. Эвакуация 12 тысяч китайцев в 2011 году, что составляет треть всех китайцев, работающих в Ливии, могла служить свидетельством значительного уровня их присутствия в стране. После всем известных событий доверие к европейским компаниям было подорвано. И в перспективе Ливия готова заменить западные нефтяные компании на китайские и индийские. Руководители Национального переходного совета Ливии неоднократно отмечали, что уважают и признают все ранее подписанные с Китаем контракты, в свою очередь Китай предоставил помощь новому правительству в виде гуманитарных поставок и активного участия в послевоенном восстановлении североафриканской страны. Итогом взаимного признания интересов стало заключение еще в 2013 году Ливией крупного контракта с КНР на поставки нефти, согласно которому Пекин будет закупать у Триполи до ста тысяч баррелей сырья в сутки.[5] На территории Ливии ведут свои дела семьдесят пять китайских компаний, включая CNPC, крупнейшую энергетическую компанию Китая. В 2010 году объем торговли двух стран оценивался в 6,6 миллиарда долларов.[6] Таким образом, можно с большой долей уверенности предполагать, что после урегулирования конфликта в этой стране КНР имеет все шансы на то, чтобы стать ключевым партнером в энергетической сфере.

Нигерия – член ОПЕК и занимает 10-е место в мире по запасам нефти. До недавнего времени до 80% нигерийского нефтяного экспорта шло в США. Однако в 2000-х годах Пекин вложил в развитие нефтепромышленности Нигерии более 4 миллиардов долларов, которые пошли на разведку месторождений нефти и улучшение транспортной инфраструктуры. Позднее КНР выкупила контрольный пакет акций нефтеперерабатывающего завода, производящего более 18 тыс. кубических метров нефти в сутки, а в 2005 году корпорация PetroChina подписала договор с представителями Нигерии о поставках в Китай более 30 тыс. баррелей нефти в день.[7] Более того, китайскими компаниями на китайские деньги в этой стране осуществляется строительство железных дорог (приблизительная стоимость около 7 миллиардов долларов) и возведение ГЭС, чья мощность оценивается в 3050 МВт (стоимость контракта 5,8 миллиарда долларов, ГЭС будет построена консорциумом китайских государственных компаний).[8]

[4] *BP Statistical Review of World Energy June 2017.*

[5] *«Китайский успех в нефтяном секторе Ливии».*

[6] *Бехзад Шахандех. Нефть и Ливия». Иносми.*

[7] *«Нигерия надеется нарастить добычу нефти».*

[8] *«Китай построит в Нигерии самую большую гидроэлектростанцию».*

Ангола является крупнейшим поставщиков нефти в Китай, в разные года страна была лидером по экспорту черного золота в Поднебесную, в 2017 году она заняла 3 строчку (11% в нефтяном импорте Китая), её потеснили Саудовская Аравия (15%) и Россия (13%). В 2017 году Анголе удалось экспортировать 284 млн баррелей нефти. О китайской инвестиционной политике, получившей название «Ангольская формула», уже говорилось выше, поэтому стоит лишь добавить, что степень вовлеченности Китая во все инфраструктурные проекты Анголы крайне велика. Страна, как никакая другая. зависима от экспорта своей нефти и, соответственно, крайне зависима от Пекина. В конце прошлого года правительство Анголы опубликовало план бюджета на 2018 год, в котором подчеркивалось, что будут приняты все меры для продолжения поисков новых нефтяных месторождений. Правительство Анголы прогнозирует, что, если оно не одобрит новые проекты развития, добыча нефти начнет снижаться уже с середины 2019 года. Согласно статистическим данным Министерства финансов Анголы, в 2017 году Ангола экспортировала 596 миллионов баррелей сырой нефти, что на 34 миллиона баррелей меньше, чем в 2016 году.

Алжир является крупнейшим производителем газа в Африке. Однако Китай в меньшей степени участвует в разработке нефтегазовых месторождений в этой стране, так как свыше 90% алжирского экспорта газа направляется в Европу. Алжир – третий по величине экспортер газа в Европу после России и Норвегии. Страна поставляет туда газ через многочисленные трубопроводы и в виде СПГ. Основным препятствием для налаживания более тесных контактов между КНР и Алжиром является сильная конкуренция китайских нефтедобывающих компаний с западными нефтяниками (Shell, Total SA, BP, Statoil). Именно в силу конкуренции только в 2003 г. китайская Sinopec смогла подписать контракт стоимостью 525 млн долл США с алжирской Sonatrach на разработку месторождения Zarzaitine. Китайская China National Oil & Gas Exploration & Development Corporation (дочерняя компания CNPC) построила НПЗ в Адраре (юго-запад Алжира) за 350 млн долл США. Визит Ху Цзиньтао в апреле 2004 г. в Алжир помог China National Offshore Oil Corporation получить лицензию на разработку месторождения Hassi Bir Rekaiz, а в 2009 г. Sinopec получила право на разработку участков месторождения Tairet (Западный Алжир). В настоящее время 37% добытой в Алжире нефти поставляется в КНР. В то же время китайским компаниям не удается добиться серьезных успехов в сфере производства и импорта сжиженного природного газа из Алжира.

Следует также сказать, что сотрудничество с КНР дает африканским странам возможность выбора, право выдвигать определенные требования к западным партнерам. Помощь, оказываемая КНР, является прекрасной возможностью для развития государств этого региона, тем более что это сотрудничество не обусловлено требованиями соблюдения демократии или прав человека, о которых постоянно заявляют западные государства.

В настоящее время развитие энергетики в Африке показало взрывную тенденцию. С одной стороны, в старых богатых энергией районах были обнаружены новые энергетические ресурсы. С другой стороны, восточная Африка, которая традиционно недооценивалась, в последнее время получила большое количество энергии. Африканские богатые энергоресурсами страны надеются использовать энергетические ресурсы для выхода из бедности и вступить на путь быстрого развития. Это дает Китаю редкую возможность войти в африканскую энергетическую отрасль.[9]

В целом можно констатировать, что, несмотря на многие трудности, Китай довольно успешно осваивает Африку, удовлетворяя не только свои экономические потребности, но и зарабатывая себе политические очки. Всё-таки, несмотря на критику, исходящую из некоторых африканских и зачастую из западных стран, Китай в глазах большинства африканцев является близким другом и хорошим деловым партнером. Действительно и между китайским руководством и руководителями африканских стран сложились взаимопонимание и тесная дружба, что, возможно, и дальше будет стимулировать их экономические отношения. Не зря председатель КНР Си Цзиньпин, выступая на приветственном приеме саммита в рамках Форума по китайско-африканскому сотрудничеству в 2015 году, произнес очень важные слова: «Дружба между Китаем и Африкой – исторический выбор, а налаживание отношений вечной дружбы – общая ответственность».

Для России сотрудничество Китая со странами Африки может быть рассмотрено под двумя углами. С одной стороны, Африка подразумевает под собой серьезного конкурента России на китайском нефтяном рынке. Доля африканской нефти неуклонно будет расти, и руководству российских энергетических компаний придется с этим считаться. С другой стороны, взаимоотношения Поднебесной и африканских стран являются наглядным примером того, как необходимо выстраивать экономические отношения не только

[9] *Захаров А.Н., Зокин А.А. Конкурентоспособность предприятия: сущность, методы оценки и механизмы увеличения.*

с африканским континентом, но и с другими странами. Российской стороне следует обратить внимание на то, как руководство КНР налаживает экономическое и политическое взаимодействие с правительствами африканского континента, ведь в будущем данный материк мог бы стать отличным рынком сбыта продукции, произведенной в России. Для достижения определенных экономически выгодных задач, Москве уже на данном этапе необходимо более тесно развивать сотрудничество не только с традиционными партнерами нашей страны на африканском континенте, такими как Египет, Алжир, Марокко и ЮАР, на которые приходится львиная доля товарооборота, но и со странами, ранее не рассматриваемыми в качестве крупных экономических субъектов. Таким образом, можно сделать вывод о том, что Африку можно и нужно рассматривать как перспективный объект для российских инвестиций в будущем.

На десятом по счету саммите БРИКС президент РФ Владимир Путин заявил, что Россия рассматривает идею проведения саммита со странами Африки. «Прорабатываем идею проведения саммита Россия – Африка с участием глав африканских государств. Этому могли бы предшествовать встречи видных предпринимателей и экспертов, общественных деятелей», – сказал российский лидер. Это еще раз подчеркивает актуальность развития отношений со странами Африки.[10]

Литература

1. *Дейч Т.Л. «Африка в стратегии Китая». М.: Институт Африки РАН. 2008. – с. 326.*
2. *http://www.customs.gov.cn/publish/portal0/tab3801/info2805.htm (Дата обращения: 02.05.2018).*
3. *Трусов А.Д., Захаров А.Н. Комплексное использование сырьевых ресурсов: пути повышения экономической эффективности в условиях НТП. – М.: Экономика. 1998. – 110 с.*
4. *«Ресурсный национализм» – за и против». Голос Америки. 14.01.2009. URL:https://www.golos-ameriki.ru/a/a-33-2009-01-14-voa33/630526.html. (Дата обращения: 03.04.2017).*
5. *BP Statistical Review of World Energy June 2017 URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf.*
6. *«Китайский успех в нефтяном секторе Ливии». URL:http://www.warandpeace.ru/ru/news/view/78029/. (Дата обращения: 04.04.2017).*
7. *Бехзад Шахандех. «Нефть и Ливия». Иносми, 16.09.2011. URL:https://inosmi.ru/africa/20110916/174721140.html.*
8. *«Нигерия надеется нарастить добычу нефти». https://regnum.ru/news/2263251.html. (Дата обращения: 08.04.2017).*
9. *«Китай построит в Нигерии самую большую гидроэлектростанцию». 14.09.2017. URL:https://www.gazeta.ru/business/news/2017/09/14/n_10568420.shtml. (Дата обращения: 08.04.2017).*
10. *http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2017/indexch.htm (Дата обращения: 02.05.2018).*
11. *http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2018-02/26/content_1839077.htm. Дата обращения: 08.04.2017.*
12. *Захаров А.Н., Зокин А.А. Конкурентоспособность предприятия: сущность, методы оценки и механизмы увеличения. М.: Бизнес и банки. 2013. – №1–2.*
13. *«Путин сообщил о проработке идеи саммита Россия – Африка» URL:https://tvzvezda.ru/news/vstrane_i_mire/content/201807271548-54bp.htm (Дата обращения: 02.08.2018).*

Keywords: *China, Africa, oil and gas sector, investments, economic risks.*

[10] *«Путин сообщил о проработке идеи саммита Россия – Африка».*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

НОЯБРЬ

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

6–8 ноября

Сахапромэкспо-2018

Недра якутии. Спецтехника. Экология. Газификация

Якутск

8–9 ноября

XIV международная научно-практическая конференция

«Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

Москва

12–13 ноября

11-я Международная конференция

Освоение арктического шельфа: шаг за шагом

Мурманск

14–15 ноября

Межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2018

Нижневартовск

15 ноября

IV Международная конференция

Нефтехимия России 2019: цены, рынки, прогнозы

Москва

17–22 ноября

Транспортная неделя-2018

Москва

19–22 ноября

X Международный молодежный научно-практический конгресс

«Нефтегазовые горизонты»

Москва

26–27 ноября

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии

Россия и СНГ. PRC Russia and CIS 2018

Москва

28–29 ноября

6-й Ежегодный международный инвестиционный форум и выставка

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

Новый Уренгой

29 ноября

VI Российский нефтегазовый Саммит

Разведка и Добыча

Москва

30 ноября

V Российский Нефтегазовый Саммит

Нефтепереработка и нефтехимия: модернизация, инновации

Москва

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Газпром не будет покупать Ковыкту?

17 октября 2008 г. Financial Times предположила, что финансовый кризис не позволит Газпрому купить Ковыктинское месторождение. Английская газета была уверена, что Газпром отзовет свое предложение о покупке 63% акций месторождения у ТНК-ВР за 700–900 млн долл США.

• Комментарий Neftegaz.RU

Предположения Financial Times не подтвердились, и на сегодняшний день Ковыткинское газоконденсатное месторождение не только находится в активе у Газпрома, но и на его базе формируется крупный центр газодобычи. За счет Ковыкты в том числе планируется газификация Иркутской области, по крайней мере за это очень радеют региональные власти. В опытно-промышленную разработку Ковыктинское месторождение Газпром ввел в октябре 2011 г., и на данный момент готовит объект к переводу в стадию промышленной эксплуатации. Идет проектирование объектов обустройства месторождения на полное развитие и газотранспортных мощностей. Планируется, что в конце 2022 г. газ Ковыктинского месторождения начнет поступать в магистральный газопровод «Сила Сибири-1», который обеспечит доставку газа на Дальний Восток и поставки в Китай.

Британская компания сделала находку года в России

31 октября 2008 г. британской Timan Oil & Gas в России было открыто крупнейшее за последнее время месторождение нефти – Нижнечутинское. По размерам его отнесли к числу стратегических. Установленные извлекаемые запасы (С1 + С2) оценивались в 100,1 млн т, геологических – в 272,9 млн т по российской классификации. Пересчитанные запасы 18 июля 2008 г. были утверждены госкомиссией по запасам полезных ископаемых.

• Комментарий Neftegaz.RU

Месторождения с запасами более 70 млн т (С1 + С2) согласно закону «О недрах» относят к категории стратегических, а значит, Правительство РФ должно было бы отозвать у Timan Oil & Gas лицензию, но ее пришлось сохранить. Федеральная антимонопольная служба просто на имела права лишить иностранного инвестора лицензии, т.к. она была приобретена до того, как закон вступил в действие. Но была и другая причина – Нижнечутинское месторождение хоть и крупное (215 км^2), но очень сложное для разработки, – нефть там залегает на глубине 28–150 м на огромной площади, и добывать ее в таких условиях очень дорого. Поэтому лицензия вплоть до 2017 г. была у британцев (через дочернюю структуру Нефтегазпромтех), а вот в 2017 г., в т.ч. из-за санкций, ее пришлось продать: 75% доли в компании Нефтегазпромтех купила Нефтиса, нефтяной актив промышленно-финансовой группы САФМАР М. Гуцериева.

Роснефть хочет войти в один шельф дважды

28 октября 2008 г. Роснефть решила войти в один шельф дважды и вновь подала заявку на получение лицензии на Западно-Камчатский шельф. Правда, свое аналогичное желание высказал и Газпром, что осложнило ситуацию. Ранее Роснефть в партнерстве с корейской KNOC уже владела лицензией на этот участок недр, но из-за несвоевременного выполнения лицензионных соглашений этой лишилась ее. Кстати, инициатором проверки соблюдения условий лицензии стал Газпром, подчеркнувший, что это месторождение необходимо ему для газификации Дальнего Востока.

• Комментарий Neftegaz.RU

«Дважды в одну реку (или море) не войдешь» – эта пословица для Роснефти подтвердилась. Лицензия по решению Правительства РФ перешла к Газпрому, который до сих пор считает этот участок очень перспективным для поиска углеводородов, несмотря на то, что в 2017 г. компания обратилась в Роснедра с просьбой приостановить действие лицензии. Дело в том, что Газпром провел на данном участке недр большой объем геологоразведочных работ (ГРР) и теперь компании стоит оценить результаты и посмотреть, что дальше делать.

В любом случае, для обеспечения устойчивого газоснабжения потребителей Камчатского края на долгосрочную перспективу Газпромом запланировано проведение геологоразведочных работ на суше и шельфе полуострова Камчатка в период до 2026 г. Так что время еще есть. ●

РОССИЯ ГОТОВА ПРОДАТЬ ВЬЕТНАМУ ВСЕ

Vn Economy

Россия и Вьетнам подписали меморандум о сотрудничестве по поставкам СПГ и развитию газовой электрогенерации. На церемонии подписания присутствовал В. Путин и генеральный секретарь Центрального комитета Коммунистической партии Вьетнама Нгуен Фу Чонг. За последние семь лет товарооборот между Россией и Вьетнамом достиг своего максимума за последние семь лет.

Особо стоит отметить, что за первые 7 месяцев 2018 года Вьетнам впервые импортировал уголь из России на сумму 145 млн долл, что является вторым по стоимости товаром, импортируемым из России.

Кроме того, такие группы товаров как продукты металлургии, удобрения, машины и оборудование, а также нефтепродукты остаются основными товарами, импортируемыми Вьетнамом с российского рынка. В сумме стоимость импорта во Вьетнам из России этих шести ведущих групп товаров составляла 75% от общей стоимости импорта.

Напротив, в первые семь месяцев 2018 года Россия была важным потребительским рынком для ключевых вьетнамских экспортных продуктов, таких как телефоны и комплектующие (710 миллионов долларов, рост на 15,6% в сравнении с аналогичным периодом в 2017 году); электроника и комплектующие (120 миллионов долларов, рост на 81%); кофе (рост на 64%); текстиль и одежда (94 миллиона долларов, снижение на 9,4%), обувь (62 миллиона долларов, рост на 6,5%); морепродукты (53 миллиона долларов, рост на 11%).

АМЕРИКАНСКИЕ САНКЦИИ НАНОСЯТ УДАР И ПО ДРУЗЬЯМ, И ПО ВРАГАМ – «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2» В СЕРЬЕЗНОЙ ОПАСНОСТИ

Handelsblatt

Клаус Штратманн, Моритц Кох

Воинственность США затрагивает и немецкие компании. Однако у правительства Германии почти нет инструментов для того, чтобы отклонить американцев от их курса.

В первую очередь немецкая экономика опасается за свое сотрудничество с Россией, ведь здесь на кону стоят не только возможности роста. Немецкая энергетика ориентирована на Россию как поставщика, при этом в серьезной опасности находится даже миллиардный проект «Северный поток-2».

Среди предприятий растет неуверенность, в частности, вокруг проекта «Северный поток-2». Компании, занимающиеся поддержкой проекта, знают, что газопровод является для американцев бельмом на глазу. В ближайшие недели в Вашингтоне будут обсуждаться новые планы по штрафным санкциям. С особым

вниманием представители немецкой экономики наблюдают за законопроектом «о защите США от агрессии Кремля», нацеленным прежде всего на российский финансовый сектор.

С точки зрения немецкого правительства, все это является сильной неразберихой. По мнению МИДа, санкционная политика функционирует только тогда, когда в ней обозначены четкие цели. Одно лишь желание наказать не поможет продвинуться вперед. Однако у федерального правительства отсутствуют инструменты для того, чтобы отклонить американцев от их курса. ●

НЕЛИТ

ОЖИВЛЯЕМ БЕТОННЫЕ КОРОБКИ

ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ С НУЛЯ ПОД КЛЮЧ
проектирование, монтаж, поставка оборудования
WWW.NEL-IT.RU

РЕКЛАМА

Neftegaz.RU
номер 10/2018 г.

УДК 574.5+504.75+502.05

МОНИТОРИНГ НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

О ПРИОРИТЕТАХ И НЕКОТОРЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ ИССЛЕДОВАНИЙ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ

Елена Васильевна Агбалян,
заведующий научно-исследовательским сектором эколого-биологических исследований ГКУ ЯНАО «Научный центр изучения Арктики» (Салехард, Россия), доктор биологических наук

В МЕСТАХ ТРАДИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОРЕННЫХ НАРОДОВ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ЗАЧАСТУЮ НАБЛЮДАЕТСЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА, ЧТО МОЖЕТ ПРИВОДИТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОЧВ И СКАЗЫВАТЬСЯ НА ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ. АВТОРЫ СТАТЬИ УБЕЖДЕНЫ В НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ОКРУГА СТАНЦИИ МОНИТОРИНГА ОРГАНИЧЕСКИХ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ

IN THE PLACES OF TRADITIONAL ACTIVITY OF THE INDIGENOUS PEOPLES OF YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT, TRANSFORMATION OF THE PLANT COVER IS OFTEN OBSERVED THAT MAY LEAD TO A CHANGE IN THE CHEMICAL COMPOSITION OF SOILS AND AFFECT THE HEALTH OF THE POPULATION. THE AUTHORS OF THE ARTICLE ARE CONVINCED IN THE NECESSITY OF ESTABLISHING OF AN ORGANIC POLLUTANTS MONITORING STATION WITHIN THE TERRITORY OF THE DISTRICT

Ключевые слова: *экологические исследования, ртуть, кадмий, малочисленные народы, Ямало-Ненецкий автономный округ.*

Экологическая безопасность как составная часть национальной безопасности является приоритетом государственной политики Российской Федерации. Стратегической целью государственной политики в области экологии, определенной Основами государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденными Президентом РФ 30 апреля 2012 года, Стратегией экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденной Указом Президента РФ 19 апреля 2017 года № 176, является сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов для удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, реализации права каждого человека на благоприятную окружающую среду.

Территория Ямало-Ненецкого автономного округа характеризуется беспрецедентными темпами техногенного преобразования окружающей среды. Интенсивность воздействия климатических и техногенных факторов на арктические и субарктические экосистемы автономного округа является колоссальной по масштабу. Особая уязвимость арктической природы обуславливает актуальность исследований происходящих изменений и понимания их возможных последствий.

Перспективы развития мировой энергетики связаны с вовлечением в разработку новых месторождений углеводородов. Значимость оценки и анализа изменений абиотических и биотических компонентов экосистем в процессе разведки, строительства и эксплуатации месторождений будет возрастать. Загрязнение среды обитания человека в условиях интенсивной разведки и добычи углеводородного сырья создаёт угрозу экологической безопасности. Формируются очаги критических антропогенных нагрузок в местах разлива нефти и нефтепродуктов, сжигания попутного нефтяного газа, накопления отходов производства и потребления. В окружающую среду поступают высокотоксичные поллютанты: тяжелые металлы (ртуть и кадмий), диоксины, диоксиноподобные вещества, полихлорированные бифенилы. Они стабильны в окружающей среде и способны накапливаться в организме животных и человека. Необходимы исследования по оценке их содержания и накопления в объектах окружающей среды, выявлению источников загрязнения.

ФАКТЫ

В 2015 г.

в рамках гос. мониторинга остатков запрещённых и вредных веществ в организме животных на территории ЯНАО установлено повышенное содержание кадмия и ртути

Традиционные формы хозяйствования коренных малочисленных народов Севера в ЯНАО неразрывно связаны с природной средой и включают интенсивное оленеводство и рыбный промысел. Наблюдается трансформация растительного покрова и преобразование ландшафтов в местах традиционной деятельности коренных народов. Переэксплуатация растительных ресурсов и истощение кормовых запасов привели к кризису в оленеводстве, что выражается в падежах и эпизоотиях. Наблюдается снижение численности рыб из-за браконьерства, а в зонах загрязнения происходит потеря рыбохозяйственного значения рек и озер. Организация и проведение комплексного экологического мониторинга исконной среды обитания коренного малочисленного населения автономного округа является важнейшим аспектом устойчивого развития региона. Оценка и прогноз изменений состояния окружающей среды должны быть основаны на результатах долговременных наблюдений, верифицированных экологических показателях и критериях оценки природных и антропогенных изменений геоэкологических и биотических систем.

Глобальное потепление климата обуславливает повышение концентраций углекислого газа, метана и ртути в компонентах наземных экосистем Арктики. Повышение температуры

приводит к высвобождению значительного количества органического вещества и ртути из многолетнемерзлых грунтов, вовлекая их в современный биогеохимический цикл. Конечными продуктами распада органического вещества являются двуокись углерода и метан. Ртуть и её соединения отнесены к веществам первого класса опасности. Ртуть способна к переносу в атмосфере на большие расстояния, обладает стойкостью в окружающей среде, способностью к биоаккумуляции в экосистемах, оказывает значительные негативные последствия для здоровья экосистемы и населения. К числу рисковых групп населения, чувствительных к хроническому воздействию даже невысоких концентраций супертоксикантов, относятся коренные малочисленные народы Севера, проживающие на территории ЯНАО.

Изменения климата увеличивают опасность трансформации криолитозоны. Меняющийся температурный режим многолетнемёрзлых пород обуславливает снижение устойчивости несущих ландшафтов. Усиливаются и увеличиваются площади термокарстовых и эрозионных процессов с появлением таких аномалий как «газовые воронки».

Пожары – опасные природные (антропогенные) явления, представляющие угрозу для экосистем, населения, хозяйственной деятельности, для традиционного природопользования коренных народов Севера. После пожаров медленно восстанавливаются лишайниковые сообщества. Выгорание растительности увеличивает риск активации неблагоприятных криогенных процессов: термоэрозии, термопросадок, солифлюкации и т.д.. Загрязняющие вещества, стойкие органические токсические вещества и тяжелые металлы, поступающие в окружающую среду в результате пожаров, способны к биоаккумуляции в растительности, тканях оленя, организме человека.

Загрязнение окружающей среды приобретает глобальные масштабы. Антропогенный фактор в формировании качества природной среды становится доминирующим. Исследования показали, что в Арктике значительный вклад в изменение качества окружающей среды вносят трансграничные переносы загрязняющих веществ. Актуальность представляют исследования загрязнения атмосферы вследствие эффективного меридионального переноса из низких широт. Исследование снежного покрова как индикатора состояния окружающей среды важно для понимания источников антропогенной эмиссии. Снежный покров является природным архивом вещества, поступающего из атмосферы. При весеннем снеготаянии накопленные за зиму массы загрязнений попадают в почвы, поверхностные и грунтовые воды, а затем в донные отложения водоемов. Количественный и качественный состав загрязняющих веществ в атмосферных осадках характеризует уровень антропогенной нагрузки на водосборные бассейны рек и водоёмов. Особую важность для арктических территорий в связи с известным явлением весенних падений концентрации ртути, сопровождающихся интенсивным выпадением ртути и накоплением

ФАКТЫ

В 100 %

проб регистрировалось превышение содержания кадмия в печени животных

её в снеге, сравнимом по величине с выпадениями в индустриальных районах. Механизм явления заключается в быстром преобразовании долгоживущей элементарной ртути в короткоживущие формы, которое имеет место в нижнем слое атмосферы Арктики в весенний период. Возможность метилирования ртути в озерах, биоаккумуляция ртути в рыбе и её потребление человеком может служить фактором риска для здоровья рыбаков и их семей, а особенно беременных женщин и новорожденных.

Актуальной задачей для автономного округа является оценка состояния водных объектов. Исследования озерных экосистем как индикаторов экологической ситуации включает выявление содержания в водах эндогенных и техногенно привнесённых химических веществ; изучение устойчивости и адаптационных возможностей водной экосистемы к условиям многофакторного воздействия; ранняя диагностика нарушений биологических систем озер и рек. Изучение буферной ёмкости природных вод к закислению, комплексообразующей способности и допустимой нагрузки на водоёмы, факторов устойчивости к закислению, загрязнению тяжелыми металлами и нефтяными углеводородами представляет практическую значимость, учитывая большое количество озер и рек на территории округа и слабую их изученность.

Скорость изменений, происходящих в биосфере, стала катастрофически быстрой. Необходимы исследования для установления закономерностей и законов поведения химических элементов в разных типах и компонентах ландшафта. Без таких знаний невозможен научно обоснованный прогноз изменений, разработка критических нагрузок на природные среды и выработка рекомендаций по дальнейшему развитию антропогенной деятельности на территории автономного округа. На современном этапе важной задачей является установление средних содержаний химических элементов отдельно для различных компонентов ландшафта – региональных кларков. Необходим «репер» в содержании химических элементов в почвах, поверхностных водах, растительности, животных, атмосфере и человеке. Региональные кларки необходимы для выявления последствий процессов, происходящих в результате деятельности хозяйствующих субъектов. Недостаточно знаний о химических элементах как загрязнителях окружающей среды. Ограничены сведения о распространенности элементов с высокой технофильностью (висмут, бром, сурьма, вольфрам, селен, серебро, ванадий) на территории автономного округа.

Вышеизложенные проблемы свидетельствуют об актуальности и необходимости усиления экологических исследований с целью получения новых знаний, которые будут весомым вкладом в понимание процессов, происходящих в арктическом регионе РФ – Ямало-Ненецком автономном округе. Исследование биогеохимических круговоротов и качества среды, воздействие экотоксикантов на организмы, сообщества и экосистемы позволит получить уникальную информацию о процессах трансформации веществ в наземных и водных экосистемах, новые знания о закономерностях антропогенных преобразований в экосистемах. В практическом плане они дают научную основу для установления региональных кларков химических элементов, определения пределов воздействия (критических нагрузок) на окружающую среду.

Создание системы индикации экологической обстановки будет способствовать более полной оценке трансформации природной среды в процессе активного вовлечения территории автономного в процесс недропользования. Полученные результаты исследований позволят провести репрезентативную оценку геохимического статуса территории и рисков для человека.

Целями экологических исследований являются:

- научное и информационно-аналитическое обеспечение охраны окружающей среды и экологической безопасности в автономном округе;
- выявление последствий антропогенных преобразований и климатических изменений.

Достижение целей может быть обеспечено путём решения следующих задач:

- расширение комплекса научных исследований по выявлению и прогнозированию экологических угроз;
- разработка и использование научно-обоснованных показателей техногенного воздействия на окружающую среду и показателей эффективности природоохранной деятельности;
- развитие научной деятельности в области охраны окружающей среды, ресурсосбережения и обеспечения экологической безопасности в автономном округе.

Приоритетными являются экологические исследования, направленные на создание, развитие и осуществление комплексного экологического мониторинга исконной

ФАКТЫ

В 2016 г.

правительство ЯНАО инициировало исследования по теме «Содержание поллютантов, включая тяжелые металлы, в природных средах»

среды обитания коренного малочисленного населения автономного округа.

Исследования направлены на формирование целостной картины представлений о факторах и механизмах развития негативных процессов на территории исконной среды обитания коренного малочисленного населения автономного округа. Экологическая напряженность определяется интенсивной разработкой углеводородных ресурсов, которая характеризуется высоким уровнем техногенной нагрузки, загрязненностью почв, поверхностных вод, растительности, сокращением биологических ресурсов. В ходе выполнения исследований планируется проведение оценки экологического состояния территории на фоне вовлечения в разработку новых месторождений углеводородов и на участках активной хозяйственной деятельности. Будет создана сеть комплексного экологического мониторинга для повышения эффективности системы наблюдений за состояние среды обитания коренного малочисленного населения автономного округа. На основе изучения закономерностей миграции и трансформации химических соединений в условиях техногенеза в районах нефтегазодобычи будет дан прогноз экологических последствий для среды обитания и человека.

В рамках данного направления планируется проведение биомониторинга человека в автономном округе. Эффективная экологическая политика базируется на приоритете здоровья населения. Современная оценка риска здоровью населения предполагает использование методов биомониторинга человека, который может быть определен как «метод оценки экспозиции человека к химическим веществам или их воздействия на здоровье путем измерения содержания этих веществ, их метаболитов или продуктов реакции в пробах биологического материала человека». Данные биомониторинга напрямую отражают общее содержание поллютантов в организме или

их биологическое воздействие при поступлении в организм по всем путям, а также индивидуальные различия в уровнях экспозиции, скорости обмена веществ и экскреции. Такие данные являются наиболее надежным показателем для оценки воздействия на здоровье, особенно для биоаккумулирующих или стойких загрязнителей, которые накапливаются в организме на протяжении длительного времени.

Научная проработка сценариев развития экологической ситуации во время проведения, после и вследствие комплексного освоения и развития автономного округа позволит сформулировать предложения и рекомендации для органов исполнительной власти по защите исконной среды обитания коренных малочисленных народов Севера ЯНАО.

Направление 2. Мониторинг трансформации криолитозоны под влиянием климатических факторов и техногенной нагрузки. Изменение температурных режимов последних десятилетий характеризуется сильной пространственной неоднородностью в районах распространения вечномерзлых грунтов. Мониторинг состояния криолитозоны на фоне изменения климата позволит прогнозировать термодинамику в природных и измененных почвах, возможные природные опасные явления и снизить риск при освоении северных регионов, повысить качество выполнения проектно-строительных работ. Это послужит основой для обеспечения устойчивого развития и экологической стабильности округа и обеспечит эффективность принятия управленческих решений.

Направление 3. Осуществление мониторинга состояния особо охраняемых природных территорий и изучение биологического разнообразия. В настоящее время на ООПТ происходят системные и стремительные трансформации, которые развиваются в условиях нехватки знаний об их предпосылках и последствиях. ООПТ имеют особое значение для сохранения природных комплексов. Важная задача таких территорий заключается в поддержании экологического баланса, сохранении биоразнообразия, редких и исчезающих видов животных и растений. Необходимы систематические и комплексные оценки степени антропогенной трансформации ООПТ и основных угроз.

Направление 4. Мониторинг состояния атмосферного воздуха. Эмиссия при сжигании углеводородных природных топлив и биомасс вызывает повышенное содержание в аэрозольной нагрузке атмосферы вредных примесей органических и ионных соединений, тяжёлых металлов. Количественная оценка трансграничного переноса и поступления поллютантов на территорию автономного округа из локальных источников загрязнения на основе исследований атмосферных осадков (снежного покрова) позволит установить вклад аэрозолей в формирование природной среды арктического региона.

Направление 5. Изучение качества поверхностных вод, устойчивости водных экосистем к техногенной нагрузке и опасные эффекты химических веществ на водные экосистемы. Необходимы новые знания о современном состоянии водных экосистем автономного округа и динамике изменений показателей качества вод за последние годы, о естественных и антропогенных факторах формирования химического состава поверхностных вод. Исследование степени закисления, эвтрофирования и загрязнения тяжелыми металлами поверхностных озёрных и речных вод, оценка самоочищающей способности поверхностных вод при разном уровне антропогенной нагрузки актуальны и будут использованы для разработки критериев качества природных вод автономного округа для различных видов водопользования.

ФАКТЫ

0,13

мг/кг

составляет содержание кларка кадмия в земной коре

Направление 6. Разработка нормативов качества почв и земель в зависимости от природных особенностей, целевого назначения и величины предельных остаточных концентраций загрязняющих веществ в целях восстановления свойств почв. Изучение содержания в почвах химических веществ и элементов, биологических веществ и микроорганизмов, радиоактивных веществ позволит получить основу для нормирования качества почв. Нормирование качества почв и земель предусматривает установление таких параметров, при которых сохраняется устойчивое состояние природных и антропогенных экосистем, а почва выполняет свои функции.

О НЕКОТОРЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В 2015 году в рамках государственного лабораторного мониторинга остатков запрещённых и вредных веществ в организме животных и продукции животного происхождения на территории Ямало-Ненецкого автономного округа установлено повышенное содержание кадмия и ртути в тканях (печень и почки) домашнего северного оленя. Превышения содержания кадмия в печени животных регистрировалось в 100 % проб, ртути – в 98,8 % проб. В почках обследованных животных максимальное превышение установленного уровня по кадмию в ряде проб достигало 15 раз.

В 2016 году правительство Ямало-Ненецкого автономного округа инициировало исследования по теме «Содержание поллютантов, включая тяжелые металлы, в природных средах Ямало-Ненецкого автономного округа». На первом этапе были изучены материалы регионального экологического мониторинга, который проводится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа с 2010 года и включает 15 мониторинговых полигонов. Изучались особенности накопления и распределения ртути и кадмия в почве, растительности и организме животных с географической привязкой.

Печень и почки животных аккумулируют значительные концентрации ртути и кадмия. Накопление поллютантов в организме животных свидетельствует о загрязнении окружающей среды кадмием и ртутью. Загрязнение окружающей среды поллютантами обуславливает повышенные риски для здоровья населения. Потребление в пищу коренными жителями местных продуктов с повышенными концентрациями токсичных металлов сопровождается их аккумуляцией в организме человека.

Почвы Ямало-Ненецкого автономного округа обогащены кадмием. Кларк кадмия в земной коре составляет 0,13 мг/кг. Среднее содержание кадмия в почвах полуострова Ямал варьирует от 0,3 мг/кг до 0,64 мг/кг.

Кларк кадмия для растительности суши по Добровольскому составляет 0,035 мг/кг. Во всех пробах растительности содержания кадмия превышали кларк.

Анализ концентраций ртути в почве на территории исследуемых участков свидетельствует об отсутствии превышений предельно допустимых концентраций. Кларк ртути в почве равен 0,01 мг/кг. Содержания ртути в почвах автономного округа не превышали 0,005 мг/кг. Известно, что исследование почвы на содержание ртути предполагает определенные условия отбора проб и пробоподготовки. Ртуть обладает способность легко улетучиваться. Значительная часть ртути улетучивается на стадии высушивания пробы и озоления.

Содержания ртути в растительности варьировали в диапазоне от 0,1 мг/кг до 0,17 мг/кг. Концентрации ртути в растительности во всех исследованных пробах были выше соответствующего кларка в два и более раз (кларк растительности суши для ртути равен 0,05 мг/кг).

На следующем этапе исследований был проведен скрининг содержания поллютантов в крови и волосах жителей Ямало-Ненецкого автономного округа. Обследована репрезентативная выборка из числа жителей сельских поселений автономного округа в количестве 151 человек, из них 104 человека – жители Тазовского района, 27 человек – жители пос. Харсаим, 20 человек – жители села Кутопьюган. Отбор биоматериала осуществлялся по стандартной методике ВОЗ. Химико-аналитические исследования биологических проб проводилось в аккредитованных лабораториях.

ФАКТЫ

0,035

мг/кг

составляет кларк кадмия для растительности суши

151

человек

составила репрезентативная выборка из числа жителей сельских поселений автономного округа, принявших участие в исследовании

В исследовании установлено повышенное содержание ртути в крови у 41,7 % обследованных жителей Ямало-Ненецкого автономного округа (допустимый уровень содержания ртути в крови составляет менее 0,01 мкг/мл). Повышенные концентрации кадмия в крови выявлялись в 30,7 % случаев (допустимый уровень кадмия в крови составляет менее 0,001 мкг/мл).

Волосы являются информативной средой для оценки экспозиции населения к токсичной органической форме ртути – метилртути. За допустимый уровень воздействия принята рекомендуемая в РФ величина – менее 1,0 мкг/г ртути в волосах. У каждого второго обследованного жителя автономного округа выявлялись повышенные уровни ртути в волосах. Повышенные концентрации кадмия в волосах установлены в единичных случаях.

Избыточная аккумуляция ртути в волосах у аборигенного населения выявлялась от 64 % (16 человек из 25 обследованных коренных жителей) в пос. Тазовский до 92,9 % (13 человек из 14 обследованных коренных жителей) в пос. Харсаим. Абсолютные средние значения содержания ртути в волосах у аборигенного населения в 2,6 раза выше, чем у мигрантов (1,636 ± 0,834 мкг/г против 0,623 ± 0,270 мкг/г; пос. Тазовский).

Проведен анализ зависимости накопления ртути в организме человека от структуры питания на примере жителей пос. Харсаим.

Харсаим – рыбацкий поселок Приуральского района Ямало-Ненецкого автономного округа, расположенный в нижнем течении р. Обь. Местное население в основном занимается рыболовством и собирательством.

Нами показано, что у каждого второго обследованного жителя поселка Харсаим содержание ртути в крови было выше референсного значения (0,01 мкг/мл). Средняя концентрация ртути в крови составляла 0,0131 ± 0,0096 мкг/мл.

Известно, что повышенные уровни ртути в крови выявляются у жителей прибрежных регионов, употребляющих в пищу продукты

моря. Основу традиционного рациона питания коренных жителей поселка Харсаим составляют рыба и мясо северного оленя. В ходе исследования показано, что снижение частоты потребления рыбы позволяет уменьшить концентрацию ртути в крови. По нашим данным, при ежедневном потреблении рыбы содержание ртути в крови почти в четыре раза выше, чем при включении рыбы в рацион питания один раз в неделю (0,0174 ± 0,0054 мкг/мл против 0,0045 ± 0,0021 мкг/мл; $p<0.001$).

Максимальные концентрации ртути в крови установлены при частом потреблении субпродуктов северного оленя. Содержания ртути в крови при потреблении субпродуктов ежедневно и один раз месяц различаются в 2,5 раза (0,0203 ± 0,0041 мкг/мл против 0,008 ± 0,0012 мкг/мл; $p<0.001$).

На вопрос анкеты «Изменилось ли потребление рыбы за последний год по сравнению с годами ранее?» почти каждый второй интервьюированный житель посёлка ответил, что не изменилось. Каждый третий участник исследования констатировал уменьшение количества потребленной рыбы, главным образом за счет муксуна и семги. 15,4% опрошенных жителей указали на увеличение потребления рыбы за последний год. В рационе питания респондентов повысилась доля щёкура по сравнению с предыдущими годами.

Анализ частоты потребления продуктов питания группы риска выявил некоторые особенности. 64,3% обследованных жителей из группы риска употребляют рыбу из местных водоёмов ежедневно (один раз в день и чаще). Почти у каждого второго жителя оленина присутствует в рационе питания ежедневно. В 30,8% случаев респонденты из группы риска ежедневно включают в свой рацион дичь и субпродукты. Один–два раза в неделю 45,5% жителей группы риска употребляют грибы. Редко употребляются злаки и зернопродукты (42,9%), предпочтение практически всех респондентов отдается макаронным изделиям. В структуре питания группы риска редко встречаются листовые овощи (66,7%) и один–два раза в неделю овощи и фрукты (61,5%).

Показано, что к пищевым привычкам, ассоциированным с повышенными уровнями ртути в крови, следует отнести: частое потребление рыбы из местных водоёмов, субпродуктов, дичи и грибов; редкое потребление злаковых и зернопродуктов, овощей и фруктов, листовых овощей.

Проведено информирование о результатах проведенных исследований. Направлены официальные письма в Департамент здравоохранения Ямало-Ненецкого автономного округа, в Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по ЯНАО. Всем обследованным жителям автономного округа были направлены результаты анализов, лицам из группы риска дополнительно даны рекомендации по питанию.

Потенциальные источники ртути в Ямало-Ненецком автономном округе. Одним из основных источников загрязнения окружающей среды автономного округа является трансграничный перенос с

РИС. 1. Пожары 2016 года на территории Ямало-Ненецкого автономного округа

ФАКТЫ

4048,3 км²

– площадь выгоревших территорий в ЯНАО в результате пожаров в 2016 г.

воздушными массами и накопление ртути в атмосфере. В зимне-весенний период над акваторией Карского моря и территорией автономного округа в 80% случаев преобладают воздушные потоки северо-западного направления с северной части Европы. В результате эффекта AMDEs, характерного только для Арктики, происходит выпадение ртути из атмосферы на подстилающую поверхность и растительность сухим осаждением или вымыванием. Ртуть поступает в наземные и водные экосистемы и далее накапливается по трофическим цепям.

Международные арктические станции проводят мониторинговые наблюдения за атмосферной ртутью и стойкими органическими загрязнителями: канадская станция Alert, норвежская станции Nu-Alesund, одна российская станция Амдерма. От Амдермы до Барроу такие исследования не проводятся, их актуальность и значимость не подлежит сомнению. Очевидна необходимость создания международной станции мониторинга атмосферной ртути и стойких органических загрязнителей на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Ртуть является токсическим химическим веществом, вызывающим обеспокоенность в глобальном масштабе. Перенос в атмосфере на большие расстояния, стойкость в окружающей среде, способность к биоаккумуляции в экосистемах, значительные негативные последствия для здоровья человека определяют необходимость системного, непрерывного мониторинга атмосферной ртути.

Одним из источников ртутного загрязнения могут быть пожары. В почвах, попавших под влияние дымового шлейфа, содержание ртути увеличивается на 75%. Так, например, ежегодная атмосферная эмиссия ртути от пожаров только в Сибири может составлять более 2,7 тонны. В северных регионах горят наземные лишайники и мхи, в значительной степени насыщенные ртутью. В результате пожаров 2016 года площадь выгоревших территорий в ЯНАО составила 4048,3 км² (по данным ФГБУ «НИЦ «Планета») (рис. 1).

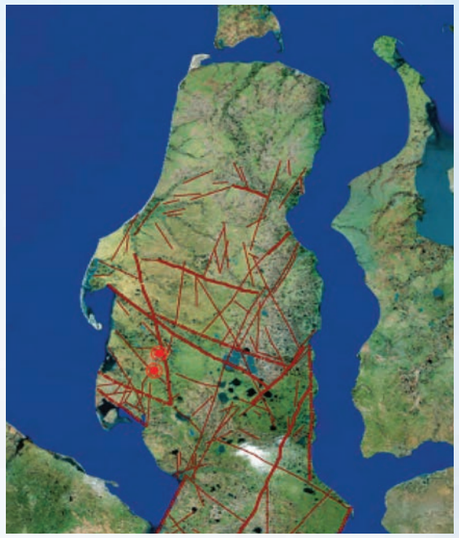
Концепция поступления ртути в потоке флюидов из мантии Земли может вскрывать ещё один источник попадания ртути в окружающую среду на территории автономного округа. Миграция ртутьсодержащих газов по разломам, трещинам и порам может создавать локальные участки с повышенным ртутным фоном, а длительная эксплуатация месторождений усиливает этот эффект. В районах месторождений Харасавэй-Крузенштернское, Нейтинско-Нерстинское, Новопортовско-Каменномысское и Уренгой-Медвежье наблюдаются подтоки глубинных флюидов по системам вертикальных трещин и разломов, доходящих до поверхности земли. Возможен подток флюидов в субгоризонтальном направлении со стороны Урала в северо-восточном направлении (рис. 2).

В заметных количествах ртуть поступает в атмосферу при сжигании угля и нефти. Концентрация ртути в районах газовых месторождений достигает 70 000 нг/м³, в то время как среднее содержание её в атмосфере составляет 0,5–2,0 нг/м³. Необходимо провести поверхностную газортутную съёмку для выявления скрытого источника ртутного загрязнения.

Потепление климата может способствовать интенсификации микробиологических процессов и более активному переходу ртути в токсичные формы. Кроме того, возможно более активное испарение ртути с поверхности торфов, где она накапливается в значительных количествах.

Для всесторонней оценки уровня содержания токсикантов в компонентах окружающей среды и выявления их регионального источника недостаточно информации. Исследования необходимо продолжить.

РИС. 2. Воронки и разломы на полуострове Ямал



Литература

1. *Богданов В.Д., Головатин М.Г., Морозова Л.М., Эктова С.Н. Социально-экологические условия промышленного освоения полуострова Ямал // Экономика региона. 2012. № 3 (31). С. 141–150.*
2. *Московченко Д.В., Арефьев С.П., Глазунов В.А. Изменение состояния растительности и геокриологических условий Тазовского полуострова (восточная часть) за период 1988–2016 год. Криосфера Земли. 2017. Т. XXI. № 6. С. 3–13.*
3. *Томашунас В.М., Абакумов Е.В. Содержание тяжелых металлов в почвах полуострова Ямал и острова Белый // Гигиена и санитария. 2014. Т. 93. № 6. С. 26–31.*
4. *Дударев А.А., Одланд Й.О. Здоровье человека в связи с загрязнением Арктики – результаты и перспективы международных исследований под эгидой АМАП // Экология человека. 2017. № 9. С. 3–14.*
5. *Камнев Я.К., Синицкий А.И., Гребенец В.И., Петров Б.В. Создание площадки для мониторинга глубины сезонно-талого слоя вблизи п. Харп // Научный вестник Ямало-Ненецкого автономного округа. 2016. № 4 (93). С. 25–28.*
6. *Богоявленский В.И. Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра // Бурение и нефть, 2014. № 9. С. 13–21.*
7. *Арефьев С.П. Фиксация потепления климата в древесно-кольцевых хронологиях кустарников на севере Ямала и Гыданского полуострова // Журнал Сибиоского федерального ун-та. Сер. «Биология». 2015. Т. 8. № 4. С. 377–393.*
8. *Popovicheva Olga B., Evangeliou Nicolaos, Eleftheriadis Konstantinos, Kalogridis Athina C., Sitnikov Nicolay, Eckhardt Sabine, and Stohl Andrey. Black Carbon Sources Constrained by Observations in the Russian High Arctic // Environmental Science&Technology. 2015. Vol. 51. P. 3871–3879.*
9. *Shevchenko V. The influence of aerosols on the oceanic sedimentation and environmental conditions in the Arctic. BerichtezurPolar- undMeeresforschung. 2003. No. 464. 149 p.*
10. *Василенко В.Н., Назаров И.М., Фридман Ш.Д. Мониторинг загрязнения снежного покрова. Л.: Гидрометеоиздат, 1985. 181 с.*
11. *Папина Т.С. Эколого-аналитическое исследование распределения тяжелых металлов в водных экосистемах бассейна р. Обь // Дисс. докт. хим. наук. Барнаул, 2004. С. 259.*
12. *Эйрих С.С., Папина Т.С., Фролова Н.С., Швидковски М. Оценка глобального и регионального вклада, а также природной и антропогенной составляющих в общее ртутное загрязнение атмосферы Алтая// В сборнике: Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты:материалы Международного симпозиума. 2010. С. 162–168.*
13. *Моисеенко Т.И., Гашкина Н.А., Дину М.И., Хорошавин В.Ю., Кремлева Т.А. // Влияние природных и антропогенных факторов на процессы закисления вод в гумидных регионах. Геохимия. 2017. № 1. С. 41–56.*
14. *Хорошавин В.Ю. Оценка потерь водного стока при обустройстве месторождений нефти и газа в криолитозоне// В сборнике: Научная и производственная деятельность – средство формирования среды обитания: материалы Всероссийской молодёжной научно-практической конференции (с международным участием). Отв. Редакторы Д.С. Дроздов, М.Р. Садуртдинов. 2016. С. 18–25.*
15. *Алексеенко В.А., Алексеенко А.В. Химические элементы в геохимических системах. Кларки почв селитебных ландшафтов. Ростов-на-Дону: Изд-во ЮФУ. 2013. 388 с.*
16. *Романов А.Н., Хвостов И.В., Уланов П.Н., Ковалевская Н.М., Кириллов В.В., Плуталова Т.Г., Кобелев В.О., Печкин А.С., Синицкий А.И., Сысоева Т.Г., Хворова Л.А. Космический мониторинг арктических и субарктических территорий Ямало-Ненецкого автономного округа – Монография. Барнаул: Изд-во ООО «Пять плюс», 2018. 120 с.*
17. *Агбалян Е.В., Шинкарук Е.В., Ерёмина С.А., Бурделя К.В. Оценка экспозиции ртути и кадмия у населения Ямало-Ненецкого автономного округа // Материалы Международного форума Научного совета РФ по экологии человека и гигиене окружающей среды «Экологические проблемы современности: выявление и предупреждения неблагоприятного воздействия антропогенно детерминированных факторов и климатических изменений на окружающую среду и здоровье населения», 14–15 декабря 2017 года, г. Москва. Москва, 2017. С.15–17.*
18. *Агбалян Е.В., Ильченко И.Н., Шинкарук Е.В. Уровни содержания ртути в волосах сельских жителей Ямало-Ненецкого автономного округа// Экология человека. № 7. 2018. С. 11–16.*
19. *WHO technical report series 959. Evaluation of certain contaminants in food. Seventy second report of Joint FAO/WHO Expert Committee on Food Additives. 2011. P. 55.*
20. *Коноплев А.В., Панкратов Ф.Ф. Долговременный мониторинг ртути в атмосферном воздухе Российской Арктики // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты. Материалы Международного симпозиума (Москва, 7–9 сентября 2010 г.). М.: ГЕОХИ РАН, 2010. С. 114–119.*
21. *Щербов Б.Л. Масштабы миграции ртути при сибирских лесных пожарах // Сборник трудов Второго международного симпозиума «Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты», Новосибирск: ИНХ СО РАН, 2015. С. 386–391.*
22. *Озерова Н.А. Ртутная дегазация: геолого-экологические следствия // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты. Материалы Международного симпозиума (Москва, 7–9 сентября 2010 г.) – М.: ГЕОХИ РАН, 2010. С. 24–32.*
23. *Таций Ю.Г. О возможности использования волос в качестве биоиндикатора загрязнения окружающей среды ртутью // Вестник ТюмГУ. 2013. № 12. С. 158–164.*
24. *Густайтис М.А. Ртуть в потоках рассеяния // Сборник трудов «Проблемы химической безопасности» Сообщение 871, 22 мая 2002 г.*

KEYWORDS: *ecological research, mercury, cadmium, small nation, Yamalo-Nenets Autonomous District.*

Neftegaz.RU
номер 10/2018 г.

КРУПНЕЙШИЕ, ГИГАНТСКИЕ И УНИКАЛЬНЫЕ ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ МИРА И ИХ РОЛЬ В РАЗВИТИИ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В XXI ВЕКЕ

Скоробогатов Виктор Александрович,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки месторождений нефти и газа,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
действительный член Академии горных наук

В СТАТЬЕ ДОКАЗЫВАЕТСЯ ИДЕЯ, ЗАКЛЮЧАЮЩАЯСЯ В ТОМ, ЧТО ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА ТАКИХ МЕГАБАССЕЙНОВ, КАК ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ, АРАБО-ПЕРСИДСКИЙ, ВОСТОЧНО-СИБИРСКИЙ И БАРЕНЦЕВО-КАРСКИЙ, БУДУТ ОПРЕДЕЛЯТЬ РАЗВИТИЕ «ГАЗОВОГО МИРА» ДО 2050–2060 ГГ., А С УЧЕТОМ ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ – ДО 2070 Г.

THE ARTICLE PROVES THE IDEA THAT THE NATURAL GAS OF SUCH MEGABASINS AS THE WEST SIBERIAN, THE ARAB-PERSIAN, THE EAST-SIBERIAN AND THE BARENTS-KARA BASINS WILL DETERMINE THE DEVELOPMENT OF THE "GAS WORLD" UNTIL 2050-2060, AND WITH CONSIDERATION OF NON-TRADITIONAL RESOURCES RECLAMATION, – UNTIL 2070

Ключевые слова: *осадочный бассейн, газ, нефть, запасы, ресурсы, Западная Сибирь, Арабо-Персидская мегапровинция.*

УДК 553.98

Энергетика – основа развития человеческой цивилизации, прежде всего – ее промышленной составляющей.

В конкретных случаях топливно-энергетический баланс (ТЭБ) зависит от энергетических потребностей стран, регионов и отраслей промышленности и возможностей в их удовлетворении, от современного состояния развития ТЭК: национального производства или импорта тех или иных энергоносителей: минеральных – горючих ископаемых (ГИ, нефти, газа, угля), производства гидро- и атомной энергии и возобновляемых источников энергии (ВИЭ, ветровой, солнечной, приливной, геотермальной, органической).

Производство (добыча) горючих ископаемых зависит от состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо-, нефте- и угледобычи, в т.ч. накопленной добычи, текущих разведанных запасов и неразведанных, в т.ч. неоткрытых (перспективных и прогнозных) ресурсов углеводородов (УВ) и угля, технико-технологических возможностей, экологических и экономических условий их производства.

Изучение и промышленное освоение углеводородного потенциала (УВП) осадочных бассейнов мира происходит уже более 150 лет. Пионерами по разведке и добыче нефти и газа были США и Россия. За период с 1859 по 2017 гг. в мире открыто и разведано большое число месторождений углеводородов (УВ) с геологическими запасами (в пласте) от 30–35 тыс. (мельчайшие) до 33–35 млрд т у.т. (суперуникальные) на всех континентах Земли, кроме Антарктиды, и в недрах большинства эпиконтинентальных морей на глубинах от 0,1 до 10 км.

По данным Международного энергетического агентства, в структуре мирового ТЭБ на нефть приходится 32 %, на природный газ – 22 %.

В России доля газа составляет 52 %.

Верхнюю часть земной коры осложняют по разным данным от 550 до 620 осадочных мегабассейнов, бассейнов и суббассейнов (ОМБ, ОБ, СБ) разной площади, возраста и объема осадочного выполнения, 240 из них относится к нефтегазоносным и газонефтеносным (НГБ/ГНБ), а вместе с углегазоносными ОБ их число достигает 300.

ФАКТЫ

Более **150** лет

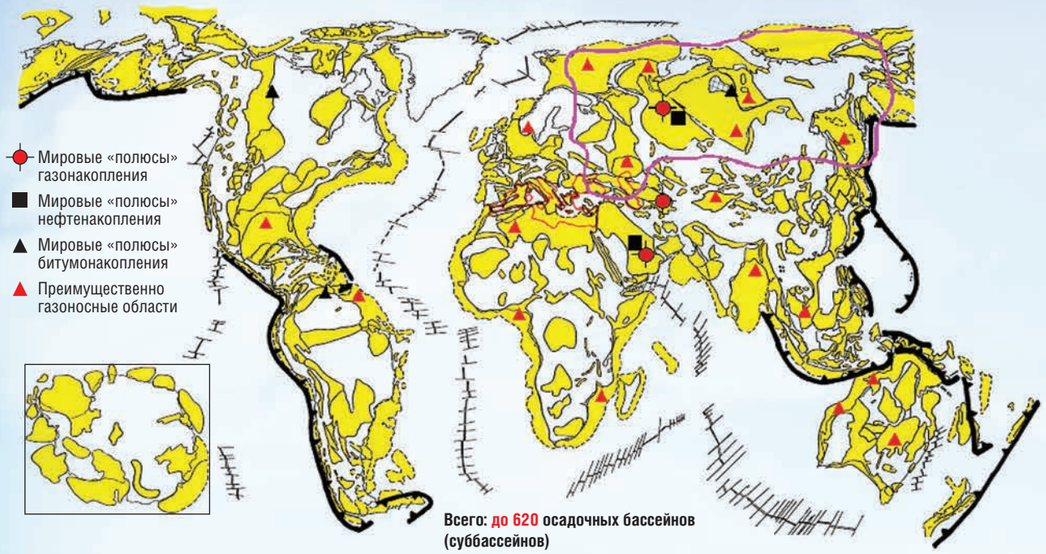
происходит изучение и промышленное освоение углеводородного потенциала осадочных бассейнов мира

Значительная часть НГБ и большинство газоносных бассейнов мира являются одновременно и угленосными (УБ), обладают промышленными разведанными запасами и перспективными ресурсами угля, за исключением бассейнов с додевонскими продуктивными горизонтами. Практически все УБ (открытого и закрытого типов) являются также и газоносными (УГБ), а некоторые из них и углегазонефтеносными (УГНБ), т.к. в коллекторских горизонтах, сопряженных с угольными пластами, в ловушках различного типа присутствуют газовые и газоконденсатные, как правило, мелкие и мельчайшие – вследствие дегазации недр – скопления (в открытых бассейнах), а также зафиксированы проявления и залежи высокопарафиновых бессернистых нефтей «континентального облика».

Большое число суббассейнов и отдельные ОБ, особенно малые по площади и объему осадков, не содержат промышленных залежей УВ, т.е. лишены УВП, но относятся к угленосным. В Северной Евразии (Россия и арктические моря) известно до 30 ОБ и СБ, но только 12 из них промышленно нефтегазоносны, в т.ч. два мегабассейна – Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский (Енисей-Ленский), сопряженные в пространстве по глубинному разлому, по которому течет р. Енисей. В генерализованном виде бассейны мира показаны на рисунке 1. Там же показан ареал бассейнов Северной Евразии (СЕА) – России и окружающих морей.

Отметим, что три важнейших газосодержащих региона находятся в субмеридиональной мегазоне от Ямала и Карского моря на севере через Амударьинскую провинцию

РИС. 1. Схема осадочных бассейнов Земли и «полюсов» газо- и нефтенакопления (по В.И. Высоцкому и др., с добавлениями автора)



до Арабо-Персидского залива на юге. По сути, это главная мировая ось газо- и нефтенакопления (по отношению к традиционным ресурсам УВ).

Важнейшими периодами и эпохами угле-, газо- и битумообразования и промышленного нефтегазонакопления явились:

- для нефти: девон, карбон, юра, ранний мел, неоген;
- для газа: карбон, пермь, ранняя – средняя юра, ранний мел – сеноман, кайнозой;
- для угля: карбон, пермь, средняя юра, апт, неоген.

Геологические параметры важнейших (и крупнейших) мегабассейнов мира приведены в таблице 1. Безусловно, «в далеком отрыве» от других находятся три вышеуказанных мегабассейна, два из них находятся в России.

Среди всех мировых осадочных мегабассейнов и бассейнов богатейшими по газу и нефти являются Западно-Сибирский (ЗСМБ), Арабо-Персидский (АПМБ), в меньшей степени Восточно-Сибирский (ВМБ) и МБ Мексиканского залива (Галф-Кост, суша и шельф), среди них универсальным по содержанию всех видов ГИ выделяется Западно-Сибирский (газ, нефть, уголь всех марок). К ним приурочены одноименные мегапровинции (ЗСМП, АПМП и др.).

Среди публикаций автора есть ряд работ, посвященных гигантским и уникальным месторождениям УВ, а также крупнейшим газосодержащим бассейнам и мегабассейнам, в т.ч. сравнительной характеристике геологического строения и газонефтеносности двух суперуникальных (по запасам и ресурсам УВ) мегапровинций – Западно-Сибирской и Арабо-Персидской [14, 15, 16, 18].

Настоящая статья – логическое продолжение предыдущих работ. К проблеме оценки возможностей газодобычи из месторождений крупнейших НГБ/НГП в средней и дальней перспективе автор обратился впервые (на примере выдающихся газоносных мегабассейнов мира).

ФАКТЫ

До 620

осадочных мегабассейнов, бассейнов и суббассейнов осложняют верхнюю часть земной коры

Углеводородный потенциал (УВП) недр любого осадочного бассейна составляют месторождения и залежи, уже открытые и предполагаемые к открытию, которые входят в понятие начальных потенциальных ресурсов (НПР) газа и жидких УВ (нефти+конденсата).

В работах ряда исследователей приводятся результаты анализа геологического строения и нефтегазоносности крупнейших, гигантских и уникальных месторождений УВ, в т.ч. газосодержащих (с залежами свободного газа – СГ), а также наиболее крупных – мирового значения – осадочных нефтегазоносных/газонефтеносных бассейнов (НГБ, ГНБ) и приуроченных к ним провинций (НГП, ГНП) [5, 7, 10, 12, 14, 20 и др.].

Отдельные скопления УВ (залежи), месторождения (одно- и многозалежные) и осадочные нефтегазоносные/газонефтеносные бассейны/мегабассейны – провинции/мегапровинции характеризуются различными геологическими/извлекаемыми запасами и потенциальными

ТАБЛИЦА 1. Геологические параметры осадочных бассейнов и мегабассейнов (МБ) и мегапровинций (МП) мира*, по данным работ [9, 12, 13, 20, 21]

№№	Название мегабассейнов	Площадь, млн км²		Объем пород осадочного чехла, млн км³	Возраст интервала продуктивности
		МБ (ОБ)	МП (П)		
1.	Арабо-Персидский	3,4–3,7	3,0	17–18	кембрий-миоцен
2.	Западно-Сибирский (с Южно-Карской областью – ЮКО)	до 3,0	2,5	11,5–12,0	юра-мел
3.	Восточно-Сибирский	3,6	2,8	9,5–10	рифей-н.кембрий
4.	Мексиканского залива	2,3-2,4	1,2-1,3 (без центр. и вост. частей)	н/д	юра-кайнозой
5.	Баренцево-Карский (с Северо-Карской областью)	1,4	0,9	7,0–7,5	пермь-нижний мел
6.	Центрально-Европейский, включая Североморский ОБ	1,1	1,0	4,5–5,0	девон-кайнозой
7.	Охотоморский x)	1,7	<0,5	~3,0	кайнозой
8.	Алжиро-Ливийский	>1,0	0,9	4,8–5,2	палеозой-мел
9.	Прикаспийский	0,5	0,5	8–10	девон-кайнозой
10.	Амударьинский	0,4	0,3	1,5–1,8	юра-мел

* оценки автора с учетом данных В.И. Высоцкого и др. (1994, 2016 гг.)
x) обширный по площади, малый по ресурсам УВ

ресурсами, а также различным фазовым состоянием (газовые – Г, газоконденсатные – ГК, нефтяные – Н, без скоплений свободного газа – СГ, смешанного типа – НГК/ГКН и др.).

Необходимо отметить следующее. Геология вообще и нефтегазовая геология (НГГ) в частности – наука традиционная, инерционно-консервативная (как медицина и др.). Геологические истины нарабатываются многими годами и десятилетиями и потом с трудом изменяются. Появляются новые, но они не отрицают проверенные временем и практикой старые истины. Согласно традициям русской школы НГГ выделяют, оценивают и далее оперируют геологическими запасами и ресурсами СГ и нефти и далее переходят к извлекаемой нефти (с КИН конечным от 15–18 до 40–45%). По газу все намного проще. Величины КИГ в конце разработки отдельных залежей и месторождений в целом изменяются от 0,88–0,92, например для сеноманских залежей севера ЗСМП, до 0,80–0,86 для неоком-аптских залежей и до 0,68–0,78 для ачимовской толщи и юры, а с учетом вероятных ошибок при определении запасов и ресурсов (З и Р) в недрах (в пласте) +10–15 % особой разницы между геологическими и извлекаемыми запасами и ресурсами газа не существует. Далее, все расчеты ведут отдельно для СГ и нефтяного попутного газа (НПГ). Соединять их при любых расчетах геологически и генетически некорректно.

Природная данность геологических З и Р (начальных, текущих) вполне очевидна (если они подсчитаны методически обоснованно, то далее не изменяются – не должны изменяться!). Извлекаемые же запасы УВ в целом и раздельно – нефти и природного газа (ПГ=СГ+НПГ), зависящие от технологических, экономических, конъюнктурных и др. условий, – изменяются во времени существенно и незакономерно. Сравнивать по ним З и Р отдельных месторождений и целых бассейнов и мегабассейнов нецелесообразно.

Под газонефтеносными автор понимает осадочные бассейны и мегабассейны (провинции и мегапровинции), в которых начальные потенциальные геологические традиционные ресурсы свободного газа (НПРСГ) превышают традиционные ресурсы нефти, при этом величина извлекаемых ресурсов СГ заведомо выше извлекаемых ресурсов нефти – в два раза при средних конечных КИГ и КИН (0,80 и 0,40) и в два с половиной раза при стандартных величинах (0,85/0,33).

По величине начальных потенциальных ресурсов (НПР) свободного газа и нефти (геол.), а лучше рассматривать их отдельно, выделяются уникальные газоносные (газосодержащие) мегапровинции (более 100 трлн м³ геологических ресурсов СГ), гигантские (30–100), крупнейшие (10–30), крупные (3–10), средние (1–3) и малые провинции (менее 1 трлн м³).

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ТАБЛИЦА 2. Типичные углегазоносные бассейны мира

Возраст угле- и газоносных формаций	Осадочно-породные (седиментационные) бассейны
Кайнозой	впадины Индонезии, шельфовые бассейны АТР, Гиппсленд (Австралия)
Мел в целом	межгорные впадины Скалистых гор – Сан-Хуан и др. (США)
Альб-сеноман	северные и арктические области ЗСМП
Неоком-апт	Западно-Сибирский (Ямал, Гыдан), Карнарвон (Австралия)
Средняя юра	Западно-Сибирский (юго-восток, НПТР), Североморский, Боуэн-Сурат, многие китайские бассейны
Пермь	Вилюйский
Средний карбон-нижняя пермь	Южно-Североморский (суббассейн), ДДВ, Печорский, Кузнецкий, Донбасс, Купер, Ордос
Верхний девон-карбон	Предаппалачский*
* бассейн – «предтеча» всех НГБ мира	

Генетическая сегрегация нефти и газа (СГ) в недрах большинства «смешанных» по фазовому состоянию НГБ/НГП достаточно очевидна. Характерные примеры:

1. Западная Сибирь. Нефть в центре и на западе, преимущественно СГ в северных и арктических областях.
2. Восточная Сибирь. Газоносны (без нефти) – Лено-Вилюйская и Ангаро-Ленская области, нефть + газ – Среднеботуобинская, преимущественно нефть – Байкитская НГО.
3. Прикаспийская область. Подсолевой газ на западе, преимущественно нефть на юго-востоке, нефть + газ на севере.
4. Сегрегация по глубине – АПМБ: нефть в мезозое, СГ в палеозое, нефть + газ в кайнозое.

Многочисленные примеры подобного разделения приведены в работах [13, 16, 20, 21].

Преимущественно газоносные осадочные бассейны, суббассейны и комплексы пород, в которых газ генетически связан с сероцветными континентальными толщами (угленосными) показаны в таблице 2.

Общая «фазовая» формула бассейнов и провинций СЕА такова: 2 Н, 7 НГК/ГКН, 3 Г и ГК (последние без залежей нефти или с минимальной нефтеносностью).

По числу месторождений и отдельных залежей, а также по суммарным начальным доказанным геологическим запасам в мире доминирует нефть (обычная плюс тяжелая в гигантских приповерхностных скоплениях). Это связано прежде всего с высокой миграционной способностью газа и условиями сохранности газосодержащих месторождений, часто менее благоприятными, чем для нефтесодержащих.

Остановимся кратко на условиях, осложняющих развитие газовой отрасли промышленности мира и многих стран.

ФАКТЫ

3500

месторождения УВ открыто и разведано в России к 2018 г.

Современная геополитическая ситуация в «газовом мире»

Современные тенденции развития мировой газовой промышленности:

- неуклонное увеличение валовой и товарной добычи природного газа в большинстве стран и в мире в целом несмотря на все чаще повторяющиеся кризисные явления (2008–2009, 2014–2016 гг.);
- конъюнктурное и «политическое» сдерживание добычи крупнейшими странами-экспортерами (Россия, Катар, Иран);
- увеличение общемировых, региональных и «национальных» запасов газа, в т.ч. за счет включения ресурсов нетрадиционного газа (и нефти) в категорию «доказанных» (США, Канада, Китай и др.);
- стремительное увеличение числа «игроков» в газовой сфере, в т.ч. стран – потенциальных производителей (Израиль, Мозамбик, Египет и мн. др.) и потребителей;
- превращение ряда стран из импортеров газа в экспортеров и наоборот (все больше газа начинают импортировать даже Нидерланды и Великобритания);
- усиление борьбы за рынки сбыта и сферы влияния в нефтегазовом бизнесе;
- все более стремительная политизация процессов, происходящих в нефтегазовой сфере, повышение геополитической роли газа как инструмента политического влияния, давления, часто – главной причины межгосударственных и внутрирегиональных противоречий. Даже современная война в Сирии – это «отголосок» стремления США не допустить катарский и иранский газ на рынок Европы.

Глобальная ситуация (новая расстановка сил) в мировой газовой промышленности во втором десятилетии XXI века:

- с 2011 г. мир вступил в эпоху газовых войн: война всех против всех.
- главное противостояние в газовой сфере (и в большинстве других): Россия – США;
- в газовых войнах нет союзников: будет продолжаться борьба за поставки газа (спотовые и долговременные), повышение/снижение негласных («договорных») квот по добыче и цен, сдерживание газового демпинга (Катар, Иран, Мозамбик и др.), давление США на своих союзников, чтобы они покупали больше СПГ из Нового света;
- газ стал наиболее политизированным видом из всех полезных ископаемых.

Запасы и ресурсы природного и свободного газа в мире

Общемировая геостатистика, по данным В.И. Высоцкого [4], такова. За все годы поисков и разведки на начало 2017 г. в мире было открыто 45 тыс. месторождений УВ. Мировые начальные потенциальные ресурсы (извлекаемые) составляли:

- нефть + конденсат – 580 млрд т,
- природный газ (ПГ) – 745 трлн м^3 (по России – около 300 трлн м^3).

Структура ресурсов газа (трлн м^3): накопленная добыча, НД (Q) – 135, запасы текущие – 187, неоткрытые ресурсы – 423 трлн м^3. При таком интегрально-экономическом подходе трудно сравнивать крупные геологические объекты друг с другом: есть ОБ с большим числом нефтяных и нефтегазовых месторождений с малыми запасами и ресурсами СГ (с малой их долей в ПГ) и наоборот известен ряд бассейнов чисто/преимущественно газоносных, с малым объемом нефтяного газа в суммарных запасах и ресурсах природного газа.

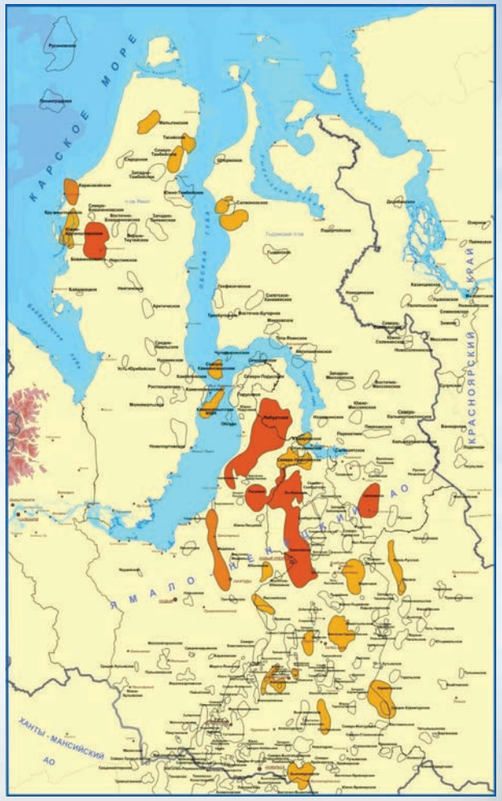
Во всех бассейнах мира к 2018 г., по оценке автора, открыто 22 тыс. газосодержащих месторождений (с залежами СГ), в т.ч. чисто газовых (Г), т.е. без конденсата, газоконденсатных (ГК) и всевозможных смешанных (ГН, НГ, НГК, ГКН) с различным отношением СГ: нефть в ловушках. В России было обнаружено изначально 980 (949 – на 01.01.2017) таких месторождений, однозалежных и многозалежных (от 2–3 до 50–60 залежей УВ по разрезу), однако часть из них полностью разработана и выведена из баланса.

Согласно принятой геологами ПАО «Газпром» классификации газосодержащих месторождений (с залежами свободного газа) к крупнейшим относятся месторождения с начальными геологическими запасами от 100 до 300 млрд м^3, к гигантским от 0,3 до 1,0 трлн м^3, к супергигантским – до 3,0 трлн м^3, к уникальным от 3 до 10 трлн м^3, к суперуникальным – более 10 трлн м^3.

В диапазоне от 0,1 до 100 млрд м^3 выделяются крупные (30–100), средние (10–30), мелкие (1–10) и мельчайшие (менее 1,0 млрд м^3) месторождения с залежами свободного газа.

Из общего числа 26 газосодержащих месторождений относятся к гигантским и

РИС. 2. Схема размещения газовых месторождений – гигантов на севере Западно-Сибирской НГП



Газовые месторождения-гиганты (начальные запасы в млрд м^3)

300–1000 1000–3000 3000–12000

сверхгигантским (0,3–3 трлн м^3), 9 – уникальные (от 3,7 до 11,5 трлн м^3 каждое) – ГУГМ, в сумме 35 месторождений. Всего в мире (на 01.01.2018) известно 105 ГУГМ. Мировой лидер по начальным запасам СГ – месторождение Северный купол – Южный Парс в центре Арабо-Персидского мегабассейна (мегапровинции) с начальными запасами более 28 трлн м^3 (извлек., подсолевые карбонаты нижней перми).

Наибольшее число ГУГМ открыто в Евроазиатском «геопространстве» – 80. Многие регионы и даже целые континенты лишены сверхгигантских и уникальных месторождений УВ-газов (с запасами более 1 трлн м^3) – Южная Америка, Австралия, Восточная (Китай) и Юго-Восточная Азия (суша и

ТАБЛИЦА 3. Динамика добычи нефти и природного газа в России по годам

	1950	1970	1980	1990	1995	2016	2017
Нефть*, млн т/год	18	285	547	516	311	547,5	546,8
Газ, млрд м³/год	2,3	66,8	207,8	617,3	580,5	640,5	692
* вместе с конденсатом							

шельф) и др. В осадочных бассейнах СЕА (России) известно 36 ГУГМ, в т.ч. 28 на севере ЗСМП (рисунок 2), одно на шельфе Баренцева моря, по два в Восточной Сибири и на Присахалинском шельфе и т.д. Отметим, что к центральной части Надым-Пур-Тазовского региона приурочен мировой полюс газонакопления в терригенных толщах. Второй полюс газонакопления, но в карбонатных породах, находится в центре АПМП, в Арабском/Персидском заливе.

ФАКТЫ

45 тыс.

месторождений УВ в мире было открыто за все годы поисков и разведки на начало 2017 г.

Из общемировых начальных запасов СГ, 338 трлн м³, на запасы ГУГМ приходится около 145 трлн м³ (43%). В России из 72,8 трлн м³ начальных разведанных запасов СГ на гигантские и уникальные месторождения приходится 55 трлн м³ (75%), в объеме накопленной добычи (22,2 трлн м³) доля ГУГМ составляет 20 трлн м³ (более 90%). Именно такие, как правило, высокорентабельные при эксплуатации месторождения во всех странах, где они открыты и разведаны, становятся базовыми для добычи газа.

Минерально-сырьевая база (МСБ) нефте- и газодобычи России создавалась в течение всего XX века, наиболее активно с 1961 по 1993 гг.

Максимальная добыча нефти и конденсата в России была достигнута в 1987–1988 гг. (569 млн т), в 1989 г. – 552,3 млн т, газа – 643,0 млрд м³. После 1994 г. в условиях всеобъемлющего кризиса добыча нефти уменьшилась до 293 млн т в 1997 г. (без конденсата), газа – никогда не снижалась менее 570 млрд м³/год. Таким образом, уже 30 лет объем добычи газа в России превышает добычу жидких УВ (таблица 3).

Ретроспективный анализ развития МСБ газодобычи приведен в работах [3, 6, 7, 19].

В России к 2018 г. открыто и разведано около 3500 месторождения УВ, в т.ч. газосодержащих – 955.

Накопленная добыча газа достигла 23 трлн м³, начальные открытые запасы – 92 трлн м³ (с учетом предварительных запасов кат. В2 + С2). Огромная роль принадлежит крупнейшим (100–300 млрд м³), гигантским и уникальным месторождениям УВ в запасах, добыче, промышленной значимости тех или иных областей, районов, перспективных комплексов пород.

Наибольшее число месторождений УВ – 909 – известно в пределах ЗСМП, в т.ч. 222 в главном газоносном регионе страны – на севере ЗСМП (НПТР, Ямал, Гыдан, суша). В других провинциях и областях нефтегазонакопления (НГО) на территории России число месторождений в каждой обычно не превышает 100–150, редко до 250 (Волго-Уральская провинция, Предкавказье).

Месторождения с запасами 100 млрд м³ и более имеют первостепенное значение для организации коммерческой добычи газа (и конденсата) – на уровне 3–4 млрд м³ и более в год. Вообще, чем крупнее по запасам открываемые и разведуемые месторождения УВ, тем лучше во всех отношениях (при проведении ГРР, освоении, эксплуатации и т.д.).

Общее число открытых крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений (КГУГМ) в мире составляет не менее 300 (экспертная оценка), в т.ч. в России 85, из них большинство в пределах Западной Сибири. Все газовые гиганты находятся в северных и арктических областях мегапровинции (рисунок 2).

В объеме осадочной мегалинзы юрско-мелового возраста ЗСМП на 01.01.2018 насчитывалось 71 месторождение с величиной разведанных геологических запасов свободного газа (достоверных и установленных) от 0,1 до 11,5 трлн м³. Большая часть начальных разведанных запасов газа мегапровинции сосредоточена в 4 уникальных газосодержащих месторождениях: Уренгойском – 11,5, Ямбургском – 7,0, Бованенковском – 4,4 и Заполярном – 3,6 трлн м³. К сверхгигантским относится 5 (Медвежье и др.), к гигантам – 21, к крупнейших – 41. Во всех других НГБ России известны по одному сверхгигантскому месторождению, максимум два, в частности в ВСМБ – Ковыктинское и Чаяндинское.

В 2016 г. мировое производство нефти + конденсата составило 4,3 млрд т, газа 3,7 трлн м³ (около 90% – СГ), в России – 547,5 млн т и 640,5 млрд м³. За 2017 г. добыча УВ увеличилась незначительно. Мировые тенденции таковы, что к 2030 г. газ, вероятнее всего, не только догонит, но и перегонит нефть (в производстве).

За все годы эксплуатации открытых и разведанных месторождений УВ накопленная добыча нефти в России на 01.01.2017 составила 23,2 млрд т, газа – 22,2 трлн м³, разведанные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (А+В1+С1) – 18,4 млрд т, свободного газа – 50,8 трлн м³ (геол.). Вместе с нефтяным

ТАБЛИЦА 4. Структура ресурсов газа (природного и свободного), на 01.01.2017

	НД	Текущие запасы (разведанные = доказанные / предварительно оцененные)	НЗ (начальные)	ПрР (прогнозные)	НПРГ
АПМБ (9 стран)	13,2	79,4	92,6	22,8	115,4 (СГ+НПГ)
Россия в целом (12 бассейнов)	22,2	70,1(19,3)	92,3	198,8/107,3	291,1/200,0 (СГ)
в т.ч. ЗСМБ	18,8	45,2(10,5)	64,0	100,8/41,0	164,8*/105,0**
*/** официальная и корпоративная оценки					

газом текущие извлекаемые запасы природного газа составляют около 43 трлн м³. Это значит, что обеспеченность добычи по газу страны превышает обеспеченность по нефти (более чем в два раза).

Из разведанных запасов РФ на Группу Газпром в 2017 г. приходилось 36,4 трлн м³, в т.ч. 22,1 в Уральском ФО, на нефтяные и независимые компании – 12,8 трлн м³, на нераспределенный фонд – 1,6 трлн м³ (преимущественно на Ямале).

По данным В.И. Высоцкого (2014, 2015 гг.), самым большим газовым потенциалом (ГП) обладает Западно-Сибирский мегабассейн – 113,9 (СГ+НГ, извлек.), ему уступает Арабо-Персидский – 109,8. Значительно меньшими величинами ресурсов характеризуются:

- Лено-Тунгусский – 34,5;
- Баренцево-Карский – 27,3;
- Мексиканского залива – 26,2;
- Амударьинский – 23,2 трлн м³.

Вышеуказанный исследователь по России использовал официальные оценки НПРСГ, геологические, которые переводились в извлекаемые, вместе с ресурсами НПГ (западный принцип представления оценок).

Другие 6 бассейнов имеют ресурсы газа от 10 до 12,1 трлн м³ и менее (Североморский – 12,1, Алжиро-Ливийский – 12,0 и др.). По данным автора, ЗСМБ(П) – уникальный по геологическим ресурсам свободного газа мегабассейн – 105 трлн м³, но АПМБ относится уже к гигантским – менее 100, а ВСМБ (П) – к крупнейшим – 27 трлн м³, и т.д.

НПРГ, а в их составе начальные и текущие запасы и прогнозные ресурсы определяют общий потенциал газодобычи (на весь период изучения и освоения газового потенциала (ГП) тех или иных бассейнов (провинций), накопленную текущую добычу и вероятные приросты новых разведанных запасов, получаемых в ходе будущих поисково-разведочных работ (ПРР). Это касается стран, и регионов, на территории которых расположены те или иные НГБ/ГНБ. В частности, структура НПРГ отражена в таблице 4 (трлн м³).

Если ресурсы природного газа АПМБ «очистить» от нефтяных, то величина ресурсов СГ составит около 93–95 трлн м³.

В ЗСМП установлена чрезвычайно высокая концентрация запасов свободного газа в небольшом числе месторождений УВ. Основная часть запасов газа КГУГМ сосредоточена в чисто газовых залежах альб-сеноманского комплекса, в меньшей степени в неоком-аптском комплексе. В залежах ачимовской толщи и юры локализовано менее 10% общих запасов газа.

Восточная Сибирь, огромная по площади, пока не оправдывает надежд на большую нефть и большой газ, которые питали многие специалисты-геологи в 70–80-х гг. прошлого столетия.

За период 1956–2017 гг. в пределах древней Сибирской платформы и окраинной Лено-Вилюйской впадины было открыто 92 месторождения УВ (по числу преобладают газосодержащие). К примеру, в ЗСМП общее число месторождений УВ на 01.01.2018 превысило 910, в т.ч. газосодержащих – 280, в АПМБ – 550, в т.ч. с залежами СГ – 120. Запасы СГ в Восточной Сибири составляют: разведанные – 5,2 трлн м³, предварительно оцененные 4,5, в сумме открытые запасы – 9,7 трлн м³. Добыча накопленная и текущая минимальна (менее 0,1 трлн м³): нет труб – нет газа (масштабной добычи и поставок)! В отличие от Западной Сибири в ВСМП открыто всего два сверхгигантских газосодержащих месторождения – Ковыктинское (1,6 трлн м³ разведанных запасов) и Чаяндинское (1,0 трлн м³). Они и станут базовыми для масштабной добычи СГ в мегапровинции после 2020 г.

В ряде работ отечественных и зарубежных исследователей проанализированы геологические и генетические условия, благоприятствующие формированию и эволюционной сохранности крупнейших, гигантских и уникальных месторождений УВ мира, в т.ч. газосодержащих, а также

формированию УВП гигантских и уникальных провинций и мегапровинций [5, 13, 14, 18].

Анализ общемировых закономерностей формирования крупнейших и гигантских месторождений газа применительно к ЗСМП приводит к выводу, что уникальная – в планетарном масштабе – газоносность альб-сеноманского и верхней части неоком-аптского комплексов северных и арктических областей Западной Сибири обусловлена следующими генетическими причинами [8, 14, 16, 18]:

- развитием в разрезе значительной по мощности угленосной/субугленосной толщи верхнего валанжина-сеномана с высоким содержанием рассеянного (Сорг), полуконцентрированного (углистые сланцы) и концентрированного (угли) ОВ существенно гумусового типа, находящегося в оптимальном для мощного газообразования диапазоне катагенеза (Ro от 0,40 до 0,80 %, градации катагенеза $ПК_3$-$МК_1$-$МК_2$, бурые, длиннопламенные и газовые угли в разрезе);
- высокой песчанистостью (в долях – от 0,60 до 0,75 от мощности комплекса) и отсутствием в нижнемеловом разрезе большинства районов севера провинции мощных, достаточно протяженных глинистых экранов (кстати, это обстоятельство послужило более негативным условием в плане масштабной аккумуляции УВ в средних горизонтах покурской свиты, в интервале баррема-альба НПТР, но и, наоборот – развитие альбских глин благоприятствовало формированию уникальной газоносности апта на Ямале и, вероятно, в Южно-Карской области – ЮКО шельфа);
- сохранностью коллекторского потенциала песчано-алевролитовых коллекторов в объеме нижнемеловых природных резервуаров до глубин 3,3–3,7 км;
- формированием в позднемеловое-кайнозойское время крупных по размерам и эффективной емкости валообразных и куполовидных поднятий с очень высоким аккумуляционным потенциалом в сеномане и апте (структурных ловушек);
- наличием мощной (500–900 м) турон-олигоценовой региональной глинисто-кремнистой покрышки, в целом слабо нарушенной разломами (в пределах большинства «газосборных» площадей в ареале КГУГМ);
- благоприятной гидродинамической обстановкой во внутренних областях провинции.

Безусловно, главная причина уникальной газоносности ЗСМП генерационная, а именно – развитие огромных масс существенно гумусового ОВ (РОВ+КОВ) в преимущественно континентальных угленосных и субугленосных толщах нижнего мела-сеномана и средней юры, перекрытых мощными глинистыми экранами, которое находится в зоне максимального газообразования для данного типа ОВ (в сеномане и апте величина R° от 0,40 до 0,60 %), АПМП – сочетание высокой степени преобразованности (R° более 1,20–1,40 %) прежде превосходных (в диапазоне «нефтяного окна») битумогенерирующих = нефтематеринских толщ среднего палеозоя (силур-девон), которые в данный момент находятся в условиях проявления фазы максимальной газогенерации (для сапропелевого ОВ) с перекрывающими их трещиноватыми известняками перми (резервуар) и мощным соленосным экраном (триас). В стратиграфическом мегаобъеме осадочной линзы АПМП наблюдается классический случай размещения УВ, характерный для «сапропелевой линии онтогенеза»: кайнозой – нефть смешанного генезиса (ОВ типа ГС/СГ) и свободный газ, мезозой – типично «морская-карбонатная» нефть (высокосернистая) с относительно малым объемом свободного газа, палеозой – преимущественно газ, термодеструкционного – вторичного – генезиса [7, 18].

ФАКТЫ

580

млрд т

составляли мировые начальные потенциальные ресурсы нефти и газового конденсата

Согласно официальным оценкам, по состоянию материалов на 2009 г. (приняты в 2012 г., действуют до настоящего времени – 2018 г.) начальные потенциальные ресурсы (НПР) нефти недр России составляют 111,4 млрд т (извлек.), газа – 287,5 трлн м³ (геол.) [2]. Экспертами ВНИИГАЗа с высокой вероятностью НПР нефти оцениваются в 75–80 млрд т (в т.ч. неразведанные – 25), газа в диапазоне 189–210 трлн м³, в среднем около 200 (перспективные+прогнозные – более 100 трлн м³): есть что искать, разведывать, осваивать и добывать даже в отдаленном будущем (до 2045–2050 гг., а по газу – и далее).

Структура НПРГ России (геол.) по важнейшим бассейнам/мегабассейнам и провинциям такова, согласно официальным / корпоративным оценкам (трлн м³):

ЗСМП – 165/99;

ВСМП – 42,5/26,4;

Баренцево море – 30,1/23,0;

Прикаспийская впадина (российская часть) – 10,9/10,0;

Вост.-Арктическая провинция – 7,1/7,1;

Охотоморская – 7,6/6,5

… и др.

в целом – 288/189.

Автор принимал участие во многих пересчетах НПР свободного газа России (начиная с 1984 г.), но

ТАБЛИЦА 5. Величина и структура запасов газа России (распределение по федеральным округам – суша и шельф, по состоянию на 01.01.2017, трлн м³)

№№	Федеральный округ, субъект Федерации	Число место-рождений	Накопленная добыча	Запасы	
				A+B1+C1	B2+C2
1.	Северо-Западный	53	0,4	0,7	0,1
2.	Южный	186	0,8	3,3	2,2
3.	Северо-Кавказский	47	0,3	0,1	0,1
4.	Приволжский	225	1,5	0,9	0,1
5.	Уральский* в т.ч. ЯНАО	214 151	18,4 17,8	30,8 30,2	7,7 7,6
6.	Сибирский	87	0,2	3,2	3,8
7.	Дальневосточный	93	0,1	2,5	1,0
8.	Шельф в т.ч. шельф Баренцева моря шельф Карского моря	44 7 10	0,5 – 0,3	9,3 4,2 3,1	3,7 0,6 2,5
	Всего по РФ	**949**	**22,2**	**50,8**	**18,7**

* Западная Сибирь без южных малоперспективных земель

ТАБЛИЦА 6. Добыча горючих ископаемых в мире и важнейших странах

Добыча	НЕФТЬ (+конденсат), млрд / млн т	ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (СГ+НГ), трлн м3 / млрд м3	УГОЛЬ, млрд т
Мир в целом (2016 г.), в т.ч.:	4,4	3,7	~6,0 (3,3 млрд т н.э.)
Россия	547,5 (0,6 – СН)*	640,5	0,4
Саудовская Аравия	585,7	110,9	–
США	543 (230 – СН)*	800,7 (440 – СлГ)**	~0,9
Китай	200	136,7	3,7
Накопленная добыча, в т.ч.:	186,7 млрд т	137,0 трлн м³	н/д
США	32,1	39,9	н/д
Россия	23,3	22,2	46–48 (оценка)
Саудовская Аравия	21,3	3,1	–
Китай	6,8	1,8	более 100 (оценка)

* сланцевая нефть, ** сланцевый газ

ТАБЛИЦА 7. Добыча горючих ископаемых в мире и важнейших странах

Страны	НЕФТЬ (млрд т)	ПРИРОДНЫЙ ГАЗ (трлн м3)
ВСЕГО, в т.ч.:	233,3	203,2
Саудовская Аравия	36,2	8,6**
Россия	18,2	~43
США	6,5	9,2 (СлГ более 5,0)
Китай	3,5	3,6
Иран	21,5	33,7
Катар	3,4	24,1
Венесуэла	40,9*	5,7*
Канада	30,9*	2,2**

* фактически нетрадиционная (тяжелая и «синтетическая») нефть, но относимая в последние годы к традиционной по технологическим и экономическим критериям;
** в значительной степени попутный газ

индивидуальная точка зрения на начальные ресурсы: чуть больше последней «коллективной» – 200–205 трлн м³ – реально подтверждаемых в ходе дальнейших поисков и разведки. Впрочем, при таких высоких величинах НПРГ разница в 9–12 трлн м³ особого значения не имеет, имея в виду точность ресурсных оценок, которая для многих регионов невысока.

По расчетам экспертов ПАО «Газпром», оценка начальных потенциальных традиционных ресурсов свободного газа мира составляет 554 трлн м³ (без НГ, «привязанного» к запасам, ресурсам и добыче нефти), в т.ч. накопленная добыча – 118, текущие запасы – 178, прогнозные (неоткрытые) ресурсы – 249. Доля России весьма велика в мировых запасах и ресурсах свободного газа.

На начало 2017 г. формула газового баланса России была таковой (трлн м³):

$$\textit{Запасы}$$

$$\frac{НД}{22,2}+\frac{A+B_1+C_1}{50,8}+\frac{B_2+C_2}{18,7}+$$

$$\textit{Ресурсы}$$

$$+\frac{C_3+Д_1+Д_2}{108,3/195,8}=\frac{\textit{Всего (СГ)}}{200/287,5}$$

Таким образом, прогнозная часть – неоткрытые ресурсы страны оцениваются в широком диапазоне от 107,4 до 195,4 трлн м³ (корпоративная/официальная оценки) [1, 2, 17], причем последняя оценка, по мнению ряда не ангажированных специалистов, существенно завышена [7, 11]. Величина и структура запасов СГ России приведена в таблице 5.

Добыча природного газа в мире и в крупнейших газонефтеносных бассейнах

Структура добычи ГИ приведена в таблице 6.

Если считать добычу нефти только на территории Саудовской Аравии (без нейтральной зоны), то она уступает России. Текущие доказанные извлекаемые запасы УВ в мире на 01.01.2017 составляли 233,3 млрд т нефти и 203,2 трлн м³ газа (таблица 7).

Крупнейшая в мире газодобывающая компания –

ТАБЛИЦА 8. Стартовые позиции стран - мировых лидеров по производству природного газа (2018 г.)

Страны	Показатели			
	Накопленная добыча, трлн м³ / за 2017 г., млрд м³	Текущие разведанные запасы, трлн м³	Традиционные прогнозные ресурсы, трлн м³	Экспорт / импорт, млрд м³ (2016 г.)
Россия	22,9/692	50,8	218,2	208,6 (14,5 – СПГ)
США	39,9/800,7/ в т.ч. 440 – СлГ	9,2 (СлГ>5,0)	40,3 (с учетом СлГ)	65,5 (5,3 – СПГ) (газовый обмен с Канадой и поставки в Мексику)
Иран	4,0/226,9*	33,7	0,8	8,6 /~7,5 (из Туркменистана)
Катар	2,0/182,8	24,1	1,4	124,5 (104,4 – СПГ)
Канада	7,5/155,3	2,2	10,5	84,2
Китай	1,8/136,6*	3,6	7,1	–
Норвегия	3,1/120,2	2,4	0,7	116,1 (6,3 - СПГ)
Саудовская Аравия	3,1/110,9*	8,6	8,1	–
* преимущественно внутреннее потребление				

ПАО «Газпром». Структура добыча газа в 2017 г. такова (млрд м³):

всего – 471,0,

в т.ч. Западно-Сибирский регион – 440,6;

в т.ч. ООО «Газпром добыча Ямбург» – 149,3 (сеноман – 90,3);

ООО «Газпром добыча Надым» – 114,3 (14,6, апт Ямала – 82,8);

ООО «Газпром добыча Уренгой» – 95,7 (40,5);

ООО «Газпром добыча Ноябрьск» – 30,0 (сеноман).

Несмотря на длительный период эксплуатации (с 1972–1978 гг. и доныне) газоносный сеноман все еще дает значительный вклад в интегральную добычу севера ЗСМП. На смену сеноману приходит газоносный апт Ямало-Карского региона (Бованенковского, Харасавэйского и др. месторождений).

В России добывается больше ПГ, чем жидких УВ (в 2017 г. – 692/547), по чисто ресурсно-геологическим причинам. Однако нефти экспортируется больше, чем газа (258 млн т /210* млрд м³, в частности ПАО «Газпром» экспортировало в 2017 г. 197 млрд м³ газа, планы на 2018 г. – более 200 млрд м³). Почему?

Во-первых, в целом экономика и промышленность России ориентированы больше на газ, чем на нефть (внутреннее потребление газа за последние три года – 458–460 млрд м³, нефти – существенно меньше – при условном эквиваленте 1000 м³ УВГ = 1 т нефти).

Во-вторых, нефть дороже, чем газ, менее «политизирована»: с ней таких геополитических проблем не возникает, как с газом. Нефть и продукты ее переработки охотно покупают все страны, изначально «обделенные» природой или исчерпавшие традиционные запасы и ресурсы УВ на своей территории. С газом сложнее, вмешивается геополитика.

В-третьих, для России выгоднее производить и потреблять больше газа, но продавать больше нефти.

ФАКТЫ

До 293 МЛН Т

уменьшилась добыча нефти в России после кризиса 1994 г.

Сравним объемы добычи ПГ. В 2016 г. в регионе Арабо-Персидского залива было добыто 660 млрд м³ природного газа, в т.ч. в Иране – 227, Катаре – 183, Саудовской Аравии – 111, ОАЭ – 61, в других добывающих странах Залива – 78 млрд м³. В структуре добычи на НПГ приходится не менее 30–35%, а по отдельным странам до 50 % и более (Саудовская Аравия и Кувейт, вероятно, до 90%, добывается много нефти, но мало СГ). Если в 2010 г. в России было добыто 610 млрд м³ ПГ, в т.ч. в ЗСМП – 550, в АПМП всеми странами – 447, то за 2017 г. соответственно 692/555* и 660* млрд м³, т.е. последние годы по добыче ПГ из двух мегабассейнов лидирует Арабо-Персидский, где газ масштабно добывают 9 стран, при этом на долю НПГ приходится как минимум 170–180 млрд м³, однако по добыче СГ все же первенствует Западная Сибирь (при соотношении 500–510/474–484, по оценкам автора).

Роль крупнейших газонефтеносных бассейнов (мегабассейнов) в мировом производстве газа до 2050 г.

Россия в лице ее ведущих газо- и нефтедобывающих компаний должна и может увеличивать добычу природного газа

** оценка автора.*

ТАБЛИЦА 9. Стартовые позиции стран - мировых лидеров по производству природного газа (2018 г.)

Регионы	Диапазоны добычи, млрд м3/год	Особенности развития добычи
Западная Сибирь (суша)	520–550	Стабилизация добычи по региону за счет Ямала и Гыдана
Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)	110–120 (почти весь газ – экспортный)	Значительный рост добычи в 2026–2035 гг.
Европейские регионы (суша и шельф)	30–35	Некоторое увеличение добычи (за счет Астраханского месторождения и шельфа внутренних морей)
Арктический шельф	более 250*	Главный драйвер общероссийской добычи
Охотское море	40–45 (35–40 на экспорт)	Достижение максимальной добычи
Всего	950–1000	
* минимальная оценка		

ТАБЛИЦА 10. Вероятные объемы производства газа и нефти в России до 2050 г. (вариант расчета, 2018 г.)

Годы	Природный газ*, млрд м³	Жидкие УВ* (нефть + конденсат), млн т
2016	640 (только традиционый газ – ТГ)	547,5
2017	692 (ТГ)	546,8
2018 г. (прогноз)	680–700 (до 720) (в зависимости от конъюнктуры)	530–540 (до 550) (в зависимости от договоренности ОПЕК+)
2030 г.	900–930*	480–500*
2040 г. (стратегический прогноз)	970–1000*	460–470*
2050 г. (стратегический прогноз)	1050–1070* (до 1150)*	430–440* (не менее 400)
* газ и нефть с учетом нетрадиционных источников добычи (ресурсов УВ)		

(свободного – из фазообособленных свободных скоплений и нефтяного, попутного – СГ и НГ). Ресурсно-геологические предпосылки для этого имеются, при этом увеличение добычи возможно только за счет СГ, попутный/нефтяной газ связан с добычей нефти (не конденсата, а именно сырой нефти!). Ежегодно в РФ даже при добыче нефти более 500 млн т/год объем добываемого НГ составляет около 65–75 млрд м³, при этом часть его (уже малая!) сжигается в факелах (технологические потери на нефтяных промыслах).

Согласно перспективным планам развития газовой отрасли РФ, добыча увеличится до 950 млрд м³ в 2035 г. при увеличении товарной добычи до 870–890 млрд м³ (минимальная оценка), при этом на экспорт может быть направлено не менее 370–400 млрд м³ газа (а скорее всего – несколько больше) (таблица 9).

Безусловно, главенствующая роль ЗСМБ (мегапровинции) останется незыблемой (добыча вместе с ЮКО до 700 млрд м³). Оптимально сбалансированные («идеальные»), но реально достижимые величина и структура производства ГИ в России в динамике до 2050 г. приведены в таблице 10.

Если в ВСМП вся ее северная половина практически не изучена глубоким бурением, то на суше ЗСМП остается мало неизученных и слабоизученных бурением зон. Они расположены вблизи внешних границ мегапровинций, а также в ареале впадин и прогибов арктических областей (Ямал, Гыдан). Практически не изучены недра Карского моря (открытый шельф), хотя первые три, вероятно, гигантских месторождения уже открыты. Запасы СГ в каждом из них будут превышать в конце доразведки 0,3–0,8 трлн м³.

Огромный научный и практический интерес представляет прогнозирование числа и зон вероятной локализации еще неоткрытых КГУГМ, как на суше, так и на шельфе ЗСМП, в Южно-Карской области.

Вследствие очень высокой степени изученности недр центральных, западных и юго-восточных областей мегапровинции вероятность открытия здесь новых крупнейших и даже крупных (30–100 млрд м³) газосодержащих месторождений невелика. В Надым-Пур-Тазовском регионе открываемые в будущем месторождения будут значимо меньше 100 млрд м³. На Ямале и Гыдане возможно обнаружение 4–5 месторождений крупнее 100 млрд м³, но не более 200–250 млрд м³ каждое (для более крупных попросту «не осталось места» в структуре осадочного чехла). На Приямальском шельфе Карского моря до 2030 г. будет открыто ещё большое число крупнейших и гигантских газосодержащих месторождений, в т.ч. не менее трех (но не более 5–6) с запасами более 1 трлн м³ каждое. Вместе с тем обнаружение уникальных месторождений типа Бованенковского (более 3 трлн м³) имеет хотя и не нулевую, но невысокую вероятность в силу генетических причин: высокой глинизации разрезов неокома и юры в шельфовой

части мегабассейна, жестких термоглубинных и катагенетических условий залегания юрских природных резервуаров в центральной и восточной зонах Южно-Карской области и др.

То же относится и к северо-восточным районам ЗСМП, где существенно увеличивается песчанистость всего мелового разреза, в т.ч. верхней региональной покрышки (над сеноманом).

Общее число прогнозируемых к открытию КГУГМ в Западной Сибири, с учетом левобережья р. Енисей в Красноярском крае, оценивается в 28–30, в т.ч. 22–23 в недрах открытого шельфа Карского моря плюс 2–3 на севере Обской губы. В конечном итоге после доразведки известных и открытия новых КГУГМ их начальные запасы (с учетом накопленной добычи) по категориям крупности возрастут в сумме до 67–70 трлн м³, что составит не менее 65% от начальных потенциальных традиционных ресурсов свободного газа ЗСМП. В этом и состоит ее уникальность по отношению к газу (газонакоплению).

Необходимо констатировать, что Западно-Сибирская мегапровинция, как объект крупных открытий и значительных приростов запасов УВ (и нефти, и газа) практически «завершилась» на суше и не «начиналась» – масштабно – на море (в Южно-Карской преимущественно газоносной области).

Помимо традиционного газа, недра России, прежде всего ЗСМБ, содержат очень значительные нетрадиционные ресурсы газа: в плотных, практически непроницаемых – «бывших» коллекторах, в угленосных бассейнах и др. [7, 11, 17].

Реальные извлекаемые начальные ресурсы газа нетрадиционных источников в ОБ России оцениваются газовыми геологами интервально в 104–118 трлн м³ (без газогидратов). Их объемы несколько превышают величину извлекаемых прогнозных традиционных ресурсов (87–92 трлн м³, по расчетам автора). Эти ресурсы позволяют добывать нетрадиционный газ в объеме не менее 300 млрд м³/год, но после 2050 г. (с 2041 г. – 200–250, вряд ли более). В 2035–2036 гг. добыча нетрадиционного газа в России оценивается в 100–150 млрд м³/год (без учета геологических ресурсов газогидратов северных областей суши, Охотского и арктических морей, которые громадны, но их «очередь» на разработку придет не скоро, по крайней мере до 2040 г. не планируется разрабатывать даже морские газогидраты).

Первым видом нетрадиционного газа для промышленной добычи станет «плотный» газ, т.е. залегающий в низкопроницаемых плотных коллекторах на глубинах 3–6 км и более. Ресурсы такого газа очень значительны, прежде всего на севере Западной Сибири (по расчетам экспертов ПАО «Газпром»), и они залегают «удобно» – в ареале уже открытых и эксплуатируемых месторождений и залежей, но глубже на 200–500 м – в средних и нижних горизонтах юрского комплекса пород. Когда «закончится» газ из залежей с хорошими и просто удовлетворительными добычными возможностями, начнется добыча «плотного» газа (на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и др. месторождениях) после 2035 г.

ФАКТЫ

745

трлн м³

мировые начальные потенциальные ресурсы природного газа

Общемировая добыча в 2036–2040 гг. (из традиционных и нетрадиционных источников): 6,0–6,5 трлн м³, в т.ч. Россия – 1050–1150, США – 950–1000 млрд м³ (соревновательное противостояние будет продолжаться).

Крупные объемы добычи ожидаются в регионах Центрально-Азиатском и Арабо-Персидского залива, на шельфах Африки, возможно, на шельфе Австралии. Морская добыча в России (СЕА) будет постепенно увеличиваться (с 2035 г.) в Баренцевом и Карском морях – до 300–350 млрд м³ к 2050 г. Объем мировой торговли прогнозируется на уровне 1,8–2,0 трлн м³, в т.ч. Россия – до 500–550 млрд м³, США – 150–200 (вряд ли более, очень значительны внутренние потребности в газе). Не менее 55–60% объема экспортного газа будет приходиться на Россию и регион Залива.

Газовый баланс России до 2050 г.:

- накопленная добыча за 2018–2050 гг. – 27–28 трлн м³;
- необходимый прирост разведанных запасов «нормального» газа в период 2018–2050 гг. – до 32 трлн м³ (всеми компаниями-операторами);
- годовая добыча в 2050 г. – 1100–1150 (1200) млрд м³, в т.ч. 850–900 (до 950) млрд м³ – традиционный газ, 200 (250) млрд м³ – нетрадиционный газ (без ГГ), 50 млрд м³ – нефтяной газ;
- текущие запасы к 2051 г. – 54–55/34–35 трлн м³ (геол./извлек.). Основная часть остаточных геологических запасов СГ (но «подновленных» в 2026–2050 гг.) будет сосредоточена в недрах Западно- и Восточно-Сибирской МП (как и сейчас).

Эти преимущественно «новые» запасы позволят поддерживать добычу газа в объеме до 1 трлн м³ еще как минимум 20–25 лет (до 2070 г. и далее).

Текущие разведанные традиционные запасы природного газа в мире при ежегодном увеличении добычи от 3,8–4,0 до 6,0 трлн м³ (2021–2050 гг.) и

ТАБЛИЦА 11. Вероятные объемы производства газа и нефти в России до 2050 г. (вариант расчета, 2018 г.)

Бассейны и мегабассейны	2030 г.	2040 г.
Западно-Сибирский (в т.ч. шельф)	600–620 (до 100)*	630–650 (180–200)
Восточно-Сибирский	75–80	110–120
Баренцевоморский, шельф	80–90	120–140
Итого по трем МБ России	755–790	860–910
Амударьинский (3 страны)	150–160	220–240
Арабо-Персидский (9 стран)	630–650	690–720 (до 750)
Всего, трлн м³	1,5–1,6	1,8-1,9
* из морских частей месторождений типа суша/море		

приростах новых запасов 5–8 трлн м³/год (в т.ч. по России 0,8–1,5 трлн м³/год) будут постепенно увеличиваться (с 203 трлн м³ в 2017 г.) и достигнут «потолка» – 260–270 трлн м³ в 2048–2050 гг. Дальнейшая динамика изменения МСБ газа характеризуется полной неопределенностью.

В России, да и во всем мире, начальные и текущие (без накопленной добычи) извлекаемые ресурсы природного газа (традиционные и нетрадиционные) значительно превышают извлекаемые ресурсы нефти. Это и определяет доминантную роль газа в развитии мирового ТЭК в 2021–2070 гг. В частности, в России начальные извлекаемые ресурсы важнейших видов природного газа, традиционного и «плотного» (без ГГ), оцениваются в 230 трлн м³ (нефти – 111 млрд т, официальная оценка, менее 80 – корпоративная, более реальная оценка, будем считать ее «оценкой снизу»).

Реальные и весьма желательные объемы производства ГИ в России в десятилетие 2041–2050 гг., по мнению автора, таковы:

- газ – 1 трлн м³,
- нефть (+ конденсат) – 430–440 млн т,
- уголь – 500 млн т (открытым способом не менее 300 млн т).

В таком случае на экспорт могут быть поставлены:

- до 450 (500) млрд м³ газа,
- до 200 млн т нефти (конденсат лучше использовать внутри страны),
- до 300 млн т угля.

Кстати, российский уголь сейчас хорошо продается даже в такие «угольные» страны, как Китай, Польша и др. И эта тенденция будет только нарастать (по объему продаж). По объему экспорта (до 1 млрд условных тонн) Россия, безусловно, будет занимать первое место в мире, далеко обогнав всех конкурентов. Статус энергетической сверхдержавы будет сохраняться за Россией в ближайшие десятилетия XXI века.

По расчетам автора, в 2035 г. добыча газа в крупнейших и уникальных провинциях мира достигнет 2,8–3,0 трлн м³ (СГ более 70%, за счет бассейнов арктического шельфа), в т.ч. в ЗСМП и АПМП – в сумме не менее 1,3–1,35 (до 1,5) трлн м³. В десятилетие 2031–2040 гг. важнейшими производителями газа на мегаконтиненте Евразия останутся Россия, Иран, Катар, к ним присоединятся Туркменистан и ряд других стран.

В Восточно-Сибирской мегапровинции, несмотря на ее значительные размеры, существуют большие геологические риски существенного неподтверждения прогнозных (неоткрытых) ресурсов газа в ходе дальнейших ПРР [15].

В качестве ключевого мегарегиона для развития и освоения МСБ газодобычи в России до 2030 г. останутся, как и сейчас, северные и арктические области Западной Сибири и ближнего шельфа (НПТР + Ямал + Гыдан с Обской и Тазовской губами). После 2030 г. резервом для дальнейшего развития МСБ данного мегарегиона послужит сначала Приямальский, а в дальнейшем и весь шельф Карского моря, где могут быть открыты и подготовлены к промышленному освоению не менее 12 газосодержащих месторождений с единичными запасами от 0,3 до 2,0 (2,7) трлн м³ и ряд менее крупных.

Таким образом, главенствующая роль Западно-Сибирского мегабассейна (суша и шельф) для развития сырьевой базы газовой отрасли промышленности России в целом и ПАО «Газпром» в первой половине XXI века остается неизменной. То же относится и ко второму суперуникальному (по запасам и ресурсам УВ) мегабассейну – Арабо-Персидскому. Прочие, даже весьма крупные по размерам и объему НГБ/ГНБ мира будут значительно уступать двум мегабассейнам – лидерам по текущим запасам и добыче и газа, и нефти.

ВЫВОДЫ

1. В иерархии осадочных бассейнов и мегабассейнов Земли первые три места занимают Арабо-Персидский, Западно- и Восточно-Сибирский МБ, к ним приурочены одноименные нефтегазоносные мегапровинции. По величине НПР свободного газа лидирует, безусловно, Западная Сибирь,

по извлекаемым запасам природного газа – Арабо-Персидский мегабассейн.

2. Размеры бассейнов – величины их площадей и объема осадочного выполнения – еще не гарантия того, что в их недрах сформируется очень значительный УВ-потенциал и будут развиты крупнейшие, гигантские и особенно уникальные газосодержащие месторождения.

   Вместе с тем, очевидно, что чем больше площадь бассейна и мощность осадочного чехла, тем выше вероятность формирования (и сохранности) очень значительных по запасам месторождений свободного газа (для нефти зависимости сложнее).

3. Среди всех осадочных бассейнов и мегабассейнов мира богатейшими по газу и нефти являются Западно-Сибирский, Арабо-Персидский, в меньшей степени Восточно-Сибирский и МБ Мексиканского залива (суша и шельф), среди них универсальным по содержанию всех видов ГИ выделяется Западно-Сибирский. К ним приурочены одноименные мегапровинции.

   Недра осадочных бассейнов мегаконтинента Евразия, в т.ч. его эпиконтинентальные моря, максимально обогащены минеральными энергоресурсами в виде традиционных скоплений нефти, газа и угля, а также всеми видами нетрадиционных ресурсов. Наиболее значительные потенциальные и неоткрытые традиционные ресурсы УВ предполагаются в осадочных мегабассейнах: Западно-Сибирском, Арабо-Персидском, Восточно-Сибирском, газа – в арктических шельфовых бассейнах. Вообще, недра ОБ Восточного полушария Земли обогащены углем, газом и традиционной нефтью, Западного – углем и ресурсами нетрадиционных УВ (сланцевых газа и нефти, сверхтяжелых нефтей).

4. На 10 наиболее крупных провинций и мегапровинций приходится до 70% начальных и 65% текущих запасов ПГ мира. Их доля в мировой добыче превышает 60%. Авторская оценка ресурсов СГ трех крупнейших мегабассейнов/ мегапровинций, трлн м³: ЗСМП – 105; АПМБ – 93; ВСМБ – 27; в сумме – 225 (41% от мировых ресурсов свободного газа).

5. Евразийское геопространство энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI века: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с минимальным, недостаточным собственным производством) географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности.

6. В силу высокой изученности большинства материковых осадочных бассейнов СЕА до глубин 4,0 км основные перспективы развития МСБ газонефтедобычи в период 2021–2050 гг. будут связаны с освоением УВП малоизученных и неизученных шельфовых бассейнов Арктики, Южной Атлантики и окраинных морей Индийского океана (Индостанский субрегион, северо-запад Австралии), в объеме которых значительную роль играют терригенные отложения континентального и дельтового генезиса (в стратиграфическом диапазоне триас-неоген).

ФАКТЫ

22 тыс.

газосодержащих месторождений во всех бассейнах мира к открыто 2018 г.

7. По запасам и ресурсам свободного газа мировой лидер, безусловно, Россия, по прогнозным ресурсам обычной нефти она сопоставима с Саудовской Аравией и Ираном (две страны в сумме), но величина начального нефтяного потенциала всего Арабо-Персидского региона почти в два раза превосходит потенциал Северной Евразии, однако, в нем 12 стран, в т.ч. достаточно крупных, а Россия – одна.

8. Во всех сценариях развития мировой энергетики на ближайшие 35–40 лет главенствующая роль в производстве и поставках природных энергоносителей отводится России, странам Залива (Ирану и др.) и США, прежде всего – природному газу, соревновательное противостояние этих стран (во всех сферах) продолжится еще многие десятилетия XXI века.

9. Традиционный газовый потенциал в большинстве регионов мира, кроме СЕА, к 2051 г. будет в значительной степени исчерпан, начнется эра повсеместного активного освоения всех видов НТРГ, которая продлится до 2075–2080 гг. Даже после 2050 г. остаточный газовый потенциал недр России (суша и шельф) позволит поддерживать (расширять?) добычу природного газа в объеме 1,0–1,05 трлн м³/ год еще не менее 25–30 лет. Даже минимально реальная оценка начального газового потенциала СЕА в 190–200 трлн м³ позволяет делать этот оптимистический вывод, однако доля газа, добываемого из плотных коллекторов больших глубин (3,7–5,5 км) превысит к 2050 г. – 30%, а к 2060 г. достигнет 40–45%.

   Таким образом, ресурсную обеспеченность добычи газа в России в обозримом будущем (до 2050 г.) следует оценить, как очень высокую, исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа для их промышленного освоения хватит на многие десятилетия второй половины XXI века. Очень высокая освоенность и общая ограниченность нефтяных традиционных ресурсов России обусловит активное и масштабное освоение НТР нефти уже в десятилетие 2026–2035 гг. и далее.

10. Первостепенная роль российского газа (традиционного + нетрадиционного) в газовом балансе мира (запасы + прогнозные ресурсы – 1 место, добыча – 1–2 места) до 2070 г. останется ведущей, а значение незыблемым. Место российского газа остается (и останется) неизменным, его роль в развитии МСБ и газодобычи в мире будет только возрастать, благодаря уникальным природным обстоятельствам – развитию в СЕА газоносных и газонефтеносных бассейнов и мегабассейнов с громадными ресурсами природного, преимущественно свободного газа во всех видах и формах нахождения в земных недрах в интервале глубин от 0 до 10 км и более. Безусловно, российский газ не закроет проблему развития газового мира в XXI веке, не сможет резко увеличить долю газа в объеме ТЭК, но влиять на его развитие всю первую половину столетия будет ощутимо, а в ряде регионов – первостепенно. Это касается даже таких «угольных» стран, как Китай, Польша, Украина и мн. др.

Вообще, газовых геологов, начиная с патриархов – В.Г. Васильева, В.П. Савченко, А.Л. Козлова, В.И. Ермакова и др., всегда отличала независимость суждений, «самобытность» взглядов на все проблемы НГГ России и мира, неангажированность взглядов и подходов к решению проблем НГГ, собственная точка зрения на все процессы, происходящие в недрах осадочных бассейнов и в отдельных комплексах пород, будь то кайнозой и юра Предкавказья, сеноман, неоком, ачимовская толща и юра Западной Сибири, подсолевые толщи Прикаспия, венд и рифей Сибирской платформы, кайнозойские дельтовые толщи Охотского моря и др. Именно это служило и служит основой для существования их особого мнения на оценки традиционных НПР УВ и нетрадиционных ресурсов газа и нефти.

По-настоящему «большой» газ на Земле в виде неоткрытых месторождений остался только в недрах Сибири и арктических морей (прогнозные – неразведанные ресурсы). Их газовый потенциал полноценно еще не изучен, с полной достоверностью не оценен, в небольшой степени освоен и далеко не исчерпан…

История геологического изучения недр Северной и Южной Евразии и освоения их углеводородного потенциала не закончена, она продолжается. Продолжат ее и газовые геологи наших дней, которые воистину «стоят на плечах гигантов», своих предшественников в деле служения нефтегазовой геологии России.

Итак, российский газ имеет прекрасное будущее, российская нефть – хорошее («среднее), российский уголь – также хорошие условия для развития (по запасам и ресурсам – великолепные!). Это и будет определять развитие топливно-энергетического комплекса России до 2050 г. и далее.

Литература

1. *Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. – 2013. – С. 4–13.*
2. *Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа, 2016. – № 3. – С. 3–13.*
3. *Васильев В.Г. Ресурсы, добыча природного газа и поисково-разведочное бурение на газ в СССР / В.Г. Васильев, Н.Д. Елин, Н.С. Ерофеев и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз. – 1964. – 170 с.*
4. *Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира / В.И. Высоцкий // Информационно-аналитический обзор. – М.: ОАО «ВНИИзарубежгеология, 2017, 59 с.*
5. *Геология гигантских месторождений нефти и газа. Под ред. М. Хэлбути. – пер. с англ. – М.: Мир, 1973. – 431 с.*
6. *Гриценко А.И. История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, В.И. Старосельский и др. – В кн. «Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра. Сб. научн. трудов ВНИИГАЗа. – М., 2000. – С. 3–11.*
7. *Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.*
8. *Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.*
9. *Карта нефтегазоносности мира. Масштаб 1:15000000. Объяснительная записка. Под редакцией В.И. Высоцкого, Е.Н. Исаева, К.А. Клещева и др. – М.: ВНИИЗарубежгеология, 1994. – С. 196.*
10. *Кравченко К.Н. Размещение уникальных скоплений нафтидов в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира / К.Н. Кравченко // Геология нефти и газа. – 1999. – № 7–8. – С. 46–55.*
11. *Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – № 1. – 2018 (приложения). – С. 88–95.*
12. *Перродон А. История крупных открытий нефти и газа. Перевод с франц. / А. Перродон. – М.: Мир, 1994. – 256 с.*
13. *Раабен В.Ф. Основные типы нефтегазоносных территорий мира / В.Ф. Раабен. – М.: Недра, 1986. – 160 с.*
14. *Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.*
15. *Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение, и прогнозирование месторождений углеводородов /В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа, 2017. – № 3. – С. 3–17.*
16. *Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – № 3 (19), 2014. – С. 8-26.*
17. *Скоробогатов В.А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года /В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский. – В кн. «Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2050 года». – ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2013. – № 5. – С. 4–14.*
18. *Скоробогатов В.А. Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16). – С. 43–52.*
19. *Старосельский В.И. История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ и прогноз ее расширения / В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, Г.Ф. Пантелеев. – В кн. «История ВНИИГАЗа – этапы развития». – М.: ВНИИГАЗ. – 1998. – С. 43–50.*
20. *Тиссо Б. Образование и распространение нефти. Перевод с англ. / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981, 501 с.*
21. *Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. Перевод с англ. / Дж. Хант. – М.: Мир, 1982, 703 с.*

Keywords: *sedimentary basin, gas, oil, reserves, resources, Western Siberia, Arab-Persian mega-region.*

БЛОК-КОНТЕЙНЕР КОМПРЕССОРНЫЙ (БКК, МКС)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11. Прочее

Установки представляют собой компрессорные станции, рассчитанные на обеспечение сжатым воздухом или азотом технологических процессов с расходом сжатого воздуха до 400 м³/мин., при рабочем давлении 15–55,0 МПа.

Блок-контейнер компрессорный выполнен из бескаркасных трехслойных панелей с арочной кровлей и в базовой комплектации оснащен:

- передвижной (на монорельсе) ручной талью грузоподъемностью до 2 т;
- системой автоматического пожаротушения;
- внутренней и наружной системами освещения;
- приточно-вытяжной вентиляцией и системой отопления.

Для организации эксплуатации БКК необходима ровная площадка и подключение к электросети. Встроенная система автоматики позволяет исключить нахождение обслуживающего персонала в непосредственном месте эксплуатации оборудования.

Контейнерные модули БКК (МКС) рассчитаны на температуры от -60 до +50°С. ●

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ БКК (МКС)	
Всесезонность	Электроотопление и система вентиляции позволяет работать в широком диапазоне температур: от -40 °С до + 40 °С – стандартное исполнение от -60 °С до +40 °С – исполнение «Север» от -40 °С до +50 °С – исполнение «Тропик»
Автономность	Всё, что необходимо для организации работы БКК это горизонтальная площадка и подключение к сети на 380 В. Каждая компрессорная станция оборудована автоматической системой отопления и пожаротушения.
Мобильность	БКК не требует специального фундамента, поэтому может перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, помимо этого БКК может быть установлен на шасси или сани.
Значительное снижение стоимости сооружения	Не требуется проектирование здания, капитальное строительство, землеотвод.
Несравнимо меньшие сроки возведения	Стандартная компрессорная станция проектируется и строится минимум год, БКК поставляется в полной заводской готовности и вводится в эксплуатацию за несколько дней.
Стабильное давление и низкие потери сжатого воздуха	Отсутствуют протяженные трубопроводы, тем самым исключаются утечки и отсутствует перепад давления.
Энергосбережение	Отсутствуют потери в трубопроводах, вследствие их незначительной длины, система отопления станции позволяет экономить энергоресурсы, т.к. электрические обогреватели используются только при запуске станции, а при дальнейшей работе обогрев станции производится за счёт горячего воздуха выходящего из компрессорных установок.
Простота управления и контроля состояния оборудования	Управление группой компрессоров осуществляется дистанционно с одного операторского места - с диспетчерского пункта управления.
Высокое качество сжатого воздуха	Система очистки и осушки, установленная в блок-контейнере, обеспечивает высокое качество сжатого воздуха, что снижает износ оборудования, исключает замерзание влаги в пневмопроводах, пневмоклапанах и значительно уменьшает их коррозию.

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

4. Нефтепродукты, нефть и газ

4.2. Газ

4.2.2. Сжиженный газ

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°С и ожижается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и ожижения метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

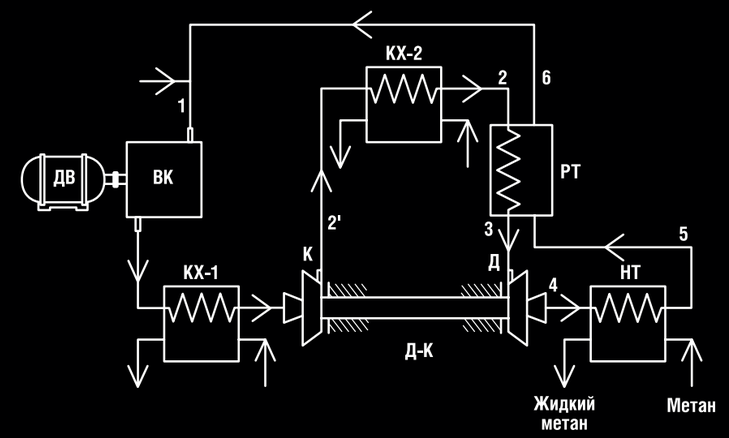
- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

Схема процесса ожижения метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, **К** – компрессорная ступень детандер-компрессора, **ВК** – основной компрессор, **ДВ** – двигатель основного компрессора, **КХ-1** – концевой холодильник основного компрессора, **КХ-2** – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, **РТ** – рекуперативный (детандерный) теплообменник, **НТ** – низкотемпературный теплообменник



- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок ожижения

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмо- приводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины), так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для ожижения природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●

БЛОЧНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2. Буровые установки и их узлы

Блочные буровые установки ББУ 000 с гидравлическим приводом подвижного вращателя предназначены для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые и строительные материалы.

ББУ обеспечивает колонковое и бескерновое бурение с промывкой/с продувкой, ударно-вращательное колонковое бурение с использованием колонковых наборов. Комплектация установки гидромолотом позволяет отбирать пробы грунта ненарушенной структуры забивными грунтоносами.

С помощью монтажных комплектов ББУ 000 устанавливается на транспортные средства, соответствующей грузоподъемности.

ОСОБЕННОСТИ УСТАНОВКИ
- подвижный вращатель с проходным шпинделем с приводом от регулируемого гидромотора обеспечивает высокооборотное алмазное бурение
- конструктивные особенности металлоконструкции обеспечивают наклонное и вертикальное бурения скважин;
- для повышения устойчивости установки при бурении стойка механизма подачи имеет систему «дампинга» (продольное перемещение стойки до упора в грунт с фиксацией);
- малые габариты и вес установки, а также ее блочная конструкция обеспечивают доставку установки в труднодоступную местность средствами малой авиации, легкими гусеничными транспортными средствами, а при необходимости вручную силами буровых бригад;
- возможность произвольного размещения блоков установки на рабочей площадке в пределах длины РВД;
- возможность монтажа на транспортных средствах с грузоподъемностью от 900 кг силами потребителя

РЕКЛАМА

TransCom
language services

ООО «Трансном» – агентство языковых переводов, специализирующееся на выполнении письменных технических переводов и предоставлении устных переводчиков для юридических лиц.
Трансном берет свое начало в 2011 году. За первые 5 лет работы, благодаря непрерывному улучшению качества оказываемых услуг, компания приобретает постоянных партнеров во множестве регионов России. В декабре 2016 года Трансном выходит на международный уровень, заключив первый долгосрочный договор с компанией за рубежом. Благодаря отличному качеству и высокой конкурентоспособности Трансном уверенно наращивает связи с компаниями по всему миру. Важно отметить, что одним из главных достоинств компании является то, что зарубежные заказчики регулярно пользуются услугами Трансном когда требуется перевод с различных языков на их родной язык.

Технические переводы выполняются практически во всех сферах. Трансном имеет богатый опыт работы с компаниями тяжелой и легкой промышленности. На данный момент Трансном успешно сотрудничает с крупными компаниями из стран Европы, Среднего Востока, Восточной и Юго-Восточной Азии, а также Северной Америки.
Трансном выполняет срочные и сверхсрочные переводы в больших объемах (свыше 100 стр./день), сохраняя высокое качество. Уже с первого заказа для каждой компании составляется персональный словарь терминов, который при необходимости отправляется клиенту.

Компания Трансном максимально ответственно подходит к своей работе, поскольку важнейшим ее приоритетом является безукоризненная репутация в глазах своего клиента.

+7 (960) 662-1010
www.rutranscom.net
mail@rutranscom.net

Президиум конференции Нефтегазопереработка-2018

С. Филатов

Участники RPGC-2018

А. Рогозов

Выставка MIOGE-2018

О. Власова

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС / RPGC 2
14th RUSSIAN PETROLEUM & GAS CONGRESS

Открытие выставки MIOGE-2018

Участники конференции Нефтегазопереработка-2018

А. Шишкин

Награждение компании Yokogawa на выставке Нефтегазопереработка-2018

А. Павленко

В. Селезнев

В. Великоднев

Стенд компании Уралкалий на ПМЭФ

А. Кесарев

Г. Баталин

П. Сысоев

Стенд компании Panasonic на конференции Цифровизация 4.0

В. Дребенцов

Участники конференции Цифровизация 4.0

С. Статура

Стенд компании Cristol на выставке MIOGE-2018

Участники конференции Нефтегазопереработка-2018

А. Гаврилов

«Сейчас страна переходит на экспорт и производство органической продукции. Я уверен, что при наших ресурсах и земельных угодьях добиться цели можно»

А. Гордеев

«В первую очередь мы требовали увеличить поставки бензина на внутренний рынок за счет снятия части объемов с экспорта»

А. Голомолзин

«История всех санкций в отношении РФ… показала, что офшорная аристократия… категорически не заинтересована в том, чтобы защищать национальные интересы России от враждебного западного давления»

М. Делягин

«Не надо никого поддерживать, надо дать возможности! Передайте в компетенцию регионов всё, что относится к малым месторождениям. Да, по общим правилам, по общим законам. Пусть на местах решают вопросы по налогам. Пусть даже без налогов начинают энтузиасты работать, лишь бы было производственное оживление. Этим мы создадим благоприятные условия для малого и среднего бизнеса, а также – главное – конкурентную среду...»

Ю.К. Шафраник

«Не забывайте, что 50% бюджета пополняет именно нефтегазовый комплекс»

А. Конторович

«Объемы добычи на истощенных месторождениях стали падать, в то время как спрос на сырье растет»

И. Сечин

«Россия не отказывается от доллара. Доллар – это универсальная резервная валюта»

В. Путин

«В целом, у региона (Калмыкии – ред.) серьезный потенциал по добыче углеводородных ресурсов»

А. Орлов

«Я их построил, этих газопроводов, многие тысячи километров»

Г. Шмаль

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

*Первоначальный взнос – от 30% до 90% от стоимости, ставка по кредиту в рублях – 6,9% при сроке 24-36 мес., сумма кредита от 100 000 руб. до 4 000 000 руб. Обязательное наличие страхового полиса КАСКО на весь срок кредита в страховых компаниях, соответствующим требованиям банка. Разрешение о выдаче кредита принимается банком индивидуально. Программа действует для физических лиц на покупку GENESIS G70 (Дженезис Джи70), GENESIS G80 (Дженезис Джи80), GENESIS G90 (Дженезис Джи90) или GENESIS G90L (Дженезис Джи90Эль) с 01.08.18 г. по 30.09.18 г. Подробная информация – в официальных дилерских центрах GENESIS (Дженезис). Услуги предоставляются ООО "Сетелем Банк" (лицензии Банка России № 2168 от 27.06.2013 г. (бессрочно). Не является офертой. Реклама. 18+