



ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ШЕЛЬФА

НЕФТЕДОБЫЧА
В АРКТИКЕ



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[7-8] 2015 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ:
СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ





Ваш оптимальный выбор.

Porsche Panamera от 7,9%* годовых в рублях.

Каско 0%.**



PORSCHE

Порше Центр Москва

Официальный дилер Porsche

125445, г. Москва,
Ленинградское ш. 71А, стр. 10
Телефон: +7 495 787 9 911

119121, г. Москва,
Смоленская улица, 3
Телефон: +7 495 937 911 1

www.porsche-moscow.ru

*Специальная Процентная Ставка представляет собой маркетинговую ставку процентов и используется для уменьшения стоимости приобретаемого автомобиля на разницу между суммой начисленных процентов по стандартной кредитной ставке Банка и суммой процентов, начисленных по Специальной Процентной Ставке. Специальная процентная ставка в зависимости от продолжительности сроков кредитования представляет собой следующие значения: 12 месяцев — 7,9%, 24 месяца — 12,9%, 36 месяцев — 12,9%, 48 месяцев — 12,9%, 60 месяцев — 13,9%. Программа распространяется на приобретаемый автомобиль модели Panamera 4, Panamera Diesel, Panamera 4S. Обеспечение по кредиту — залог приобретаемого автомобиля. Обязательное оформление полисов КАСКО, ОСАГО. Минимальная сумма кредита 50000 рублей, максимальная — 7,5 млн. рублей, решение о максимальной сумме кредита на автомобили марки Porsche принимается банком индивидуально. В случае несвоевременной уплаты процентов и возврата кредита с заемщика взимается 0,1% от суммы неуплаченных в срок процентов и части непогашенной ссудной задолженности за каждый день просрочки. При погашении кредита через иные кредитные организации, платежные системы, Почту России взимается комиссия за перевод средств. Кредиты по программам Porsche Financial Services (Финансовые услуги Porsche) в России предоставляются банком-партнером

ООО «Русфинанс Банк», Генеральная лицензия ЦБ РФ №1792 от 13.02.2013 г. Указанное предложение не является публичной офертой по смыслу Гражданского Кодекса РФ. Информация об условиях кредитования предоставлена ООО «Русфинанс Банк». Предложение действует по 30 сентября 2015 года на ограниченное количество автомобилей.

**Программа распространяется на приобретаемый автомобиль модели Panamera 4, Panamera Diesel, Panamera 4S. Стоимость полиса компенсируется в полном объеме, если общая стоимость КАСКО для клиента не превышает 6% от Рекомендованной Розничной Цены автомобиля, которая была актуальна на момент выставления дилеру счета на оплату данного автомобиля. Возможность компенсации более 6% от РРЦ уточняйте у официальных дилеров Porsche (в противном случае стоимость полиса компенсируется до 6% от РРЦ). КАСКО предоставляется в соответствии с тарифами выбранной клиентом страховой компании, соответствующей требованиям банка (или официальных дилеров Porsche) к страховым компаниям и условиям страхования. Предложение действует по 30 сентября 2015 года на ограниченное количество автомобилей.

В центре ваших привилегий



Медицинский центр «Петровские Ворота» особое внимание уделяет своим конкурентным преимуществам:

- Команда специалистов с богатейшим опытом работы и уникальными компетенциями
- Индивидуальный подход и персонализированный сервис
- Персональный менеджер и VIP-отделение

Мы экономим время пациентов, предлагая комплексные годовые и диагностические программы.

Международный медицинский центр «Петровские Ворота» – одна из немногих частных клиник премиум-класса, предлагающая своим пациентам широкие возможности в сфере управления здоровьем: от высокоточной диагностики до выполнения сложных хирургических вмешательств на высочайшем уровне. Экспертный подход к каждой проблеме со здоровьем, всестороннее изучение всех ее аспектов и поиск оптимальных вариантов решения специалистами разного профиля – основная отличительная особенность многопрофильного центра. Уровень оснащения клиники открывает большие возможности для использования прогрессивных технологий, а применение инновационных методик и профессионализм врачей позволяют достигать действительно эффективных результатов даже в лечении сложных и редких заболеваний.

В медицинском центре «Петровские Ворота» трудятся более 100 докторов, многие имеют высокие академические степени и регулярно проходят стажировки в лучших клиниках мира.

Здесь есть своя операционная и стационар. В клинике проводят около 200 видов малоинвазивных операций

по общей хирургии, гинекологии, онкомаммологии, оториноларингологии, урологии, ортопедии, проктологии, флебологии, пластической хирургии. Благодаря применению современных методов, реабилитация проходит в самые короткие сроки.

В центре «Петровские Ворота» есть возможность совместного ведения пациентов со специалистами ведущих клиник Европы, Израиля, США. Предварительные обследования, проведенные здесь, будут приняты

в партнерских клиниках, что позволит сократить время пребывания за рубежом и сэкономить финансовые средства.

После проведения оперативного либо консервативного (например, радиолучевого) лечения в зарубежной клинике пациент продолжает наблюдение в Москве и периодически проходит контрольные обследования согласно выписке и протоколу наблюдения.

Центр особенно популярен среди тех, кого принято называть «столичной элитой». А страховые компании, работающие в системе ДМС, отмечают устойчивый интерес пациентов с достатком к работе этого центра – многие хотят обслуживаться именно в нем.

Те, кто уже бывал в клинике, отмечают, что она устроена предельно функционально, отношение персонала, создает необычайно теплую дружелюбную атмосферу, особенно к маленьким пациентам. Для тех, кто приезжает в центр на автомобиле, вам предоставляется собственное бесплатное парковочное место.

Вся работа в центре «Петровские Ворота» базируется на доверительных отношениях, конфиденциальности, заботе и уважении к пациенту.



Реклама. Лиц. № ЛО-77-01-005894 от 19 марта 2013.

ПОЛУЧИТЕ КОНСУЛЬТАЦИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ОКАЗЫВАЕМЫМ УСЛУГАМ И ВОЗМОЖНЫМ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯМ

ПОЛУЧИТЕ КОНСУЛЬТАЦИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ОКАЗЫВАЕМЫМ УСЛУГАМ И ВОЗМОЖНЫМ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯМ

Реклама. Лиц. № ЛО-77-01-005894 от 19 марта 2013. *Check Up - комплексное обследование организма

Особенная клиника для успешных людей

ЧЕЛЮСТНО-ЛИЦЕВАЯ И ПЛАСТИЧЕСКАЯ ХИРУРГИЯ

- Операции после травмы челюстей, костей лицевого скелета, носа, ушей; травмы мягких тканей лица, шеи
- Восстановление лица, шеи после травм и онкологической операций
- Реконструкция челюстей при полной атрофии и дентальная имплантация
- Микрососудистая хирургия лица
- Пластические операции на лице и шее, подтяжка лица, шеи, пластика носа, ушей, губ
- Лечение патологии зубочелюстной системы с применением клеточных технологий



Орлов
Андрей Алексеевич

челюстно-лицевой хирург, пластический хирург,
стоматолог, имплантолог, краниофасциальный хирург,
доктор медицинских наук,
профессор



Герич
Андрей
Ярославович

Руководитель центра
«Мужское здоровье»,
ведущий врач эксперт, врач уролог,
андролог

- Мужское здоровье и качество жизни
- Антивозрастная и профилактическая медицина (активное долголетие, управление возрастом, продление активного периода жизни)
- Избыточный вес и ожирение, синдром хронической усталости, детоксикация организма, нарушение мочеиспускания
- Эректильная и сексуальная дисфункция, восстановление полового влечения
- Мужской Check Up*. Ранняя диагностика возрастассоциированных и онкологических заболеваний



Алексенберг
Павел
Ефимович

Заведующий отделением стоматологии,
врач стоматолог-ортопед,
имплантолог, кандидат медицинских наук,
DDS (Нью-Йоркский университет)

- Индивидуальный подход
- Пародонтологическое лечение
- Протезирование зубов металло-керамическими и безметалловыми конструкциями на имплантах
- Удаление зубов с одновременной имплантацией
- Полное съемное и частично-съемное протезирование
- Балочные, кнопочные конструкции на имплантах
- Лечение дисфункции височно-нижнечелюстного сустава



Смитиенко
Илья
Олегович

Врач ревматолог,
врач терапевт,
кандидат медицинских наук, доцент,
глава секции ревматологии ННОВ

- Редкие системные заболевания
- Сложная дифференциальная диагностика
- Неясные клинические случаи
- Работа с «трудным диагнозом»
- Один из ведущих экспертов по системным васкулитам РФ
- Лектор по ревматологии национального уровня
- Руководитель курса ревматологии РУДН

MPT, КТ, УЗИ, РЕНТГЕН, МАММОГРАФИЯ • ВРАЧИ ЭКСПЕРТНОГО УРОВНЯ 35 СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ
VIP-ОТДЕЛЕНИЕ • ЦЕНТР ЭКО • ОТДЕЛЕНИЕ ПЕДИАТРИИ • ОПЕРАЦИОННАЯ • СТАЦИОНАР
КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОГРАММЫ ПО ДИАГНОСТИКЕ И ГОДОВОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ

☎ 495 909 9 909
www.petrovkamed.ru

🅑 Собственная бесплатная парковка
Москва, 1-й Колобовский пер., 4



ПЕТРОВСКИЕ ВОРОТА
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
МЕДИЦИНСКИЙ ЦЕНТР

Проблемы сейсморазведки на российском шельфе



18

Доступность арктического шельфа



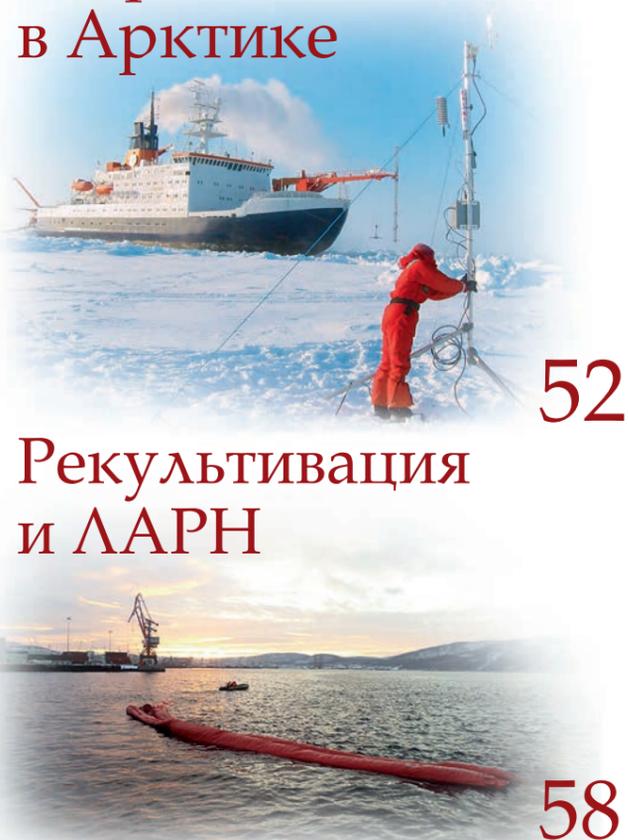
34

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Как построить импортозамещение в отдельно взятой стране?	8
Роснефть поставит в Индию 100 млн тонн нефти	10
Пошлина на экспорт нефти увеличилась	10
Первая строчка События месяца	12
Перспективы применения подводных нефтехранилищ на месторождениях арктического шельфа	14
Основы эффективной методики нефтегазопроисловых геолого-гидрогеохимических исследований на арктическом шельфе России	28

Нефтедобыча в Арктике	52
-----------------------	----

Рекультивация и ЛАРН	58
----------------------	----



Оборудование для шельфа



56

Autonews	39
Комплексные аэрогеофизические работы на арктическом шельфе	40
Календарь событий	61
Мобильные погружные насосы для вязких жидкостей	62
Жесткие водолазные скафандры для подводно-технических работ	74
10 лет успешного пути к недрам	76

Ноу-хау в проектировании скважин



68

От НПЗ до бензобака Во главе угла – качество



64

Победа над коррозией	82
Передвижные азотные комплексы Новые технологии отечественного компрессоростроения	86
Петербург станет местом встречи лидеров газовой отрасли	90
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	94
Цитаты	96

МIOGE-2015 экскурсия по стендам



88

8 тыс. лет назад

В 6000 году до н.э. на берегах Евфрата нефть и её образования использовались в качестве вяжущего материала в строительстве. Из них – асфальта и битума – были построены стены Вавилона.

269 лет назад

В 1746 году рудознатец Ф.С. Прядунов поставил нефтеперегонный завод на р. Ухте. Но удаленность от цивилизации затруднила работу завода, он не смог обеспечить прибыль и через 25 лет был заброшен.

168 лет назад

В 1847 году была пробурена первая в мире нефтяная скважина в районе г. Баку на берегу Каспийского моря.

162 года назад

В 1853 году польский химик И. Лукасевич изобрел безопасную и удобную в обращении керосиновую лампу. Он же открыл способ извлекать из нефти керосин в промышленных масштабах и основал в 1856 году нефтеперегонный завод в окрестностях польского города Ulaszowice.

156 лет назад

В 1859 году из пробуренной «полковником» Э. Дрейком первой в США нефтяной скважины глубиной 21,2 м был получен приток нефти с зафиксированным дебитом.

132 года назад

В 1883 году компания Бранобель владела 60 составами по 25 цистерн каждый. Так как администрация железных дорог отказывалась обслуживать этот парк, Нобели построили собственные депо, ремонтные мастерские и промежуточные нефтехранилища.

116 лет назад

В 1899 году в Урало-Эмбенском нефтяном районе в Западном Казахстане ударил первый нефтяной фонтан, а с 1911 г. началась промышленная добыча нефти.

39 лет назад

В 1976 году открыто Астраханское газоконденсатное месторождение.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Сергей Степанов,
Алексей Петров

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Сергей Григорьев
Леонид Васильев
reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Людмила Сергеева

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.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru

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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ИСКРА
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР

**ОПЫТ И ИННОВАЦИИ
В ТЕХНОЛОГИИ
ТРАНСПОРТА ГАЗА**

**ДВУХСЕКЦИОННЫЕ
ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ
КОМПРЕССОРЫ**



**ОДНОСЕКЦИОННЫЕ
ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ
КОМПРЕССОРЫ**



**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ
УСТАНОВКИ**



**СМЕННЫЕ ПРОТОЧНЫЕ
ЧАСТИ И КОМПЛЕКТЫ
РЕКОНСТРУКЦИИ**



**ПРОЕКТИРОВАНИЕ • ИЗГОТОВЛЕНИЕ • ИСПЫТАНИЯ • ПОСТАВКА
ШЕФ-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ • АВТОРСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ**

Россия, 614038, г.Пермь, ул.Академика Веденеева, 28
тел. (342) 262 72 00, 262 70 00, 262 70 19, факс (342) 284 53 98, 284 54 54, e-mail: iskra@iskra.perm.ru



США во времена великой депрессии отказались от ввоза нужных им продуктов из России



Южно-Киринское НГКМ попало под санкции



Цель комиссии по импортозамещению создать условия для собственного производства товаров, которые раньше получали по импорту



Если вы требуете от кого-нибудь, чтобы он отдал свое время и энергию для дела, то позаботьтесь, чтобы он не испытывал финансовых трудностей (Г. Форд)

КАК ПОСТРОИТЬ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ОТДЕЛЬНО ВЗЯТОЙ СТРАНЕ?

Анна Павлихина

Санкционный пинг-понг продолжается. В ответ на пролонгацию санкций США Россия вводит ответные эмбарго. Взаимным запретам подвергается ввоз продуктов, сотрудничество компаний и деятельность организаций. В результате страдают частные предприятия, государственные проекты, и, в конечном итоге, как это всегда бывает, – простые налогоплательщики.

История знала много случаев, когда одна страна пыталась повлиять на действия другой путем запретов и ограничений. И практически всегда подобные действия рикошетили по инициаторам. Мы здесь не будем вспоминать эмбарго на российскую нефть и сталь в 30-х гг. прошлого века, когда США даже во времена великой депрессии отказались от ввоза столь нужных им продуктов, а Англия лишилась 80% рынка сбыта своих станков только бы насолить СССР. Не будем вспоминать и 70-е гг., когда Германия решила не поставлять трубы нужного диаметра для газопровода «Союз». Тогда, спустя полгода, советские инженеры научились сами их производить. Видимо, помня о наличии такого опыта, мы так легко отвечаем запретами на запреты. Но сегодня ситуация изменилась и речь идет не о трубах, а о продуктах, не просто нужных, а необходимых.

Так, в новый санкционный список попало, например, медицинское оборудование и приборы, которые в России не производятся, а ведь от их качества, как-никак, зависит человеческая жизнь. Но об этом пусть пишут медицинские издания, а мы обратимся к нефтегазу. Видя, что Россия на все запреты реагирует излюбленным, но пока каким-то мифическим, импортозамещением, США решили перейти к точечным ударам, включив в список неугодных Южно-Киринское НГКМ. Экспорт и передача любых объектов в отношении месторождения без получения



лицензии от США влечет за собой неприемлемый риск с точки зрения нарушения санкционного режима. Южно-Киринское НГКМ конкурировало со Штокманом, причем весьма успешно в вопросах логистики из-за близости АТР. Кроме того, оно является ресурсной базой для Владивостокского завода СПГ, а санкции усугубят и без того непростую ситуацию с проектом. Если подобные ограничения будут введены против ЯМАЛ СПГ о перспективах экспорта сжиженного природного газа в России можно будет забыть.

Но это, почему-то, упорно не замечается. «Безусловно, нельзя говорить, что санкции никак не влияют. Но говорить о том, что санкции могут как-то сказываться на тех или иных целых отраслях экономики России, тоже не приходится», – говорит Д. Песков.

Однако, превентивные меры все же предпринимаются. Так, еще весной была создана комиссия по импортозамещению, которая призвана координировать деятельность федеральных органов исполнительной власти, региональных властей, госкомпаний и институтов развития. Цель – создать условия для собственного производства тех товаров, которые раньше получали по импорту. При том эти товары должны быть конкурентоспособны на мировом рынке. Только откуда же их взять? Даже самым лучшим образом организованная координация не гарантирует получения высококлассной продукции. А шансов получить ее становится все меньше. И без того мало финансируемая наука осталась без поддержки иностранных фондов. Так, были отправлены в черный список и выдворены из страны фонд «Династия», фонд Макаруров и другие организации, поддерживающие российскую науку и способствующие взаимодействию с иностранными учеными. Недавно депутаты КПРФ предложили признать нежелательной организацией фонд Сороса. Если так рефлексировать, можно много кого объявить врагом народа, только вот 58 ст. отменили еще в 1961. К слову, программы фонда Макаруров поддерживал А. Фурсенко, а в Совете фонда «Династия» состоял А. Дворкович.

Г. Форд говорил: «Если вы требуете от кого-нибудь, чтобы он отдал свое время и энергию для дела, то позаботьтесь, чтобы он не испытывал финансовых трудностей». Поэтому если финансирующие науку организации вынуждены прекращать свою деятельность, то неплохо было бы позаботиться о том, чтобы тратить на науку чуть больше, чем 0,5% ВВП, потому что импортозамещающие товары для всех отраслей народного хозяйства возможно производить только в стране, где для развития прикладной науки созданы все условия. ●

РОСНЕФТЬ ПОСТАВИТ В ИНДИЮ 100 МЛН ТОНН НЕФТИ

В ходе переговоров на саммите БРИКС Роснефть подписала соглашение о поставках нефти в Индию, которое предполагает поставку 10 млн т нефти в год в течение 10 лет. И. Сечин отметил, что это соглашение важнейшее и стратегическое для Роснефти.

В марте этого года Роснефть заявляла о желании купить у Essar долю участия 50% минус 1 акцию в Essar oil. Стоимость сделки оценивалась в 7–8 млрд долл США. Часть этой суммы компания предлагала выплатить нефтью по льготной цене. В декабре 2014 г Роснефть договорилась поставлять в Индию 10 млн т/год нефти, тогда же был подписан предварительный контракт, а поставки планировалось начать в нынешнем году. При этом сообщалось, что льготная цена на российскую нефть составит около 60 долл США/барр. Но с учетом изменившейся ситуации, при которой рыночная цена нефти даже не дотягивает до т.н. льготной, предложение Роснефти не выглядит привлекательным для индийской стороны.

В то же время глава ВТБ А. Костин заявил о готовности дать кредит Essar в 1 млрд долл США на развитие ее инфраструктуры и многоцелевые проекты. Между тем, российские нефтегазовые компании давно поглядывают в сторону азиатских рынков. Особенно это стало ощутимо в свете непрекращающихся санкций.

ПОШЛИНА НА ЭКСПОРТ НЕФТИ УВЕЛИЧИЛАСЬ

В июле экспортная пошлина на нефть составляла 143,1 долл США/тонна. Льготная ставка пошлины на нефть Восточной Сибири, каспийских месторождений и с месторождения Приразломного в связи с новой формулой расчета, принятой в рамках налогового маневра, с 1 августа остается на нулевом уровне (обнулилась с 1 февраля).

По новой формуле при падении цены на нефть ниже 65 долл США/барр, размер пошлины становится отрицательным – должна устанавливаться нулевая пошлина.

Пошлина на светлые нефтепродукты и масла с 1 августа 2015 г. составляет 63,8 долл США/тонна, на темные – 101,1 долл США/тонна; на экспорт товарного бензина – 103,8 долл США/тонна, прямогонного (нафта) – 113,1 долл США/тонна, на тримеры и тетрамеры пропилена снижена до 8,6 с 9,3 долл США/тонна. Пошлина на СПГ осталась на нулевом уровне, так как в соответствии с формулой ее расчета, при цене СУГ ниже 490 долл США/тонна пошлина обнуляется. Пошлина на кокс снизилась до 8,6 с 9,3 долл США/тонна. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

МГП Турецкий поток должен быть запущен к концу 2016 г. Но в недавно Турция заявила, что газопровод ей невыгоден. Если переговорный процесс между Россией и Турцией затянется сроки реализации проекта могут сдвинуться. Какая судьба ожидает этот магистральный газопровод?

Когда будет запущен Турецкий поток?

11%

В конце 2016 г., как и было обещано

11%

В 2019 г., когда Россия прекратит транзит через Украину

10%

Не ранее 2020 г., т.к. переговоры постоянно затягиваются

67%

Турецкий поток может повторить судьбу Южного потока, т.к. Турция не хочет быть простым транзитером

Еще недавно ОПЕК контролировал 40% продаваемой в мире нефти и был самым влиятельным участником нефтяного рынка. Сегодня влияние организации несколько снизилось и страны, входящие в ОПЕК не возражают против присоединения к ней новых членов, в частности России. Но нужно ли это самой России?

Нужно ли России присоединиться к ОПЕК?

30%

Нет, влияние организации сильно преувеличено

13%

Да, Россия сможет участвовать в регулировании цен на рынке нефти

23%

Нет, бюджет России не позволяет снижать добычу нефти

7%

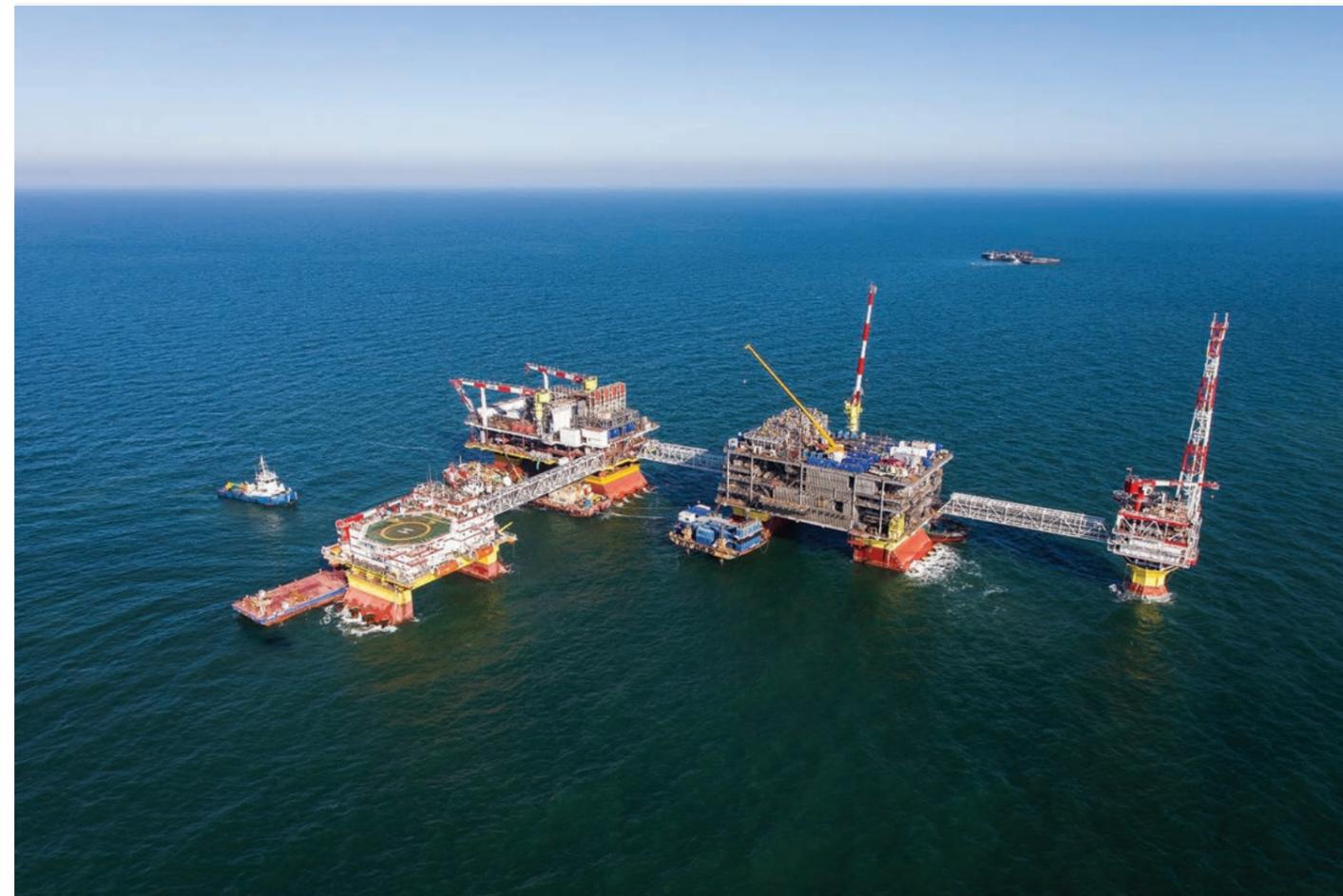
Да, предсказуемость цены на нефть сделает экономику стабильной

9%

Нет, особые технические условия не позволяют останавливать добычу

17%

Да, это усилит политическое влияние России



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА ВЫСОКИЙ КЛАСС БЕЗОПАСНОСТИ

Классификационное общество. Основано 31 декабря 1913 года. Мировой лидер в области классификации судов ледового плавания и гражданских судов с атомными энергетическими установками.

- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений

События

Выборы президента

Продажа квот

События

Запуск нового производства

Обвал рынка акций

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Отмена пошлин Северный поток

Газовые войны

Южный поток

Торги на бирже

Цены на нефть

Слишком капиталов

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Экономический кризис

Новый глава Роснефти

Северный поток достроили

ТОР для Амурского ГПЗ

Для реализации инвестиционных проектов Газпрома и СИБУР Холдинга в Амурской области планируется создать территорию опережающего развития.

Поручение Минвостокразвития, Минпромторгу и Минэнерго представить предложения до 25 августа 2015 г. по созданию территории опережающего развития в Амурской области дал премьер-министр Д. Медведев.

При этом необходимо проработать вопросы локализации оборудования для создаваемых газоперерабатывающих мощностей, в том числе с использованием механизма специального инвестиционного контракта.

Компания «Газпром переработка Благовещенск», дочка Газпрома и НИПИГазпереработка (НИПИГАЗ) договорились о партнерстве по проектированию, координации поставок оборудования, материалов и управлению строительством Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ) рядом с г. Свободный в Амурской области (примерно в 30 км от строящегося космодрома).

В настоящее время СИБУР в Амурской области строит газохимический комплекс, технологически связанный с ГПЗ, для переработки этана, получения столь дефицитных ныне мономеров и последующего производства

полимеров. Поэтому, объединений усилий СИБУРа и Газпрома в этом направлении весьма логично.

Еще 1 ноября 2013 г. А. Миллер и Д. Конов подписали меморандум о взаимодействии при создании ГПЗ и ГХК, тогда речь шла о строительстве в г. Белогорске, а не в Свободненском районе. В сентябре 2014 г. стало известно, что Газпром, желая сэкономить около 1 млрд долл США, решил строить ГПЗ в Свободненском районе.



В России есть 2 эксперта по строительству ГПЗ – это СИБУР и НОВАТЭК.

Амурский ГПЗ будет современным, крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире заводом по переработке природного газа, проектной мощностью до 49 млрд м³/год.

На Амурском ГПЗ предполагается производство 48 млрд м³ товарного газа, 3,4 млн т этана, 2 млн т

сжиженного углеводородного газа СУГ (пропан, бутан, пропан-бутан) и 60 млн м³ гелия. Стоимость проекта Амурского ГПЗ, закончить строительство которого планируется к 2025 г., составит около 790,6 млрд руб.

В качестве подрядчика НИПИГАЗ должен обеспечить передачу Газпрому завода в состоянии механической готовности. Далее последует этап, продолжительностью не менее полугодия, во время которого будут внедрять новые технологии, проверять работу систем и т.д.

Газ на Амурский ГПЗ будет поступать по магистральному газопроводу Сила Сибири с Якутского и Иркутского центров газодобычи. Мощность ГПЗ составит 38 млрд м³/год газа. В дальнейшем, мощность Амурского ГПЗ можно будет увеличить при условии увеличения поставок газа в Китай. Завод масштабный, таких Газпром еще не строил.

1-ю очередь Амурского ГПЗ предполагается ввести в эксплуатацию в 2019 г., тогда же к ГПЗ проложат газопровод-отвод от МГП Сила Сибири.

Сырьевой базой для ГПЗ является Чайядинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ). ●

Началась добыча на Лабаганском месторождении

РН-Северная нефть, дочка Роснефти, приступила к промышленной добыче нефти на Лабаганском месторождении.

На участке были проведены сейсморазведка с использованием метода отраженной глубинной точки (МОГТ). Пробурены разведочные скважины, проведена объемная работа для подготовки к эксплуатационному бурению – изучены свойства нефти и пород-коллекторов, на которых были получены промышленные притоки нефти. В эксплуатацию введены 2 эксплуатационные и 1 разведочная скважины.

В рамках обустройства месторождения построен нефтепровод протяженностью 106 км от УПН Лабаганская до ДНС Нядейюская. Смонтирована 1-я ступень сепарации, площадка печей, временная насосная станция, резервуарный парк хранения ГСМ, построен энергоцентр. Уже отсыпаны 4 кустовые площадки, площадка установки подготовки нефти (УПН) и опорной базы промысла. Общий объем подготовительных работ составил более 1 млн м³ грунта.

Лабаганское месторождение находится на северо-западе от Вала Гамбурцева и относится к валу Сорокина в НАО. Крупным соседом месторождения является месторождение имени Требса и Титова.

Роснефть выхватила лицензию на Лабаганское месторождение из рук ЛУКОЙЛа, которому так или иначе принадлежат все соседние месторождения, в 2009 г. Цена, которую Роснефть заплатила за право пользования данным участком

недр, составил 2,6 млрд рублей. Промышленно нефтеносными считаются 11 пластов. Полка добычи на уровне более 1,4 млн тонн будет достигнута в 2019 г.

Начальным участком газопровода Россия – Индия может стать газопровод Алтай

А. Новак обсуждал с главой Минэнерго Индии Ш. Брандханом разные вопросы. Об этом он заявил журналистам 3 июня 2015 г.

3–4 июня 2015 г. в Вене проходит 6-й международный семинар ОПЕК, который обычно собирает нефтегазовый истеблишмент со всего мира. Именно в кулуарах этого мероприятия, среди других тем и обсуждался вопрос строительства магистрального газопровода (МГП) из России в Индию. А. Новак поведал о том, что создана рабочая группа для проработки этого проекта.

Индия – это одна из немногих стран в мире, которая несмотря на немалую территорию, так и не начала добывать углеводороды в промышленно значимом масштабе и сейчас вынуждена участвовать во всех мало-мальски обещающих проектах. У России же цель показать Западу решимость отказаться от поставок в Европу российского газа.

Ресурсной базой для поставок в Индию российского газа могут быть месторождения Западной Сибири, ориентированные со времен социализма в Европу. До Китая доставка этого газа может быть организована через МГП Алтай, по которому уже согласована поставка газа в Китай. А далее нужно построить новый МГП Китай – Индия через западную китайскую провинцию Синьцзян и Гималаи или Тибет. Это самый короткий, но и самый дорогой маршрут.

Есть ли в этом смысл, если можно организовать передачу СПГ морским путем, к примеру с Сахалина? Для экспертов очевидно, что разговоры о наземной доставке российского газа в Индию скорее политические. Вместе с тем, и исключить строительство МГП Россия – Индия нельзя.

Россия построила МГП Северный поток, несмотря на противодействие стран Запада. Сейчас этот дорогостоящий МГП является наименее рискованной доставкой газа в ЕС. При всем этом, Индия для России прекрасный партнер, который потребляет около 53 млрд м³/год газа, более 20 млрд м³/год из которых импортирует в виде СПГ. ●



ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕХРАНИЛИЩ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА



Максим Сергеевич Сонин,
руководитель по реализации проекта, ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум - Р»

ПРОЕКТЫ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕХРАНИЛИЩ ПОЯВИЛИСЬ В НАЧАЛЕ XX ВЕКА, ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЭТИ ИНЖЕНЕРНЫЕ СООРУЖЕНИЯ НАШЛИ В ПЕРИОД ВТОРОЙ МИРОВОЙ ВОЙНЫ С ЦЕЛЬЮ ХРАНЕНИЯ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ГОРЮЧЕГО [1]. СЕГОДНЯ ОНИ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В ЦЕПОЧКЕ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА МОРЕ КАК СРЕДСТВА ДЛЯ ВРЕМЕННОГО ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЗАГРУЗКИ ТАНКЕРОВ В МАКСИМАЛЬНО СЖАТЫЕ СРОКИ. КАКИЕ КОНСТРУКЦИИ ПОДВОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, РАЗРАБОТАННЫХ В НАШЕЙ СТРАНЕ И ЗА РУБЕЖОМ СУЩЕСТВУЮТ СЕГОДНЯ?

УДК 624.953

UNDERWATER PROJECTS OF OIL STORAGE TANKS APPEARED IN THE EARLY TWENTIETH CENTURY, WIDE APPLICATION APPLY THESE ENGINEERING STRUCTURES FOUND DURING THE SECOND WORLD WAR TO STORE STRATEGIC RESERVES OF FUEL. TODAY THEY ARE USED IN THE CHAIN OF PRODUCTION, TRANSPORTATION AND STORAGE OF HYDROCARBONS ON THE SEA AS A MEANS FOR TEMPORARY STORAGE OF HYDROCARBONS AND LOAD TANKERS AS SOON AS POSSIBLE. WHAT CONSTRUCTIONS OF UNDERWATER TANKS DEVELOPED IN OUR COUNTRY AND ABROAD EXIST TODAY?

Ключевые слова: подводные нефтехранилища, арктический шельф, хранение нефти, нефтедобывающие платформы, резервуарный парк.



Марат Набиевич Мансуров,
д.т.н., профессор, заведующий отделением геологии, разработки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Технологические операции по хранению нефти и загрузке в танкеры могут осуществляться с использованием плавучих и стационарных хранилищ, а также хранилищ в основании (кессоне) добывающих платформ. Хранилище в составе нефтедобывающей платформы (рис. 1), во многих случаях используют для создания балласта, поэтому откачиваемая из него нефть замещается обычно морской водой и наоборот, что неизбежно приводит к образованию слоя водонефтяной эмульсии.

На ранних этапах разработки месторождений часто применяют плавучие системы хранения и отгрузки нефти (ПСНХО), а также плавучие нефтехранилища (ПНХ) (рис. 2). Данные конструкции характеризуются коротким периодом, необходимым для их мобилизации и демобилизации, часто снабжены дополнительными установками для сепарации и обезвоживания нефти.

ПСНХО и ПНХ подвержены воздействию неблагоприятных погодных условий, а их эксплуатация в северных арктических широтах существенно

РИСУНОК 1. Мобильная платформа с жестким подводным нефтехранилищем MOPUstor



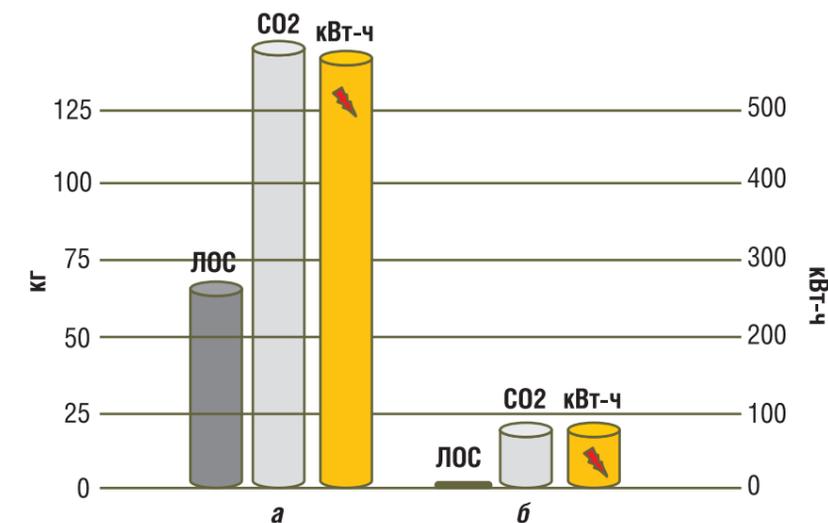
РИСУНОК 2. Временная система хранения и отгрузки нефти «Витязь», использованная в проекте «Сахалин-2»



осложнена высокой ледовой нагрузкой. При этом существуют повышенные риски столкновения с подходящими для загрузки челночными танкерами и необходимость в постоянном вертолетном трафике для обслуживания в отдалении от берега.

С экологической точки зрения эти конструкции значительно уступают полностью погруженным стационарным подводным нефтехранилищам из-за загрязнения атмосферы. Так, для эксплуатации ПНХ в единицу времени требуется примерно в 5 раз больше энергии, чем для подводного резервуара аналогичной емкости, при этом, как следствие, прямо пропорционально возрастает и количество выбросов в атмосферу диоксида углерода (CO₂) летучих органических соединений, по сравнению с подводными нефтехранилищами, которые не сообщаются с атмосферой. На рис. 3 представлены соотношения выбросов в атмосферу, полученные с учетом предположения, что среднее потребление дизеля 5000 литров в день, а при сжигании 1 литра генерируется 10 кВт-ч энергии при КПД двигателя 25%.

РИСУНОК 3. Сравнение выбросов в атмосферу CO₂, ЛОС и количества потребляемой энергии при эксплуатации ПНХ (а) и стационарного подводного резервуара (б)

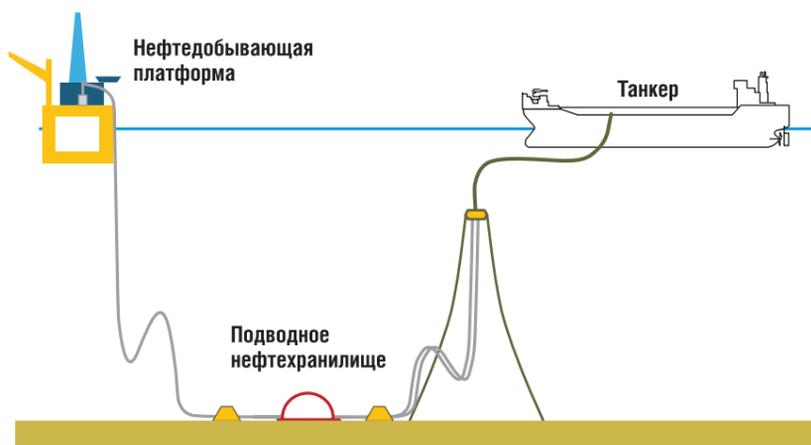


Стационарные подводные нефтехранилища являются также эффективными с точки зрения требуемых капитальных (CAPEX) и эксплуатационных (OPEX) затрат [2].

Схема загрузки танкера из такого хранилища представлена на рис. 4. Важную роль подводные стационарные резервуары должны сыграть при реализации

системы подводного (подледного) обустройства арктических месторождений и концепции арктической подводной транспортной системы (АПТС). Эта проблема является одним из направлений Федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники», над которой работают ведущие научные и проектно-конструкторские организации России [3].

РИСУНОК 4. Схема загрузки надводного танкера из стационарного подводного нефтехранилища



Применение подводных нефтехранилищ в системе подводного транспорта на шельфе позволяет [4,5]:

- 1) Отказаться от строительства дорогостоящих подводных трубопроводов до берегового терминала. Стоимость таких трубопроводов может оказаться сопоставимой или превышать стоимостью подводного танкера;
- 2) Значительно сократить потребность в энергии, необходимой для транспортировки углеводородов по трубопроводу, и снизить себестоимость транспортировки одной тонны нефти;
- 3) Обеспечить круглогодичное функционирование транспортной системы, исключив зависимости от времени года и погодных условий на поверхности;
- 4) Снизить риск террористического воздействия на всех этапах поставки нефти потребителю.

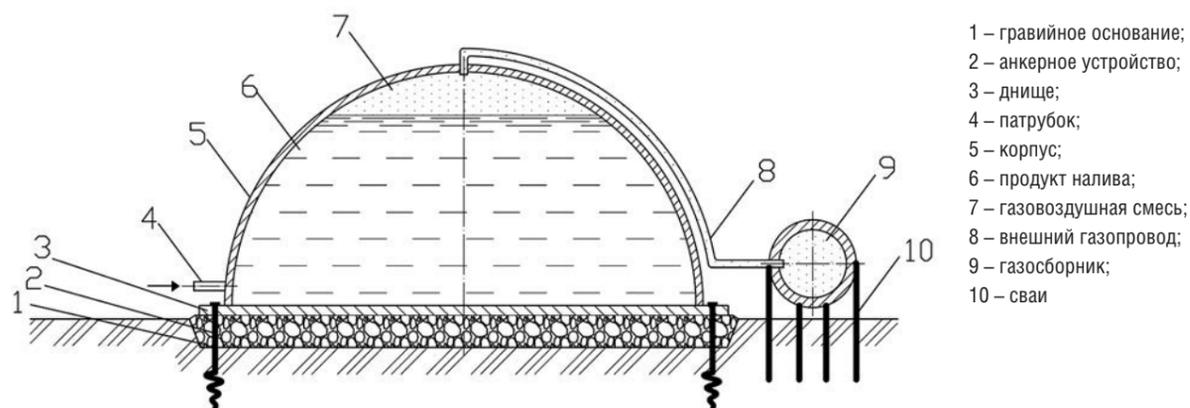
Проведенный анализ запатентованных конструкций подводного резервуара для хранения жидких углеводородов позволил сформулировать следующие требования к конструкции резервуара для подводного хранения жидких углеводородов в Арктике [6]:

- **Конструкция резервуара должна исключать контакт продукта налива с морской водой.** Вследствие контакта нефти с водой, внутри хранилища может образовываться нежелательный слой эмульсии, состоящий из нефти, воды и химикатов, имеющей тенденцию к увеличению толщины, уменьшению полезной емкости хранилища, и, главное, исключить потенциальный риск загрязнения морской среды нефтяными углеводородами.
- **В качестве материала оболочки хранилища может применяться сталь, железобетон или полиэфирный стеклопластик.**

Сталь и бетон традиционно используются в подобных сооружениях, методы и технология их производства хорошо изучены, и они доступны на внутреннем рынке. Полиэфирный стеклопластик ещё не применялся для конструкций, имеющих значительные габариты, однако существующий опыт по производству конструкций из композитных материалов в России и мире говорит в пользу возможного их применения для нефтехранилищ.

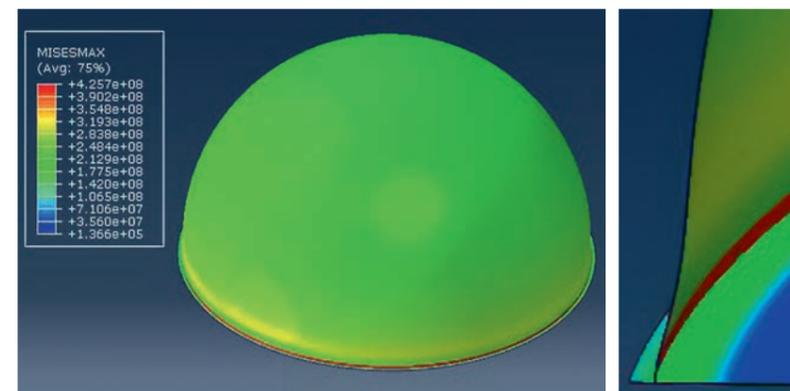
- **Глубина моря для размещения стационарных нефтехранилищ.** Она должна исключать вероятности воздействия на оболочку потенциально возможных ледовых образований (айсбергов, торосов) и создавать помехи судоходству.
- **Предпочтительные формы подводных резервуаров – сфера или полусфера.** Хотя оболочку резервуара можно изготовить практически любой геометрической формы, однако, при воздействии на конструкцию внешнего гидростатического давления морской воды, наиболее прочными и устойчивыми оказываются сферические формы. Сферическая оболочка, в сравнении с другими, например, с вертикальной цилиндрической, обладает низким коэффициентом лобового сопротивления при обтекании потоком жидкости, что позволяет минимизировать суммарную лобовую нагрузку в районах с подводными течениями значительной величины. Важно отметить, что конструкционная форма сооружения и его элементов может способствовать или препятствовать развитию

РИСУНОК 5. Общий вид разреза подводного нефтехранилища



- 1 – гравийное основание;
- 2 – анкерное устройство;
- 3 – днище;
- 4 – патрубок;
- 5 – корпус;
- 6 – продукт налива;
- 7 – газоздушная смесь;
- 8 – внешний газопровод;
- 9 – газосборник;
- 10 – сваи

РИСУНОК 6. Эпюра распределения максимальных эквивалентных напряжений (по Мизесу), слева – корпус нефтехранилища, справа – уторный узел



опасных коррозионных процессов. Менее подвержены коррозии элементы простых конструктивных форм с наименьшей удельной поверхностью.

- **Технологии изготовления конструкции** должны обеспечить выполнение основных сборочных операций на берегу, чтобы минимизировать объем работ в открытом море со сложной ледовой обстановкой.

Выбор материала для изготовления подводного резервуара должен основываться на результатах проведенного технико-экономического анализа, учитывающего природно-климатические условия акватории, свойства продукта налива и уровень надежности конструкции. В этой связи можно отметить, что бетон обеспечивает хорошую изоляцию, коррозионную защиту и имеет достаточную плотность, необходимую для обеспечения отрицательной плавучести. Недостатком бетонных и железобетонных конструкций является низкая трещиностойкость.

Оболочка из стали значительно легче бетонной, поэтому конструкция будет иметь положительную плавучесть, что создаёт необходимость в применении надежных систем закрепления конструкции на дне в проектном положении. Сталь, обладая высокой прочностью, большей вязкостью, одинаково хорошо сопротивляется напряжениям всех видов, что делает конструкции резервуаров из нее очень надежными. Такой резервуар требует хорошую

антикоррозионную защиту и термоизоляции.

Оболочка из полиэфирного стеклопластика будет еще легче, чем стальная, что также потребует наличие дополнительных средств для закрепления. Термоизоляционные свойства этого материала превосходят свойства стали, но уступают бетону. Неоспоримым преимуществом являются хорошие прочностные характеристики и высокая стойкость к коррозионному разрушению.

В соответствии с представленными выше критериями, была разработана и запатентована новая конструкция подводного резервуара, которая обладает высоким уровнем конструктивной надежности и экологической безопасности (рис. 5) [7].

Важным преимуществом такой конструкции является возможность хранения нестабилизированной нефти, до удаления растворенного газа.

Однако, как показало дальнейшее исследование, в самом неблагоприятном случае (когда конструкция не заполнена нефтью) в уторном узле возникают напряжения значительной величины (рис. 6).

Для исключения таких напряжений предлагается внутри полусферической оболочки установить эластичную мембрану для предотвращения контакта нефти и воды, а у основания резервуара предусмотреть отверстия, позволяющие морской воде проникать внутрь хранилища для выравнивания давления

внутри и снаружи конструкции. Такое решение позволяет значительно снизить толщину стенки конструкции, исключает газосборник 10 (рис. 5), упрощает процесс изготовления и снижает капитальные затраты.

Гибкая мембрана должна обладать высокой химической стойкостью при хранении такой агрессивной среды, как сырая нефть под воздействием внешнего давления и переменной температуры. Прототипом для таких конструктивных элементов служат гибкие резервуары, широко применяемые во всем мире для ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН), усиленные дополнительными полимерными слоями для повышения усталостной прочности гибкой мембраны при существующих циклических нагрузках.

Предлагаемая конструкция резервуара может изготавливаться как в одиночном исполнении, так и в групповом составе, образуя подводный резервуарный парк. ●

Литература

1. Бунчук В. А. Подводное хранение нефти и нефтепродуктов за рубежом / В.А. Бунчук, А.С. Гехман, В.С. Данцигер. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1969. – 55 с.;
2. J.P. Kaalstad, A. Kristoffersen. Flexible Subsea Storage Unit Development and Applications // Proceedings of Offshore Technology Conference (OTC). – Rio de Janeiro, Brazil: OTC Publisher, 2013, pp.1–8;
3. Рогозин Д. О. Технологии инноваций. Заглянем в бездну. Россия приступает к освоению гидрокосмоса на новом уровне // «Российская газета/ [Электронный ресурс]. – «Редакция «Российской газеты», <http://www.rg.ru/2014/03/14/rogozin.html>;
4. Абросимов Н.В. Безопасность России. Основы безопасности при освоении континентальных шельфов. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Тематический блок «Безопасность топливно-энергетического комплекса» / Н.В. Абросимов, В.А. Акимов, Р.С. Ахметханов и др. Науч. рук. Н.А. Махутов. – Москва: МГОФ «Знание», 2013. – 640 с.;
5. Глухарев К. К. Подводная арктическая транспортная система / К.К. Глухарев, В.И. Павленко, А.В. Силин и др. – Москва: ИЦ «Математика», 1996. – С. 237;
6. Сонин М.С., Шутов В.Е. Разработка оптимальной конструкции подводного нефтехранилища по критериям эксплуатационной надежности и экологической безопасности // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 1. – С. 49–51;
7. Патент 133818 РФ, В 65D. Подводное нефтехранилище / Сонин М.С. – № 2013126693/12; Заявлен 11.06.2013; Опубликован 27.10.2013.

KEY WORDS: underwater storage tanks, Arctic offshore, oil storage, oil platforms, tank farm.

ПРОБЛЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В условиях санкций и падения цен на нефть

В 80-Х ГОДАХ ПРОШЛОГО ВЕКА В НАШЕЙ СТРАНЕ ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ ВЫПОЛНЯЛИСЬ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, КОТОРОЕ НА ТОТ МОМЕНТ ВПОЛНЕ СООТВЕТСТВОВАЛО МИРОВЫМ СТАНДАРТАМ. РЕАЛИЗАЦИЯ МАСШТАБНОЙ ПРОГРАММЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ В ТЕ ГОДЫ СПОСОБСТВОВАЛА СОЗДАНИЮ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПАРКА НЕ ТОЛЬКО ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, НО И БУРОВЫХ СУДОВ, ТАКИХ КАК «ШАШИН», «МУРАВЛЕНКО», РАЗЛИЧНЫХ СПБУ, КОТОРЫЕ БЫЛИ СПОСОБНЫ НА ПРОВЕДЕНИЕ ОБШИРНЫХ ГРП В АРКТИКЕ. НО МИР НЕ СТОИТ НА МЕСТЕ, ИДЕТ ПОСТОЯННОЕ РАЗВИТИЕ НАУКИ, ТЕХНИКИ, ТЕХНОЛОГИЙ. ПОЭТОМУ ЗА ИСТОРИЧЕСКИ КОРОТКИЙ ПЕРИОД «НЕБЫТИЯ» ОТЕЧЕСТВЕННОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ ПОТЕРЯЛО ВСЕ, ЧТО ТОЛЬКО МОЖНО БЫЛО ПОТЕРЯТЬ. ОТ КАДРОВ, ДО ТЕХНОЛОГИЙ И ЗАВОДОВ, ГДЕ ПРОИЗВОДИЛОСЬ ОБОРУДОВАНИЕ. ОСТАЛАСЬ ТОЛЬКО ПАМЯТЬ, ЧТО КОГДА-ТО ЭТО ВСЕ БЫЛО. И СЕЙЧАС, В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ, СТАЛО ОСОБЕННО ОЩУТИМО, СКОЛЬ СЛОЖНО ВОСПОЛНИТЬ ЭТИ ПОТЕРИ...

IN THE 80-IES OF THE LAST CENTURY IN OUR COUNTRY ALMOST ALL THE WORK ON THE SHELF WAS CARRIED OUT WITH THE USE OF DOMESTIC EQUIPMENT, WHICH AT THAT TIME CORRESPONDED TO THE WORLD STANDARDS. AN AMBITIOUS PROGRAM OF DEVELOPMENT OF THE ARCTIC IN THOSE YEARS CONTRIBUTED TO THE CREATION OF A NATIONAL PARK NOT ONLY GEOPHYSICAL, AND DRILLING VESSELS, SUCH AS "SHASHIN", "MURAVLENKO", VARIOUS MODU, WHO WERE ABLE TO CONDUCT EXTENSIVE EXPLORATION IN THE ARCTIC. BUT THE WORLD IS NOT STANDING STILL, THERE IS A CONSTANT DEVELOPMENT OF SCIENCE, ENGINEERING AND TECHNOLOGY. THEREFORE, IN THE HISTORICALLY SHORT PERIOD OF "NOTHINGNESS" DOMESTIC ENGINEERING INDUSTRY HAS LOST EVERYTHING YOU CAN LOSE. FROM PERSONNEL TO TECHNOLOGY AND FACTORIES WHERE THEY MANUFACTURED EQUIPMENT. THERE WAS ONLY THE MEMORY, THAT ONCE IT WAS ALL. AND NOW, IN TERMS OF SANCTIONS AND ECONOMIC PRESSURE, BECAME ESPECIALLY NOTICEABLE AS IT IS DIFFICULT TO COMPENSATE FOR THESE LOSSES...

Ключевые слова: шельф, нефть, газ сейсморазведка, цены на нефть, санкции.



Ампилов Юрий Петрович,
профессор,
доктор физико-математических наук,
заслуженный деятель науки РФ

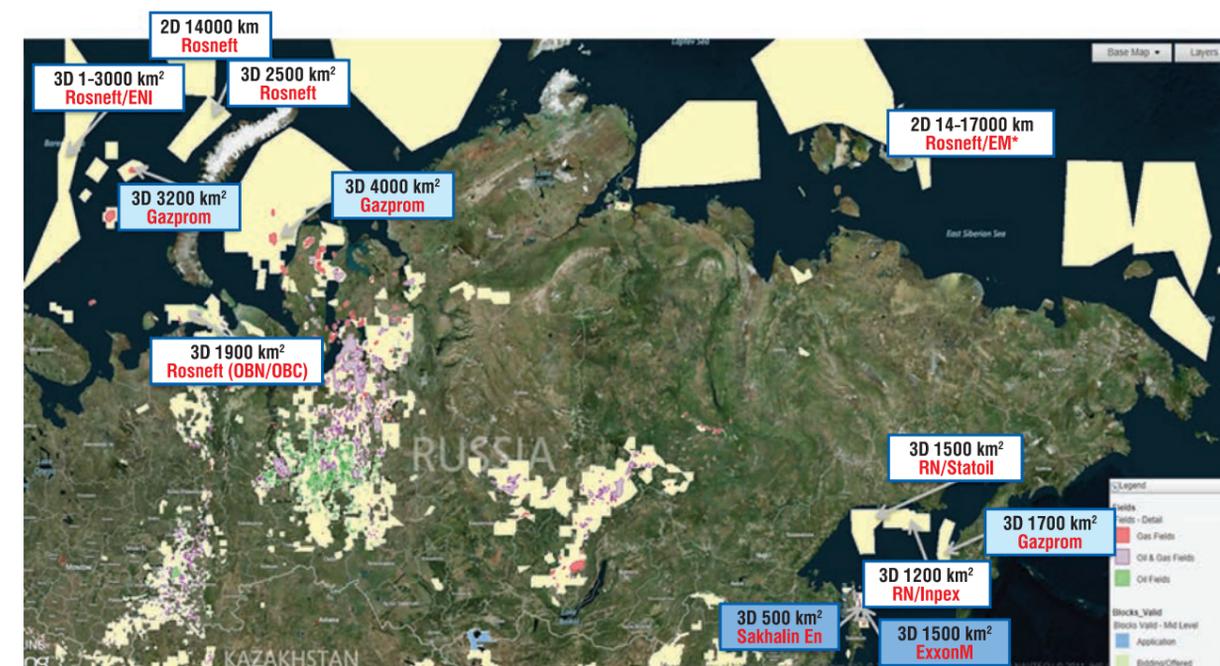
Распределение лицензий и объемы сейсмических работ

До 2011 года многие участки Российского шельфа находились в нераспределенном фонде недр. Несколькими лицензиями владел «Газпром», преимущественно в Баренцевом и Карском морях с его губами и заливами, а на Дальневосточном шельфе отдельные лицензионные участки

принадлежали «Роснефти». Этим же двум компаниям в доле с иностранными партнерами принадлежат лицензионные участки в рамках действующих добывающих проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также некоторых другие на шельфе Сахалина, где добыча пока не ведется («Сахалин-3», Сахалин-5» и др.). У «Лукойла» было несколько лицензионных участков в акватории Северного Каспия. Единичные лицензии в различных акваториях принадлежали «Новатэку», «Синтезнефтегазу», «Приазовнефти» и другим. Однако с 2012 года ситуация кардинально изменилась. Для того, чтобы компания получила лицензию на участок шельфа, она должна отвечать, прежде всего, двум главным критериям: обладать опытом работы на шельфе не менее пяти лет и иметь долю государства в своем акционерном капитале более 50%. Этим требованиям отвечает всего лишь две российских компании: ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». За компанией «Лукойл», не отвечающей второму требованию, оставлены несколько лицензионных участков в Каспийском море, которые ей принадлежали ранее. Сохранил свою лицензию на Юрхаровское месторождение и «Новатэк», хотя это уже не совсем шельфовое месторождение, т.к. разрабатывается наклонными скважинами с берега.

УДК 553.982.2

РИС. 1. Расположение лицензионных участков на российском шельфе и запланированные объемы морской сейсморазведки на 2015 г.



В последнее время в СМИ активно обсуждается проблема о возможном доступе на шельф других компаний, но дальше разговоров дело пока не пошло.

В результате на сегодняшний день «Роснефти» на шельфе принадлежит 50 лицензий, а «Газпрому» свыше 30 (рис. 1). Следует еще отметить, что размеры этих участков просто гигантские, особенно у «Роснефти», и таких прецедентов еще не было в мировой практике. Чтобы при такой площади дойти до разведочной стадии и подготовить запасы промышленных категорий (С1 и выше) потребуется очень много лет и финансовых ресурсов. Справедливости ради надо отметить, что у «Газпрома» участки отобраны более разумно с учетом приуроченности к традиционным или перспективным районам промысла. Но в любом случае в сроки выданных лицензий одновременно по всем участкам ни «Газпрому» ни «Роснефти» уложиться невозможно, поскольку для этого не хватит даже имеющегося в мире парка буровых установок, способных работать в Арктике, не говоря уже об отечественных. А вот сейсморазведочные работы, которые стоят в десятки раз меньше, проводить можно и нужно. Вопрос лишь в том, на каких участках и в каких объемах?

Распределение почти всех наиболее привлекательных шельфовых лицензий между двумя крупнейшими компаниями, «Газпромом» и «Роснефтью», инициировало два разнонаправленных процесса. С одной стороны отсутствие доступа на шельф для других российских и зарубежных компаний должно резко затормозить процесс его геологического изучения. Но с другой стороны необходимость выполнения лицензионных обязательств заставляет и Газпром и Роснефть вести геологоразведку (а она на данном этапе состоит в основном из геофизических съемок), по возможности в соответствии с графиком лицензий. Тем более Министерство природных ресурсов (МПР) обещало за этим строго следить. Как

результат, в последние годы наблюдался небывалый рост объемов сейсморазведки на российском шельфе, особенно 3D. В 2013 рост относительно 2012 года составил около 100% и в 2014 объем проведенных работ вырос еще на 50%. В 2015–2016 гг. на российском шельфе планировался ежегодный объем сейсморазведки примерно в 20 тыс. кв. км и более 30 тыс. погонных км 2D (рис. 1). Для России это весьма большие объемы по сравнению с предыдущими годами, хотя для крупных западных сервисных компаний, таких как PGS, CGG, WesternGeco это вполне обычные задачи. Например, только норвежская компания PGS делает в год суммарно 90–100 тыс. кв. км 3D сеймики по всему миру, а CGG еще больше.

Однако теперь ясно, что этим планам не суждено сбыться в полном объеме.

Принятая схема распределения шельфовых лицензий не позволяет использовать еще один удобный и распространенный в мире инструмент, а именно мультиклиентскую (спекулятивную) съемку при геофизических работах. При такой схеме сервисные компании за свои средства и на свой риск проводят работы на выбранных ими самими участках акваторий, а затем многократно продают полученные данные всем заинтересованным компаниям. Совсем недавно, всего 2–3 года назад, МПР пыталась внедрить этот перспективный инструмент на российском шельфе, но встретило непонимание других ведомств. На самом деле позиция МПР была конструктивной и полезной для государства. Например, только норвежская компания PGS была готова тратить ежегодно на геофизику в российской Арктике до 300 млн долларов собственных средств. Уверен, что и другие компании были готовы к этому. Если бы такая схема была принята, государство в лице МПР получало бы бесплатно информацию о своих недрах и могла использовать ее при формировании тендерных пакетов, обязав участников ее покупать. Сервисные

же компании, рискнувшие своими средствами, могли бы получать доход от продажи материалов в составе тендерных пакетов или в иных формах, получивших распространение в международной практике. Как бы там ни было, теперь поздно об этом говорить. Вопрос решен не в пользу апробированного во всем мире механизма изучения недр с минимальными затратами для государства и компаний. Правда и в нынешней системе остаются небольшие возможности для применения подобной схемы, которыми пока никто не пользуется. Роснефть или Газпром могли бы позволить каким-либо сервисным компаниям провести на своих участках мультиклиентские съемки и затем купить эти материалы, например, за половину себестоимости, заключив соглашение об их дальнейшей совместной продаже. Ведь очевидно, что в большинство проектов потом будут вовлечены иностранные партнеры, и даже несколько. Это общепринятая и мировая практика, когда сложные и крупные месторождения осваивают три-четыре компании в альянсе для снижения рисков. Партнеры при вхождении в проект неизбежно должны приобрести эти данные для оценки объемов запасов и своих собственных рисков. И тогда основной недропользователь частично компенсировал бы понесенные расходы, а сервисная компания вернула бы свои затраты и получила некоторую прибыль. Все были бы в выигрыше.

Еще одним недостатком принятой в России стратегии лицензирования на шельфе является сосредоточенность работ на локальных лицензионных участках и отсутствие возможности изучения региональных закономерностей. Для этих целей придется все равно тратить деньги из государственного бюджета либо использовать механизм совместных научных исследований российских и зарубежных компаний.

Сейчас становится все более очевидным тот факт, что лицензионные обязательства на российском шельфе не смогут быть выполнены в отведенные сроки. К тому же понятно, что в таком масштабе добычи на шельфе в обозримом будущем не будет по нескольким причинам. Во-первых, для значительного числа арктических участков еще не существует апробированных технологий добычи в мировой практике. Во-вторых, необходимость развития мощной инфраструктуры в отдаленных неосвоенных районах,

делает эти проекты нерентабельными даже при цене на нефть свыше \$ 100 за баррель, не говоря уже о том, что в условиях наметившегося профицита углеводородного сырья в мире, для этих объемов будет очень трудно найти рынки сбыта. Поэтому с большой степенью уверенности можно прогнозировать, что через несколько лет порядок лицензирования на шельфе будет пересмотрен.

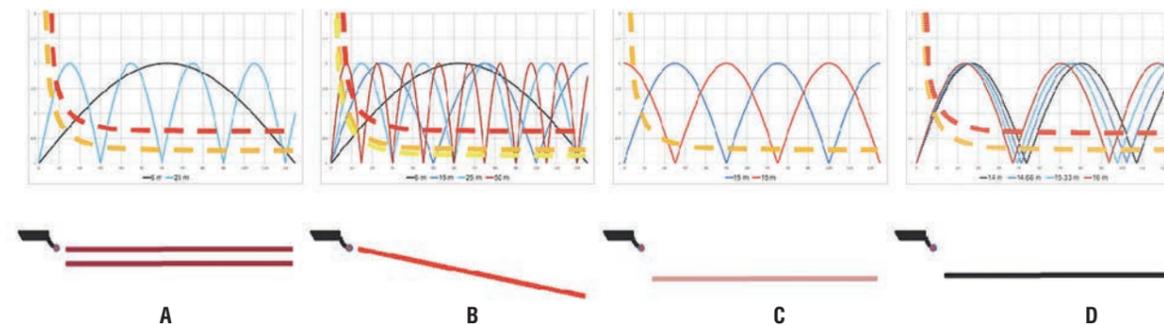
Кроме Газпрома и Роснефти еще одним заказчиком геофизических услуг на шельфе является государство, хотя и в несущественном объеме (по километражу, а не по финансам). В последние годы это были работы, связанные с обоснованием внешней границы континентального шельфа. Эти работы в свою очередь обусловлены предстоящей подачей в ООН российской заявки на расширение зоны своей юрисдикции в высоких арктических широтах. Но этот вопрос о границе очень сложный и обсуждается в международном сообществе уже десятилетиями. Маловероятно, чтобы он был решен положительно в нынешних геополитических условиях.

Итак, все привлекательные участки теперь распределены, и два российских нефтегазовых гиганта обязаны их изучать. На ближайшую перспективу в 5–7 лет это должно было вызвать заметную активизацию геофизических работ, что уже произошло в 2013–2014 годах. Однако в нынешних кризисных условиях некоторые планы придется скорректировать. Но кризисы длятся не вечно, поэтому на повестке дня рано или поздно встанет другой вопрос: какова технологическая готовность российских и зарубежных компаний к выполнению лицензионных обязательств на шельфе в новых условиях? Остановимся на этом несколько подробнее.

Новейшие мировые технологии морской сейсмозаписи и возможность их применения в России

В геофизике первый и основной метод – это сейсмозапись, которая позволяет оценить структуру недр и вероятные места расположения ловушек, где могут находиться УВ. Сейчас современные методы динамической интерпретации по аномалиям отраженного сигнала нередко позволяют определить, есть ли нефть и газ в этих ловушках или нет.

РИС. 2. Различные способы расширения спектра сигнала



A – буксировка двух кос на разной глубине; B – буксировка косы в наклонном положении; C – коса с двумя типами датчиков (GeoStreamer); D – обычная коса на большой глубине (только обработка данных)

Однако со стопроцентной вероятностью этого предсказать нельзя. По крайней мере, традиционные методы морской сейсмозаписи оставляют нам не так много возможностей для ответа на этот вопрос. Зачастую они помогают удовлетворительно выполнить лишь структурные построения, что не всегда достаточно для выбора оптимальных мест заложения поисковых и разведочных скважин.

Что касается морской сейсмозаписи 2D, то она стала, в основном, рутинным дешевым поисковым методом, и в мировой практике применяется с каждым годом все меньше даже на поисковом этапе. В последние годы даже до бурения практикуют применение 3D сейсмозаписи, поскольку онакратно информативнее 2D и весьма недорога в сравнении с морским бурением. В то же время она позволяет свести к минимуму риск неуспешного бурения дорогостоящих скважин. Но и обычная 3D сейсмозапись при нынешних возросших технических возможностях представляется не таким эффективным инструментом, как было, скажем, 10 лет назад.

В последние несколько лет в мире стали быстро развиваться так называемые методы широкополосной сейсмозаписи (“broadband seismic”), информативность которых намного выше при сопоставимых или почти сопоставимых затратах на выполнение работ. Эти методы позволяют значительно повысить вертикальную разрешенность сейсмозаписи, в отдельных случаях до 3–4 м против 10–20 м в обычной 3D сейсмозаписи. Причем, достигается это отнюдь не за счет повышения частоты дискретизации записи, которая при обычных сейсмических частотах малоэффективна, а за счет специальных аппаратно-технологических решений с последующей специальной обработкой. Существуют и большое количество решений чисто в обработке обычных сейсмоданных, выдаваемых авторами за «широкополосную» сейсмозапись «broadband», однако они не выдерживают серьезной экспертизы и зачастую весьма субъективны.

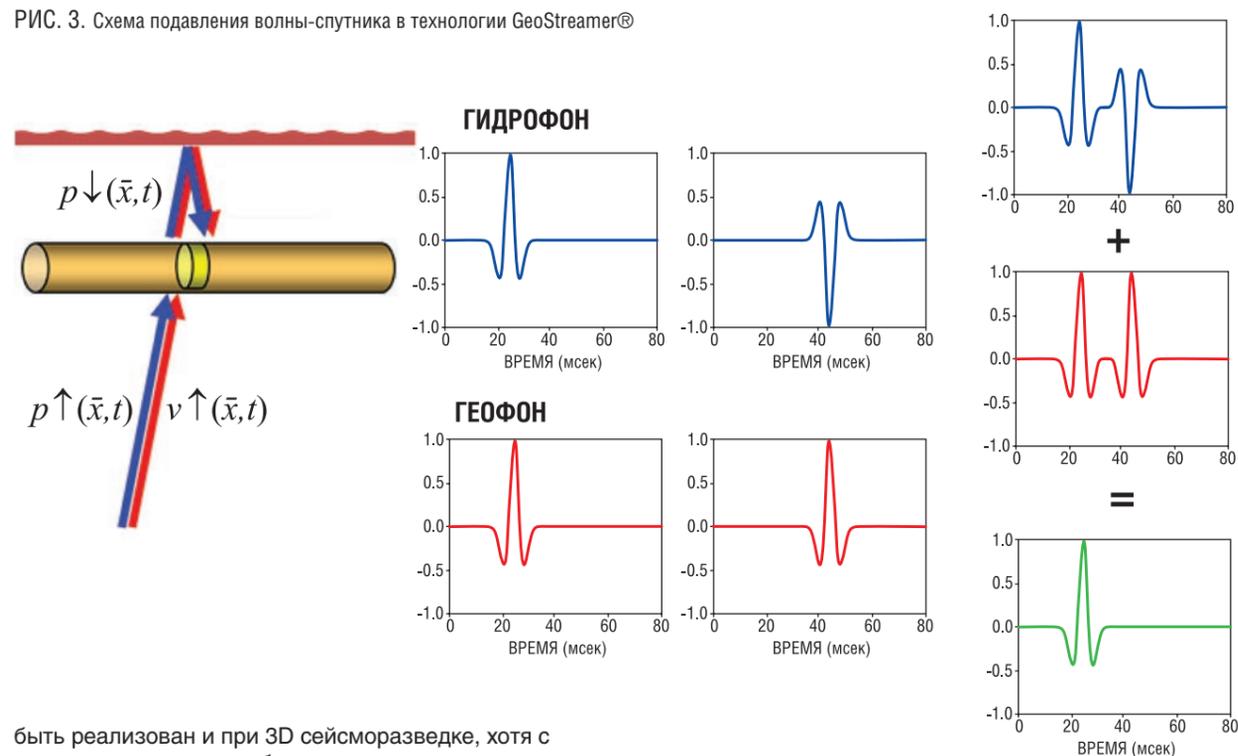
Главной фактором в морской сейсмозаписи, препятствующим расширению диапазона регистрируемых сигналов, является дополнительное отражение-спутник от границы «вода-воздух». В данной статье мы не будем вдаваться в математические выкладки и попробуем объяснить ситуацию на качественном уровне.

В морской сейсмозаписи традиционную косу с датчиками давления буксируют обычно на глубине 6–8 м. При этом первый лепесток ее спектральной характеристики имеет нулевое значение на частоте 60–90 Гц (черная линия на рис. 2А). Как видно из этого рисунка и низкие и высокие частоты в пределах этого лепестка регистрируются с минимальной чувствительностью, и лишь средние частоты в районе максимума лепестка регистрируются нормально. Чтобы расширить диапазон частот надо буксировать косу на заметно меньшей глубине, чтобы «ноль» лепестка ушел далее 100 Гц. Но тогда при малейшем волнении будут возникать серьезные помехи вблизи морской поверхности. А если, наоборот, погрузить косу глубже, то «ноль» первого лепестка «придет» в область полезной записи 30–50 Гц, безнадежно испортив волновую картину. Например, если коса пойдет на глубине 25 м, то в пределах полезной записи будет уже 4 лепестка спектральной характеристики (синяя линия на рис. 2А) вместо одного при 6-метровой глубине косы (черная линия на 2А). Понятно, что такая запись будет малоприспособна для обработки и последующей интерпретации. А вот если объединить эти две записи, т.е. буксировать две косы на разных глубинах, то «провальные» низкие и высокие частоты на черном лепестке (глубина 6 м) будут обогащены в начале и конце интервала характеристиками от «глубокой» косы (25 м). И тогда есть шанс после соответствующей специальной обработки получить широкополосную запись с высоким разрешением. Такие системы применяются некоторыми компаниями, но, как видно из рисунка, это заметно усложняет морские операции даже в случае 2D сейсмозаписи. При 3D съемке со многими косами управлять такой сложной системой буксировки на двух уровнях почти невозможно. Высока вероятность различных перехлестов и заметно снижается производительность. Поэтому в современных технологиях такие системы применяются очень редко.

Другим технологическим решением в этом ключе является буксировка косы в наклонном положении. Поскольку регистрирующие каналы в такой косе находятся на разной глубине, то и спектральная характеристика отдельных ее частей косы имеет «нули» в разных интервалах спектра при различном количестве «лепестков» в полезном частотном диапазоне (рис. 2В). Этот вариант лучше предыдущего в плане трудоемкости морских работ и может



РИС. 3. Схема подавления волны-спутника в технологии GeoStreamer®



быть реализован и при 3D сейсморазведке, хотя с наклонными косами работать несколько сложнее, чем с обычными горизонтальными. Подобная идея заложена в известной технологии «Broadseis» компании CGG. Но главным недостатком здесь является то, что высокое разрешение записи возможно получить лишь на итоговом суммарном временном разрезе после сложной обработки. В то же время получить отдельную многоканальную сейсмограмму с широкополосной записью до суммирования невозможно из-за разных глубин каналов.

Третье широкополосное технологическое решение является самым «элегантным» и, как показывает практика, самым эффективным. Коса буксируется в обычном горизонтальном положении, и глубина ее погружения может быть любой, от обычных 6–8 м вплоть до 25 м и более при необходимости без ухудшения качества материала в отличие от предыдущих случаев, когда могут быть «вырезаны» полезные частоты вблизи нулевых значений спектральной характеристики. Буксировка на повышенных глубинах позволяет оставаться на профиле и продолжать работы при высоте волн до 4–5 м, что значительно сокращает вынужденные простои по погодным условиям. Причина таких широких возможностей состоит в специальной конструкции косы. В ней наряду с традиционными датчиками давления – гидрофонами – присутствуют и датчики вертикальной скорости смещения – геофоны. Если коэффициент отражения от свободной поверхности «вода-воздух» равен (-1), т.е. сигнал от датчика давления меняет знак на обратный, то в геофоне обращения знака не происходит, т.к. коэффициент отражения для этой волны равен 1. Задержка отраженного от водной поверхности импульса одинакова в обоих случаях, а знаки их противоположны. Значит при сложении сигналов от гидрофона и геофона первый импульс, соответствующий полезному отражению усилится, а два противоположных по знаку импульса волны-спутника от границы «вода-воздух» при равной

амплитуде взаимно уничтожатся (рис. 3). Разумеется, для этого должна быть произведена соответствующая обработка двух волновых полей, зарегистрированных разными системами датчиков. Спектральная характеристика косы для данного случая приведена на рисунке 2С, из которого видно, что нулевые значения в «лепестках» гидрофона соответствуют максимальным значениям в «лепестках» геофона. Таким образом, получают широкополосный спектр, что и требуется. Данная технология разработана компанией PGS GeoStreamer®.

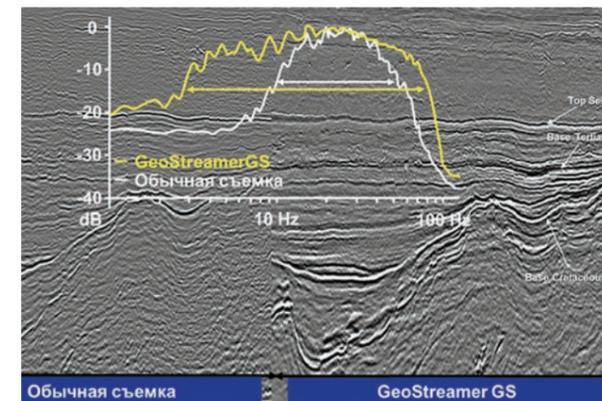
Не так давно компания Western Geco пошла дальше, разработав 4-компонентную косу, в которой наряду с традиционными гидрофонами имеется три геофона по взаимно перпендикулярным осям X, Y, Z, где X регистрирует компоненту скорости смещения вдоль профиля буксировки, Y – в горизонтальной плоскости перпендикулярно косе (X), Z регистрирует вертикальную компоненту скорости смещения как и в GeoStreamer®. Технология получила название «Izometrix» (ранее известная как «Nessie-6»). Результаты опытных работ, представленные компанией на ежегодной конференции EAGE-2012 в Копенгагене показали, что по оси X вдоль направления косы в значительной степени записаны шумы буксировки. Скорость смещения, записанная по оси Y должна была помочь «интеллектуальной» интерполяции сигнала между реальными косами, т.е. создать виртуальные «синтетические» косы в промежутке между реальными, чтобы повысить кратность и горизонтальное разрешение 3D данных. Однако первые экспериментальные данные по этой компоненте были неубедительными. В итоге рабочими остались те же две компоненты, что и в технологии GeoStreamer®. До сих пор по этой технологии удалось наработать небольшие опытные объемы работ. Ей оборудованы пока лишь два судна.

В то же время по технологии GeoStreamer® компании PGS, которая эксплуатируется в коммерческом варианте с 2008 года уже наработано свыше 400 тысяч квадратных километров 3D и около 300 тысяч погонных километров 2D, что уже позволило открыть несколько значимых морских месторождений. С 2015 года этой технологией оснащен весь флот PGS, поэтому по факту получается, что на сегодня это единственная широко апробированная в мировой практике технология широкополосной сейсморазведки, доказавшая на практике свою высокую эффективность. Справедливости ради надо отметить, что компания Sercel недавно приступила к выпуску 4-компонентных морских сейсмокос «Sentiel». Однако пока для нее не создано поддерживающего матобеспечения для обработки, поэтому практические производственные результаты, по которым можно было бы судить об эффективности технологии, пока отсутствуют.

Что же касается упомянутой уже технологии GeoStreamer®, которая по комплексу показателей как в производительности морских работ, так и достигнутых геологических результатов в результате масштабной апробации во всех регионах мира, она фактически на сегодняшний день стала бесспорным лидером в широкополосной морской сейсморазведке. Ниже на рисунке 4 приведен один из примеров сопоставления результатов обычной сейсморазведки и GeoStreamer®. Преимущества в качестве волновой картины бесспорны, а расширение спектра в область низких частот всего на 4–5 Гц добавляет целую октаву полезного частотного диапазона. Это революционным образом сказывается на качестве последующей сейсмической инверсии, для которой уже не требуется как в обычных случаях столь детальной информации по многочисленным скважинам. Однако это тема других специальных публикаций.

Четвертая группа методов широкополосной сейсморазведки целиком представлена различными алгоритмами специальной обработки сейсморазведочных данных с традиционных морских кос, оснащенных только приемниками давления – гидрофонами. Иногда пытаются их буксировать на неоптимальных глубинах до 15 метров вместо 6–8 м (рис. 2D). Как ни покажется это парадоксальным, в таком случае более предпочтительным будет неспокойное море с умеренным волнением. В этом случае нулевые значения «лепестков» спектральной характеристики не будут жестко фиксированы на шкале частот, что позволит частично восстановить при обработке утраченные частоты. Однако, в контексте данной статьи мы не далее не рассматриваем такие, чисто алгоритмические, решения для традиционной съемки, поскольку современные методы цифровой обработки позволяют получить почти любой наперед заданный результат. При этом объективные критерии его достоверности, как правило, отсутствуют, что позволяет считать такие методы крайне субъективными. Скорее это попытка некоторых компаний «быть в тренде» запросов на широкополосную сейсморазведку, не тратя на это значительных средств на модернизацию. В ряде случаев при не очень высокой компетентности служб заказчика это срывает, поскольку формально финальные временные разрезы выглядят высокоразрешенными.

РИС. 4. Пример сопоставления традиционной сейсморазведки с GeoStreamer® во временной и спектральной области



Кроме перечисленных выше вариантов широкополосной сейсморазведки за последнее время стали уделять значительное внимание мультиазимутальным (MAZ) и широкоазимутальным (WAZ) системам наблюдений, которые дают много дополнительной важной информации. Мы не можем уделить достаточно внимания этому, весьма важному для современной сейсморазведки вопросу. Это предмет отдельной статьи. Отметим лишь, что такие системы позволяют практически устранить зависимость результатов съемки 3D от направления отстрела профилей. Данный фактор особенно важен при наличии разноориентированных разрывных нарушений и заметной горизонтальной неоднородности и значимой анизотропии среды, что встречается довольно часто. Стоимость таких работ заметно выше, чем стандартной 3D съемки, даже широкополосной, однако последующая значимая экономия на бурении полностью оправдывает проведение данных работ.

В завершении данного раздела отметим, что, к сожалению, ни одна из перечисленных технологий не под силу российским сервисным компаниям, а основные российские заказчики в лице «Газпрома» и «Роснефти» в тендерных условиях не предусматривают применение новейших технологий и систем наблюдений, делая ставку на минимальную стоимость работ. В результате, выполняемые в настоящее время на российском шельфе сейсморазведочные работы 3D по технологическим параметрам соответствуют тому уровню, который в мире был достигнут более 15 лет назад. Непредвзятым специалистам понятно, что на сегодняшний день такие работы морально устарели. А если учесть, что поисковое, разведочное, а тем более эксплуатационное бурение на большинстве шельфовых участков будет задерживаться в новых условиях, то надо понимать, что к моменту активного освоения придется все эти работы повторять заново, поскольку за это время технологии шагнут далеко вперед. Поэтому поговорка «Скупой платит дважды» к российскому шельфу относится в полной мере. На самом деле компаниям придется платить впоследствии еще гораздо больше. Ведь стоимость сейсморазведки 3D на огромной площади в 3000 кв. км кратно меньше стоимости всего одной поисково-разведочной скважины. А в результате высококачественной

РИС. 5. Основные заказчики и подрядчики сейсморазведочных работ 3D на российском шельфе к середине 2014 г.



сейсмике таких скважин можно сэкономить несколько. Но об этом как-то не думают нынешние финансисты в компаниях, ставя во главу угла текущие сиюминутные расходы. А между тем, экономии на самом деле никакой нет. Ниже рассмотрим почему.

Как сегодня организована сейсморазведка на российском шельфе?

Как мы отмечали выше, нынешние российские морские геофизические компании не обладают современными технологиями 3D сейсморазведки, во всяком случае в соответствии с теми требованиями, которые выставляли в тендерной документации в 2013–14 гг. два главных заказчика: «Роснефть» и «Газпром». Наши подрядчики лишь способны выполнить 2D сейсморазведку своими силами, которая в современных условиях имеет подчиненное значение. Это означает, что работы 3D, соответствующие предъявляемым тендерным требованиям, могут выполнить лишь иностранные подрядчики. А между тем сложившиеся правила тендерных процедур устроены так, что «иностранцы» не могут напрямую работать с «Газпромом» или «Роснефтью». Причина в том, что 2–3 года назад в этих двух компаниях появилось требование о наличии у подрядчика лицензии на работу с материалами, составляющими государственную тайну. Естественно, что иностранные компании такую лицензию в России получить не могут. Впрочем, она им и не нужна для работы, т.к. никаких секретных материалов для проведения морской сейсморазведки им не требуется. Для того, чтобы выйти из данной парадоксальной ситуации пришлось придумать простейшую посредническую схему (рис. 5).

В верхней строке на рис. 5 указаны основные заказчики морской сейсморазведки, среди которых «Газпром» и «Роснефть» или их «дочки» и совместные

предприятия с иностранными партнерами. В объявленных тендерах участвуют российские подрядчики (вторая строка на рис. 5), которые обладают такой лицензией. Они заключают договор субподряда с одной из иностранных компаний (последняя строка на рис. 5), а те уже успешно выполняют необходимые объемы работ и передают результаты российскому посреднику, который уже отчитывается перед основным заказчиком. В 2015 году произошли некоторые изменения в этой схеме. После введения санкций из числа заказчиков исчезли на время некоторые совместные компании «Роснефти» с ExxonMobil, Statoil, ENI. Произошли изменения и в подрядчиках. Так, две крупнейшие российские морские геофизические компании ДМНГ и СМНГ с февраля 2015 г. вошли в государственный холдинг «Росгеология» (на рисунке 5 это ROSGEO) и в будущем не смогут конкурировать между собой за подобные посреднические контракты. А большинство иностранных компаний-субподрядчиков из нижней строки на рис.5 в значительной степени не смогут работать в прежнем режиме из-за введенных санкций, на чем остановимся немного позднее.

Дополнительной проблемой является валютный риск, в результате которого иностранные субподрядчики могут оказаться без прибыли или даже в убытке, как это произошло недавно с одним из них. Ведь изначальные контракты «Газпрома» и «Роснефти» с российскими подрядчиками заключаются в рублях, а расчеты за выполненный объем работ производятся в ряде случаев через год по завершении всего проекта. Что будет с курсом за этот срок, никто предсказать не может. При том, что затраты на выполнение работ иностранные компании несут, в основном, в долларах или евро. В результате столь стремительных изменений на российском рынке место иностранных субподрядчиков стали быстро занимать китайские компании BGP, COSL и другие. Они, однако, пока отстают по качеству и технологиям от PGS, CGG и WesternGeco. Тем не менее, уже сейчас ясно, что

китайцы будут развивать свою геофизическую отрасль очень быстрыми темпами в отличие от России.

Как бы там ни было, существующая ныне посредническая схема, навязанная внутренними регламентами, безусловно, приводит к удорожанию работ. Правда, она дает возможность немного заработать российским геофизикам на посреднических операциях. Это, конечно, неплохо для них, но такая схема никак не способствует развитию отечественной геофизики, пришедшей в упадок в 90-х годах и с тех пор так и не оправившейся от кризиса, а наоборот продолжающей путь к деградации. Здесь нужны совершенно другие меры поддержки, нежели искусственное принуждение иностранных компаний к посредническим схемам. К тому же это дополнительное звено потенциально может способствовать развитию коррупционных схем, борьба с которыми декларирована государством на самом высоком уровне.

Современный сейсмический флот и его возможности

Чем оснащены российские морские геофизические компании на сегодняшний день? Возьмем для примера одну из ведущих из них – МАГЭ, которая в последние три года выиграла большинство тендеров «Роснефти» и «Газпрома» на морскую сейсморазведку. Когда я был студентом в 1976 году, то проходил практику на флагманском судне МАГЭ «Профессор Куренцов», которое и ныне, спустя почти 30 лет, остается одной из главных производственных единиц этой компании. Кроме него у компании есть еще два аналогичных судна: «Дмитрий Наливкин» и «Николай Трубятчинский». Еще несколько сопоставимых по характеристикам судов имеются у других российских компаний: ДМНГ, СМНГ, частично у «Севморгео» и

«Южморгеологии», в сумме около десятка. Такие суда абсолютно не приспособлены для 3D сейсмике. Они не в состоянии, как, например, современные специальные суда PGS, буксировать за собой до 24 кос датчиков-приемников сигнала длиной по 12 км каждая (рис. 6). Такими судами уже установлено несколько мировых рекордов производительности, например, свыше 1000 квадратных километров сейсморазведки 3D в неделю. Но, увы, все упомянутые выше российские суда могут буксировать лишь одну единственную косу, т.е. работать по технологии 2D. Выполнение МАГЭ и другими российскими подрядчиками работ по выигранным тендерам 3D обеспечивалось, в основном, иностранными контрагентами в соответствии с посреднической схемой, приведенной на рис. 5. Самое интересное, что большинство сотрудников заказчика даже и не знают об этом, полагая, что россияне все сами умеют делать. Хорошо бы если так было на самом деле, но дела обстоят намного хуже.

У России вообще нет современных специализированных судов для проведения 3D сейсморазведки. Правда, имеются 3 судна, которые могут буксировать от 4 до 8 кос длиной до 6 км, причем одно из них арендовано у иностранной компании «Polarcus» 4 года назад и до сих пор не выкуплено. Более того, эти три судна часто остаются «вне игры» на российском рынке, поскольку тендерные требования «Роснефти» и «Газпрома» в последние два года предусматривали наличие от 10 до 16 кос длиной до 7,2 км. И такой объем лебедок, компрессоров и сопутствующей техники нельзя просто взять и разместить на каком-либо типовом судне подходящего размера. Кроме специального оборудования и особой формы корпуса с широкой кормой, эти суда должны обладать низким уровнем акустического шума при движении, чтобы не создавать помех для работы сверхчувствительного оборудования. И обладать устойчивостью при качке, чтобы иметь возможность

РИС. 6. Основные заказчики и подрядчики сейсморазведочных работ 3D на российском шельфе к середине 2014 г.



работать с сотнями тонн заборного оборудования при волнении моря до 4 баллов. У компании «Совкомфлот» были планы заняться постройкой таких судов за рубежом, но дальше планов дело пока не пошло, и эта компания в настоящее время эксплуатирует тот самый единственный в России 6–8-косник «Вячеслав Тихонов» на условиях бербоут-чартера (фрагт без экипажа). Но некоторые энтузиасты до сих пор задаются вопросом: «А если все же найти где-то деньги в условиях нынешнего финансового кризиса и построить или приобрести несколько таких судов? Ведь просторы шельфа Арктики и Дальнего Востока безграничны и работы хватит на десятилетия». Казалось бы, что это так. Но есть, по меньшей мере, четыре возражения на этот счет в нынешних конкретных условиях.

Во-первых, проектирование и постройка судов займет много лет, а работать надо сейчас. Во-вторых, чтобы не упустить время на постройку, можно покупать готовые суда на западе, но где найти немалые деньги в условиях значительного сокращения бюджетов разных уровней и снижения затрат на геологоразведку в компаниях? В-третьих, даже при кажущемся безграничном объеме работ реально загрузить эти суда постоянной работой будет весьма проблематично. Дело в том, что на большинстве участков шельфа Арктики и Дальнего Востока сейсморазведку 3D специализированными судами невозможно проводить в ледовых условиях, поскольку 300–500 тонн дорогостоящего заборного оборудования в виде 12–16 сейсмокосов могут быть попросту срезаны льдами. Имеются технологии защиты их ото льда, но только коротких кос и только при работах 2D. Поэтому при нынешнем состоянии дел можно проводить 3D сейсморазведку до 4 месяцев в году в незамерзающем Баренцевом море и в отдельных районах Охотского моря. В Карском море этот период ограничивается двумя месяцами, а в морях восточной Арктики в некоторые годы при сильной ледовитости (например, 2014 г.) их сделать не удастся совсем. Возможны лишь производственные сейсморазведочные работы 2D в течение короткого безледового периода, который в этих местах длится не более полутора месяцев. Это значит, что значительную часть года собственные суда будут без работы в России, а потому не получить астрономических убытков по их содержанию, надо найти им работу в далеком зарубежье, где зимы в это время нет. Но там выдержать конкуренцию с иностранными подрядчиками, поделившими рынок, будет трудно, потому что суточная ставка содержания судов усиленного ледового классакратно выше, чем у обычного сейсмического судна. Если демпинговать для выигрыша по цене, то никак не уйти от текущих убытков. И в-четвертых, само судно без соответствующего высокотехнологичного оборудования никому не нужно. А вот здесь в 2014 г. возникли неожиданные проблемы в связи с западными санкциями, распространяющимися на большую часть такого оборудования. Кратко рассмотрим их далее.

Влияние санкций и возможные пути их преодоления

К сожалению, как мы уже отмечали, практически все составляющие геологоразведочного процесса на шельфе основываются на сегодняшний день на

импортной технике и технологиях, даже в том случае если отдельные работы выполняются российскими компаниями. Сейчас эта проблема стала особенно уязвимой для дальнейшего изучения недр шельфа, поскольку США, Евросоюз, Норвегия, Канада и Австралия ввели санкции против России. Одно из главных направлений западных санкций – это разведка и добыча УВ на шельфе, куда вместе с буровыми работами попадает и сейсморазведка. В американских санкциях напрямую прописаны запреты на многие работы в пределах российского шельфа. Так, упоминается сейсморазведка, морское бурение и иные сервисные услуги при глубинах моря свыше 500 футов (152 метра), а также практически все работы в Арктике. И это уже действует. Например, партнер «РОСНЕФТИ» компания ExxonMobil даже после недавнего открытия месторождения в Карском море остановила свое участие в Арктических проектах.

Европейские санкции первоначально не были столь жесткими, но после 12 сентября 2014 г. они фактически приблизились к американским. Норвегия, не являющаяся членом Евросоюза, остановилась на мягком варианте санкций, которые не запрещают норвежским компаниям работать на Арктическом шельфе России. Проблема в том, что многое оборудование норвежских компаний произведено в США или по патентам США. И если доля такого оборудования или составляющих его комплектующих превышает 25%, то судно попадает под американские санкции. Это риск самой компании, которая с большой долей вероятности может получить санкции США уже против себя, и это грозит ей банкротством в нынешних кризисных условиях.

Попробуем проанализировать, что нам ждать от дальнейшего применения санкций. Отметим еще раз, что для 2D сейсморазведки с попутными набортными гравимагнитными измерениями у нас в принципе есть более десятка собственных судов в компаниях МАГЭ, СМНГ, ДМНГ и других, которые пока могут работать, не обращая внимания ни на какие санкции. Но все эти суда оборудованы источниками возбуждения сигналов и приемными устройствами (сейсмокосами), произведенными за рубежом, и по большей части в США. Это означает, что когда им понадобятся регламентные замены оборудования и расходных материалов, то здесь придется поломать голову, где их брать. Единственный пока реальный вариант – это китайские запчасти и оборудование. Умельцы Поднебесной давно научились очень быстро все копировать, в последние годы и качество подтягивается.

Некоторые зарубежные компании ищут обходные пути для работы в России в условиях санкций, но формально санкции распространяются и на третьих лиц, выступающих в качестве посредников или предоставляющих свое оборудование. Как уже говорилось, несколько китайских геофизических компаний, прежде всего BGP и COSL, в создавшихся условиях активно выходят на российский рынок, прибегая к неизбежному номинальному российским посредникам.

Но может ли являться все вышеперечисленное выходом из создавшегося положения? Даже беглый анализ ситуации заставляет ответить на этот вопрос отрицательно. Если ранее мы зависели в исследовании шельфа от американских и европейских

технологий, то разве лучше зависеть от того, какие запчасти или сейсморазведочные услуги «под ключ» нам поставят из Поднебесной? В какой-нибудь неожиданный момент и этот канал может закрыться при том, что о необходимом качестве и полноценной высокоразрешающей сейсморазведке в «китайском случае» речь пока не идет. Как бы это ни показалось трудным и невозможным, надо возродить свое производство. Понятно, что это процесс мучительный и долгий, а тотальная коррупция на всех уровнях делает всю продукцию значительно дороже импортной. Да и производить ее пока непонятно на какой базе. Но «дорогу осилит идущий». В конце 90-х годов у нас были хорошие технологические решения по пневмоисточникам для морской сейсмики («Пульс»), да и по приемным устройствам еще кое-что осталось. Правда, это совсем мало и требует значительного обновления. Еще живы некоторые обладатели патентов, а, например, в Геленджике остались единичные полукустарные производства пневмоисточников и сейсмокосов для мелководья. Какие-то заделы в части приемных устройств имеются в нашей «оборонке», но требуется грамотная постановка задачи, которой по сути никто до сих пор не занимается. Конечно, все эти изделия не проходили, да и не пройдут в нынешнем состоянии международной сертификации, необходимой для работы на участках с иностранными партнерами, но на многих объектах с ними можно будет работать для внутренних целей.

В этой связи еще можно рассмотреть вопрос о производстве в России по западным лицензиям специального современного оборудования, которое может быть поставлено на суда. Ведь сами сейсмические суда сейчас доступны на международном рынке по сходной цене при нынешнем кризисе и в зарубежной геофизической отрасли в связи с резким падением цен на нефть. Разумеется, есть сомнения в технологической готовности отечественных предприятий производить подобное оборудование, но надо работать и налаживать процесс.

Устранить зависимость от импорта быстро не получится. Хотя сейчас зачастую можно слышать отдельные бравурные речи функционеров, что, мол, теперь начнем делать все сами. При нынешнем плачевном положении дел в отечественном машиностроении это, к сожалению, невозможно. Нужна серьезная, продуманная многолетняя программа по импортозамещению в условиях санкций, но ее пока нет. То, что делается сейчас в ведомствах – это обычная «компанейщина» с тем, чтобы побыстрее отрапортовать о принятых мерах. Но реальных сдвигов совсем не видно. А пока будут решаться эти трудные вопросы, которые займут немало времени, имеет смысл оперативно рассмотреть вопрос о том, чтобы крупная российская компания приобрела (или взяла в долгосрочную аренду с выкупом), современное многокосовое (не менее 12 кос) сейсмическое судно (суда) у одной из ведущих западных компаний. Наиболее целесообразно организовать совместное предприятие с контрольным пакетом акций у российской стороны, чтобы такое судно (суда) с помощью иностранного компаньона находило работу в зарубежных акваториях в период, когда работа на российском

шельфе невозможна из-за природно-климатических условий. Подобная схема тоже весьма непроста в реализации, но найти взаимоприемлемое решение можно. Ведь нам надо же изучать свой шельф, несмотря ни на какие санкции и даже с учетом того, что реальная потребность в этих новых и труднодоступных объемах нефти и газа, теперь возникнет несомненно. А кризисы длятся не вечно, и к неизбежному новому росту надо подойти в полной готовности, вооружившись собственными новыми технологиями. ●

Литература

1. Ампилов Ю.П. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока. Проблемы и перспективы. – OFFSHORE-Russia, №4(6). Ноябрь 2014, с. 8–15.
2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М., Геоинформмарк, 2008, 429 с. www.ampilov.ru
3. Ампилов Ю.П. Месторождения российского шельфа. – NEFTEGAZ.RU, № 10, 2014, с. 20–27.
4. Ампилов Ю.П. Разведка и освоение нефти и газа на Арктическом шельфе: проблемы и перспективы. – Арктические ведомости, № 4(12), 2014, с. 10–23.
5. Интервью Ю.П. Ампилова журналу «Нефтегазовая вертикаль. Технологии», вып. 5 «Импортозамещение», февраль 2015, с. 35–38.
6. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе. // Offshore [Russia], №2(8), Май 2015, с. 26–35.
7. Ampilov Y.P. From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. – EAGE Publications bv, The Netherlands, 2010, 276 p.

KEY WORDS: offshore, oil, gas, seismic, oil prices, sanctions.



**ГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ**

- Номинальная мощность: 70–200 кВт
- Виды топлива: Природный газ, Биогаз, СУГ, Попутный нефтяной газ, шахтный метан и др.

Гарантия 2 года без ограничения моточасов.

info@tedomengines.com, +420 483 363 642
www.tedomengines.com

ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОЙ МЕТОДИКИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ на арктическом шельфе России

Ткаченко Георгий Григорьевич, ведущий научный сотрудник отдела литологии и геохимии ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», кандидат геолого-минералогических наук

Борис Георгиевич Ванштейн, заведующий отделом литологии и геохимии ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», кандидат геолого-минералогических наук

Олег Иванович Супруненко, заведующий отделом нефтегазоносности Арктики и Мирового океана ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», доктор геолого-минералогических наук

Виктор Антонович Поселов, заведующий отделом морской сейсморазведки «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», доктор геолого-минералогических наук

Виктория Валерьевна Суслова, заведующая сектором информационного обеспечения недропользования ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», кандидат геолого-минералогических наук

Александр Сергеевич Жолондз, научный сотрудник отдела морской сейсморазведки «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга»

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ ОСНОВАНО НА МНОГОЛЕТНЕМ АПРОБИРОВАННОМ ОПЫТЕ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА МОРЯХ РОССИИ И СНГ, ЗАКЛЮЧАЮЩЕМСЯ В КОМПЛЕКСИРОВАНИИ С СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ И В ВЫЯВЛЕНИИ ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ ТОЛЬКО ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ, МИГРИРУЮЩИХ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДОННЫЕ ОСАДКИ И ВОДНУЮ ТОЛЩУ. РАБОТЫ БАЗИРУЮТСЯ НА КОМПЛЕКСНОМ АНАЛИЗЕ ВРЕМЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ, В СОПОСТАВЛЕНИЯХ С ХАРАКТЕРОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУППОВОГО СОСТАВА ЖИДКИХ НЕФТЕПОДОБНЫХ ХЛОРОФОРМЕННЫХ БИТУМОИДОВ, ПАРАФИНОВ, МЕТАНА И СУММЫ ЕГО ГОМОЛОГОВ, А ТАКЖЕ С ИЗМЕНЧИВОСТЬЮ СТРУКТУРЫ ВОДНОЙ ТОЛЩИ, СВЯЗАННОЙ С СУБМАРИННЫМИ ФЛЮИДНЫМИ ПРОЯВЛЕНИЯМИ ТЕПЛЫХ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД И ГАЗОВ. ЭТО ОБЕСПЕЧИВАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ УВЕРЕННОГО ПРОГНОЗА НАЛИЧИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗРЕЗЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА, РАЗГРУЖАЮЩИХСЯ В РЕАЛЬНОМ РЕЖИМЕ ВРЕМЕНИ, И ПОЗВОЛЯЕТ СУДИТЬ ОБ ИХ ВЕРОЯТНОМ КОНТУРЕ И ТИПЕ С ПРИВЯЗКОЙ К КОНКРЕТНЫМ ОПОРНЫМ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ГОРИЗОНТАМ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ НА РИФОГЕННОЙ СТРУКТУРЕ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ, В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ ЗАПАДНОГО ПРИЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА И В БАЙДАРАЦКОЙ ГУБЕ КАРСКОГО МОРЯ, А ТАКЖЕ НА ИЗВЕСТНОЙ УНИВЕРСИТЕТСКОЙ СТРУКТУРЕ, ГДЕ БЫЛ СДЕЛАН УВЕРЕННЫЙ ПРОГНОЗ НА НАЛИЧИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ДО ПРОИЗВОДСТВА ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ, ЧТО ВПОСЛЕДСТВИИ ПОДТВЕРДИЛОСЬ. ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ОБЯЗАТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ С ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

APPLICATION OF THE METHODOLOGY OF GEOLOGICAL AND HYDRO-GEOCHEMICAL STUDIES ON THE ARCTIC SHELF IS BASED ON YEARS OF PROVEN EXPERIENCE IN THE WATER AREAS OF RUSSIA AND THE CIS, INVOLVED IN COMPLEXING WITH SEISMIC SURVEY AND IDENTIFICATION OF EPIGENETIC ANOMALIES OF LIQUID AND GASEOUS HYDROCARBONS MIGRATING FROM OIL AND GAS DEPOSITS IN THE SEDIMENTS AND A WATER COLUMN. THE WORK IS BASED ON A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF TIME SEISMIC SECTIONS, COMPARISON OF DISTRIBUTION OF THE GROUP COMPOSITION OF OIL-LIKE LIQUID OF CHLOROFORM BITUMEN, PARAFFIN, THE AMOUNT OF METHANE AND ITS HOMOLOGUES, AS WELL AS THE VARIABILITY OF THE WATER COLUMN STRUCTURE RELATED TO THE SUBMARINE FLUID MANIFESTATIONS OF WARM SALINE WATER AND GAS. THIS ENABLES A CONFIDENT FORECAST OF THE AVAILABILITY OF OIL AND GAS IN THE SEDIMENT COVER, DISCHARGING IN REAL TIME, AND ALLOWS PREDICTION THEIR PROBABLE TYPE AND OUTLINE ACCORDING TO REFERENCE SEISMIC HORIZONS. EXAMPLES OF THE RESEARCH ON THE REEF STRUCTURE IN THE BARENTS SEA ARE GIVEN, AS WELL AS RESEARCH UNDERTAKEN IN THE TRANSIT AREA OF THE WESTERN YAMAL, BAYDARAIN BAY OF THE KARA SEA, WELL-KNOWN UNIVERSITY STRUCTURE WHICH LATER PROVED TO BE CONTAIN LARGE AMOUNT OF HYDROCARBONS. THE NECESSITY OF COMBINATION OF GEOLOGICAL AND SEISMIC DATA WITH HYDRO-GEOCHEMICAL STUDIES AT ALL STAGES OF EXPLORATION IS EMPHASIZED

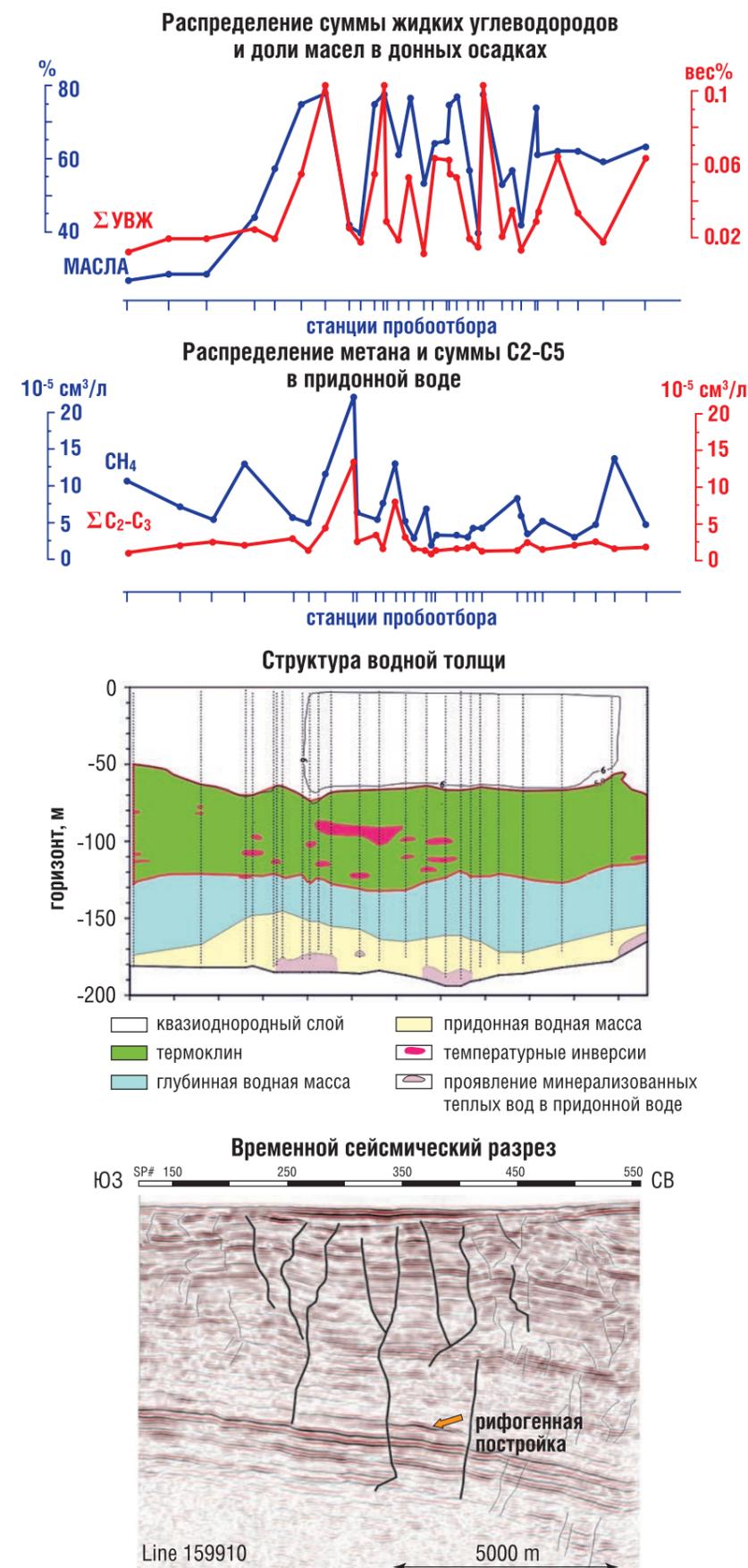
Ключевые слова: нефть, газ, газогеохимия, гидрогеохимия, сейсморазведка, донные осадки, водная толща, газообразные и жидкие углеводороды.

УДК 551:550.3

Комплексные геолого-гидрогеохимические исследования в качестве прямых поисков морских месторождений нефти и газа с участием специалистов ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга» на шельфах морей России и стран СНГ проводились с 1969 до 2007 гг на Черном, Азовском, Каспийском, Белом, Баренцевом и Балтийском морях. Начиная с 2008 г регулярные исследования проводятся на Баренцевом и Карском морях, а также эпизодические рекогносцировочные – на море Лаптевых и Чукотском море. Все работы, как правило, проводились до производства глубокого поисково-разведочного бурения на конкретных локальных структурах с их оценкой на наличие или отсутствие скоплений нефти, газа и газоконденсата в разрезе осадочного чехла. Впоследствии это подтверждалось результатами глубокого бурения. При региональных работах в пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов расширялся также фонд перспективных аномальных объектов в зонах сочленения крупных прогибов и валообразных поднятий, особенно на моноклиналях. С последними обычно связаны ловушки неантиклинального типа – литологические, тектонические и стратиграфически экранированные, рифогенные. К сожалению, выявление таких структур пока не представляет поискового интереса для нефтегазодобывающих компаний.

Основы методики геолого-гидрогеохимических исследований многократно апробировались и базируются на выявлении мигрирующих из скоплений нефти и газа в разрезе осадочного чехла эпигенетических аномалий жидких и газообразных углеводородов в позднечетвертичных донных осадках и в воде из придонно-пограничного слоя водной толщи вплоть до поверхностного микрослоя. Необходимо также сопутствующее изучение гидрофизической изменчивости структуры всей водной толщи, связанной с влиянием флюидных субмаринных разгрузок нефтяных и газообразных компонентов, отражающих наличие залежей в разрезе осадочного чехла, в реальном

РИС. 1. Комплексный геолого-гидрогеохимический профиль на рифогенной структуре (Кольско-Канинская моноклиналь, Баренцево море)



режиме времени. Выявление таких «сквозных» аномалий от донных осадков до поверхности акватории позволяет судить и о высокой реальной нефтяной или газовой продуктивности залежей в конкретной локальной структуре. Морфология выявленных перспективных аномалий углеводородов обычно представлена кольцевыми и полукольцевыми фрагментами, согласующимися с контуром структуры по предельно замкнутому опорному сейсмогеологическому горизонту, а также аномалиями, полностью закрывающими их сводовую часть. Особое место занимают кольцевые аномалии в донных осадках, связанные с так называемым «структурным фактором», когда они формируются на бесперспективных пустых структурах, отражая лишь интегральную десорбцию углеводородных компонентов из всего разреза осадочного чехла, обусловленную сжатием разреза при антиклинальном перегибе и развитием кливажной трещиноватости на крыльях локальной структуры. Разбраковка таких аномалий на перспективные и бесперспективные проводится с применением широкого комплекса геолого-гидрогеохимических методов, используемых в настоящей методике.

В перечень изучаемых гидрогеохимических компонентов входят только те, которые непосредственно присутствуют в залежах нефти и газа, т.е. являются прямыми миграционными индикаторами их скоплений. Это газообразные углеводороды от метана до пентана включительно с дифференциацией на «сухие» и «жирные» газы, двуокись углерода, а также групповой состав жидких углеводородов – хлороформенных битумоидов с количественным определением масел, нейтральных и окисленных смол, асфальтенов, а также их суммы, и парафинов. Используются также набортные определения суммарного флуоресцентного сканирования донных осадков воды на наличие в них признаков нефтяных углеводородов. В стационарной лаборатории во всех пробах проводится масспектрометрические определения C10-C40 и выборочные определения изотопного состава углерода метана и водорода в газовой фазе,

а также особенности состава углеводородных маркеров РОВ донных осадков.

В методическом плане морские экспедиционные исследования обычно складываются из двух этапов. Первый этап – регионально-рекогносцировочный проводится в пределах нефтегазоносных бассейнов по профилям сейсмозащелки 2D синхронно или по ранее проведенным профилям. Работы на каждом сейсмическом профиле начинаются с проведения опережающих пробоботбор гидроакустического профилирования и многолучевого эхолотирования для изучения рельефа и выявления участков дна и в придонной водной массе с признаками субмаринных разгрузок минерализованных вод и газов. Их целевое назначение – уточнение регулярного шага расположения станций комплексного геолого-гидрогеохимического пробоботбора с охватом высокоамплитудных акустических аномалий, «покмарок» и «газовых факелов». Комплексный пробоботбор донных осадков, воды из придонно-пограничного слоя и поверхностного микрослоя сопровождается СТД-зондированием водной толщи с метановым датчиком, что обеспечивает выявление изменчивости в структуре водной толщи по гидрофизическим показателям, обусловленным субмаринными флюидными разгрузками из скоплений углеводородов в разрезе осадочного чехла. Пробоботбор донных осадков осуществляется современными техническими средствами (боксерер, грейфер, гидростатическая, гравитационная и вибропоршневая трубки), совмещенными с батометрами из инертного материала для отбора проб воды из придонно-пограничного слоя водной толщи. Непосредственно на борту судна проводится соответствующая пробоботборка, включающая дегазацию и хлороформенную экстракцию жидких углеводородов (УВЖ) из проб донных осадков и воды, а также суммарное флуоресцентное сканирование донных осадков и воды.

На втором этапе проводятся отдельные профильные работы в пределах выявленных локальных структур вкрест или вдоль их простирания, или детальные площадные по регулярной сети

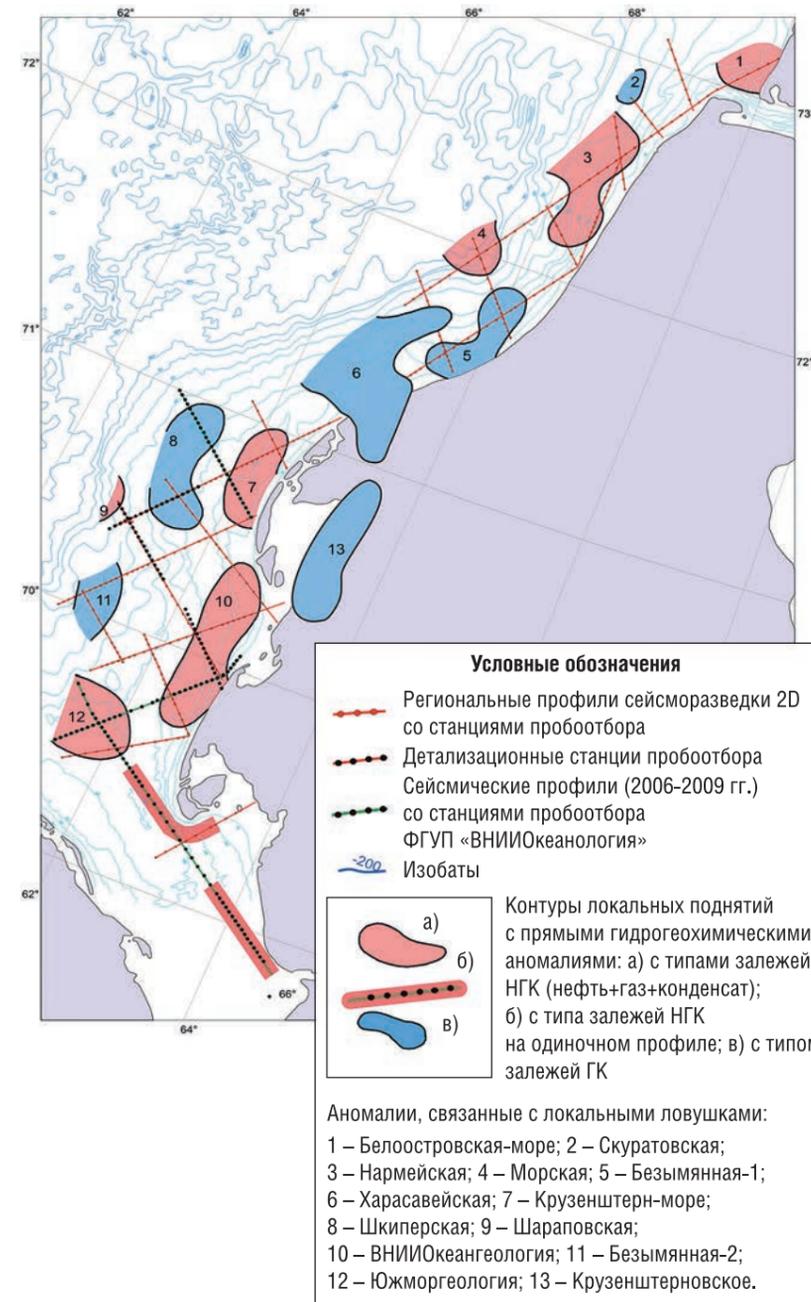
синхронно с сейсмозащелкой 2D и с использованием «легких» геофизических методов, указанных на первом этапе, для выявления структурных неоднородностей в верхней части осадочного чехла и в разрезе позднечетвертичных донных осадков.

В камеральный период строятся комплексные геолого-гидрогеохимические профили, последовательно совмещающие глубинные опорные сейсмогеологические разрезы осадочного чехла, гидроакустические или сейсмоакустические разрезы его верхней части, эхограммы многолучевого эхолота с рельефом дна, литологические разрезы позднечетвертичных и современных донных отложений, залегающих на поверхности дна, со структурой водной толщи, кривые или гистограммы распределения компонентов жидких углеводородов и газовой фазы в донных осадках и водной толще. Сопоставление таких комплексных профилей и структурно-геохимических карт по опорным сейсмогеологическим горизонтам наглядно обеспечивает интерпретацию всех полученных результатов с выводами о наличии скоплений нефти и газа в разрезе осадочного чехла, определение их контуров и привязку к конкретным опорным сейсмогеологическим горизонтам.

Конкретные морские экспедиционные исследования в 2008–2014 гг. с применением описанной выше методики на арктическом шельфе проводились по сейсмическим профилям 2D непосредственно на рифогенных структурах Кольско-Канинской моноклинали в Баренцевом море, затем на Карском море в пределах транзитной зоны западного приямальского шельфа и в Байдарацкой губе, а также на подготовленной к глубокому поисково-разведочному бурению Университетской структуре на лицензионном участке «Восточно-Приновоземельский-1».

В 2008–2009 гг. по контракту с ОАО «Северморнефтегаз» проведены комплексные геолого-гидрогеохимические исследования на трех концессионных участках с рифогенными образованиями на Кольско-Канинской моноклинали. На одном из них (рис. 1) были выявлены интенсивные

РИС. 2. Схематическая структурно-геохимическая карта приямальского шельфа и Байдарацкой губы по результатам региональных комплексных геофизических и гидрогеохимических исследований



миграционные аномалии жидких углеводородов в донных осадках с 75% долей масел, что характерно для нефти в аналогичной разбуренной структуре на плато Финмарк на шельфе Норвегии [1]. Здесь же присутствуют аномалии «жирных» нефтяных газообразных углеводородов. Высокая интенсивность субмаринных разгрузок отразилась в изменчивости структуры водной толщи с появлением более теплых вод в придонной водной массе и в

наличии температурных инверсий (рис. 1), что свидетельствует о продуктивности предполагаемой здесь нефтяной залежи, субмаринные флюидные разгрузки из которой протекают в реальном режиме времени.

Необходимо особо остановиться на общих перспективах Кольско-Канинской моноклинали и аналогичной моноклинали в южной части Карского моря, характеризующихся в истории своего развития многоактными

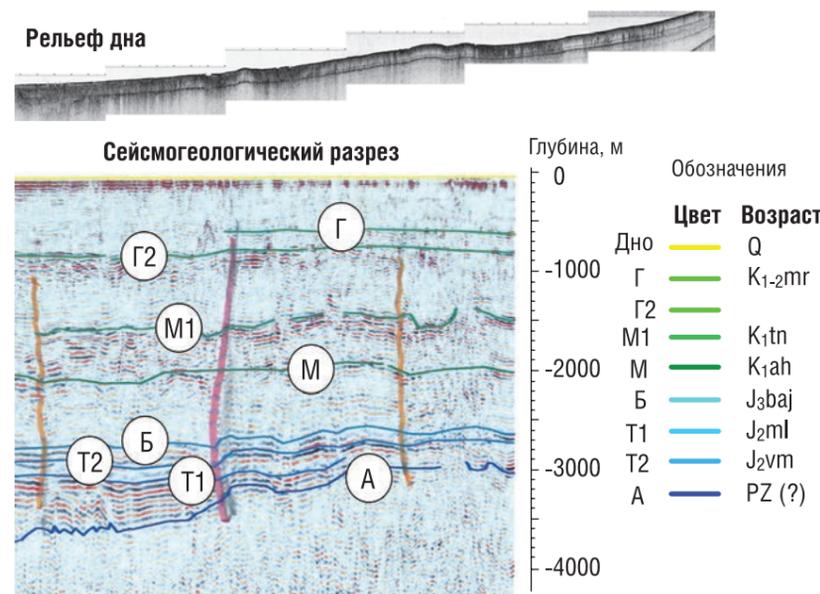
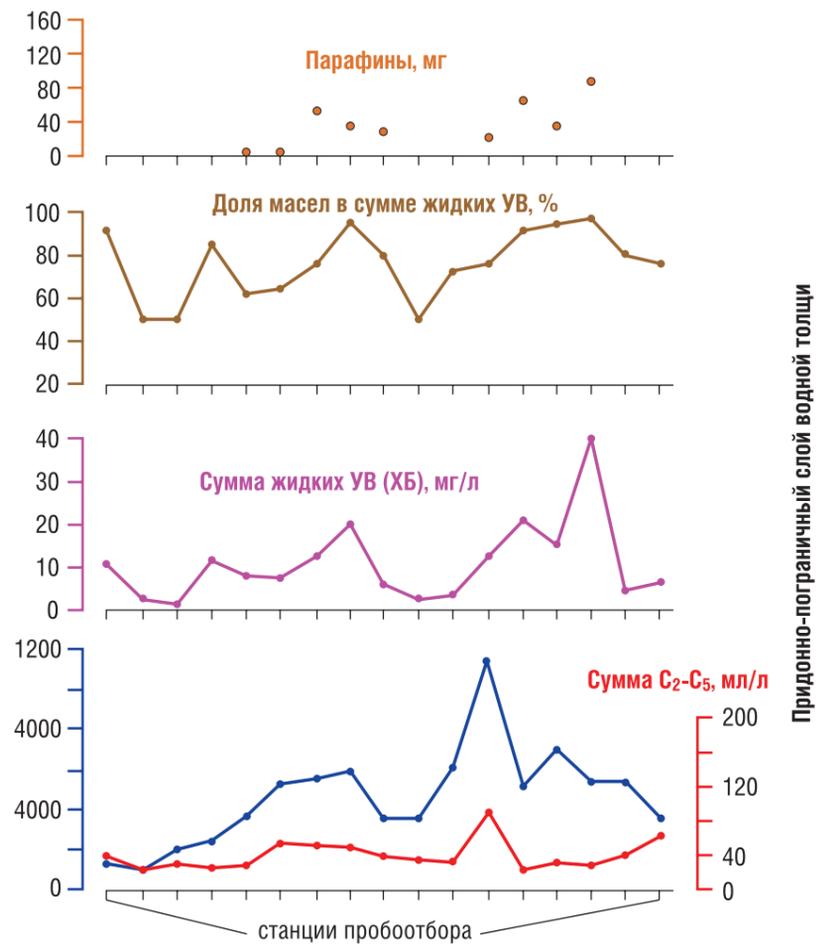
трансгрессивными и регрессивными циклами и безусловным наличием неантиклинальных ловушек – типа литологически и стратиграфически экранированных в палеозойских отложениях осадочного чехла с вероятными крупными скоплениями нефти и газа. Это обуславливает необходимость проведения здесь хотя бы регионально-рекогносцировочных комплексных геолого-гидрогеохимических исследований по нескольким из проведенных ранее сейсмическим профилям.

В 2012–2013 гг. проводились региональные профильные исследования с использованием описываемой методики синхронно с сейсмозащелкой 2D на западном приямальском шельфе в транзитной зоне, включая Байдарацкую губу, что позволило впервые на арктическом шельфе составить схематическую структурно-геохимическую карту (рис. 2). «Прямые» миграционные аномалии жидких и газообразных углеводородов в её пределах привязаны как к антиклинальным перегибам известных локальных структур, так и к выявленным новым с вероятными скоплениями углеводородов в их недрах и с определением их типов (нефть, газ, конденсат). Из ранее известных структур это Скуратовская, Нармейская, Морская, Харасавей-море, Крузенштерн – море, Шкиперская, Шараповская и Южморгеология. Из новых объектов это Белоостровская-море, ВНИИОкеангеология и две безымянные (рис. 2).

Поисковый интерес представляет выявленное крупное поднятие ВНИИОкеангеология, примыкающее к береговой линии и морфологически сопоставимое с Крузенштерновским поднятием на сопредельной суше. На рис. 3 приведен детализационный комплексный геолого-гидрогеохимический профиль с интенсивными аномалиями газообразных и жидких углеводородов, связанных с опорными сейсмогеологическими горизонтами в меловых и юрских отложениях.

Высокая доля масел в сумме жидких углеводородов, достигающая 70–90%, может свидетельствовать о скоплении в разрезе осадочного чехла проявлений нефти, газа и газоконденсата.

РИС. 3. Детализационный комплексный геолого-гидрогеохимический профиль через поднятие ВНИИОкеангеология (южная часть приамальского шельфа Карского моря)



В Байдаракской губе проявились два крупных аномальных объекта (рис.2) с интенсивными аномалиями жидких углеводородов с высокой долей масел и парафинов в придонно-пограничном слое

водной толщи, коррелирующиеся на региональном сейсмическом профиле с двумя крупными антиклинальными перегибами и биогермами в палеозое, а также в юрских отложениях. Здесь

необходимо особо отметить масштабное «загрязнение» парафинами придонной водной массы. Ранее подобные масштабы загрязнения мы наблюдали только в Апшеронском заливе на Каспийском море.

В пределах выявленных локальных структур на приамальском шельфе необходимо проведение площадных поисковых сейсморазведочных 2D работ, синхронных с геолого-гидрогеохимическими исследованиями с шагом профилей по сети 5x5 км и с шагом комплексного пробобора в 2 и 5 км с общей целью подготовки объектов для лицензирования. Первоочередными следует считать работы в Байдаракской губе, как наиболее привлекательные по существующей здесь инфраструктуре и благоприятной общей гидрологической обстановке в пределах акватории губы.

Особое место занимают исследования на Университетской структуре в 2013 г. (рис 4). Здесь было проведено два комплексных геолого-гидрогеохимических профиля с регулярным пробобором вкрест ее простирания через проектные точки заложения двух глубоких поисково-разведочных скважин (рис. 4). К сожалению, мы не имели временных сейсмических разрезов, и выбор станций пробобора определялся по общему контуру структуры по предельно замкнутым изогипсам, отождествляемым с баженовской свитой и меловыми отложениями. Выявленные здесь интенсивные миграционные аномалии газообразных углеводородов и жидких хлороформных битумоидов с высокой долей масел при наличии парафинов в придонной воде и проявлений термогенных изопреноидов (пристана и фитана) в донных осадках позволили нам прогнозировать наличие в структуре залежей легкой нефти в юрских отложениях и газа в меловых. Проведенное в 2014 г. глубокое бурение на первой проектной скважине полностью подтвердило результаты нашего прогноза, вскрывшее залежи газа в меловых отложениях в объеме 338 млрд куб м и более 100 млн тонн легкой нефти в юрских отложениях (информации И.И. Сечина, «Известия» от 29.09.2014 г.). Новое месторождение носит теперь название «Победа».

Как показывает наш опыт многолетних комплексных геолого-гидрогеохимических исследований в пределах морских нефтегазоносных бассейнов, а также приведенные выше результаты работ, показывают необходимость обязательного комплексирования сейсморазведочных и геолого-гидрогеохимических исследований на всех стадиях нефтегазопоисковых работ до производства глубокого поисково-разведочного бурения. В целом, это позволит определить предполагаемый контур нефтяных и газовых залежей с их привязкой к конкретным опорным сейсмогеологическим горизонтам и определением возможных типов залежей. ●

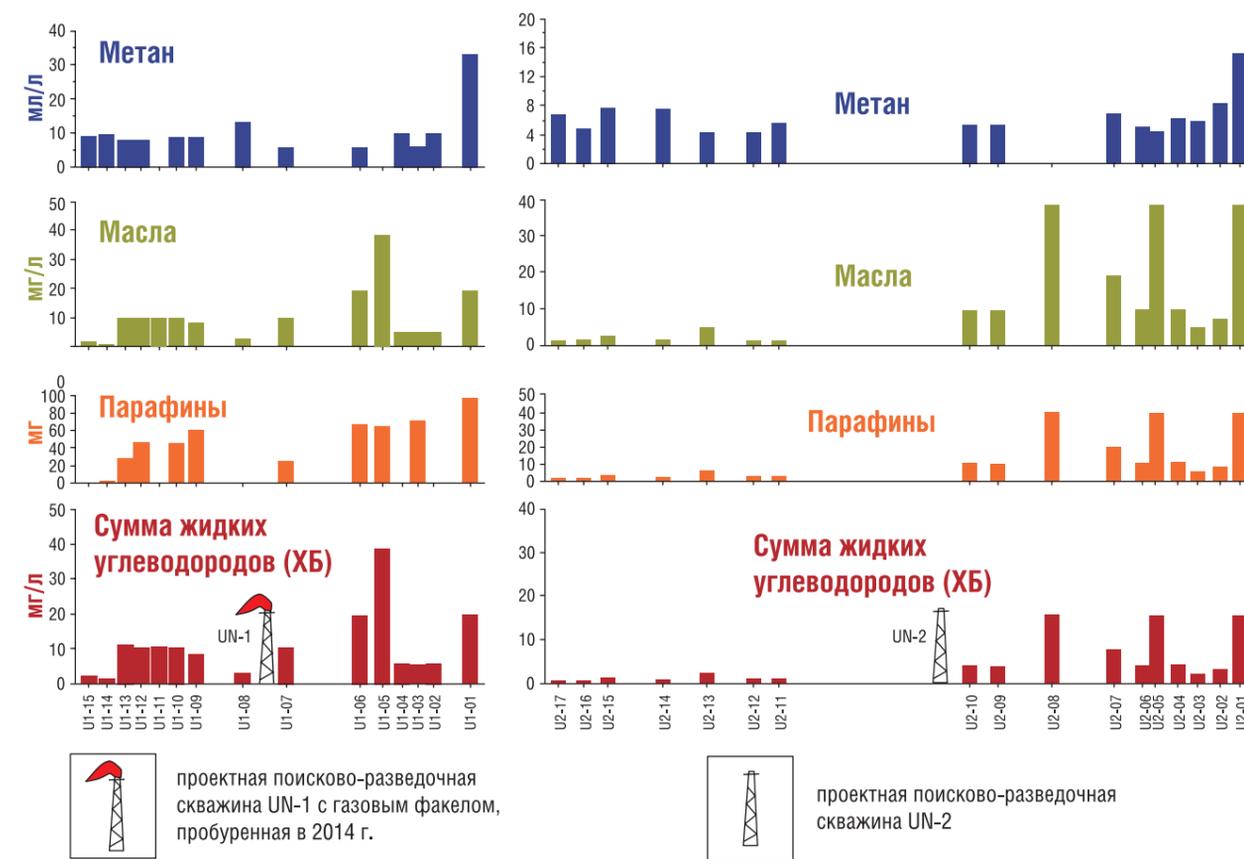
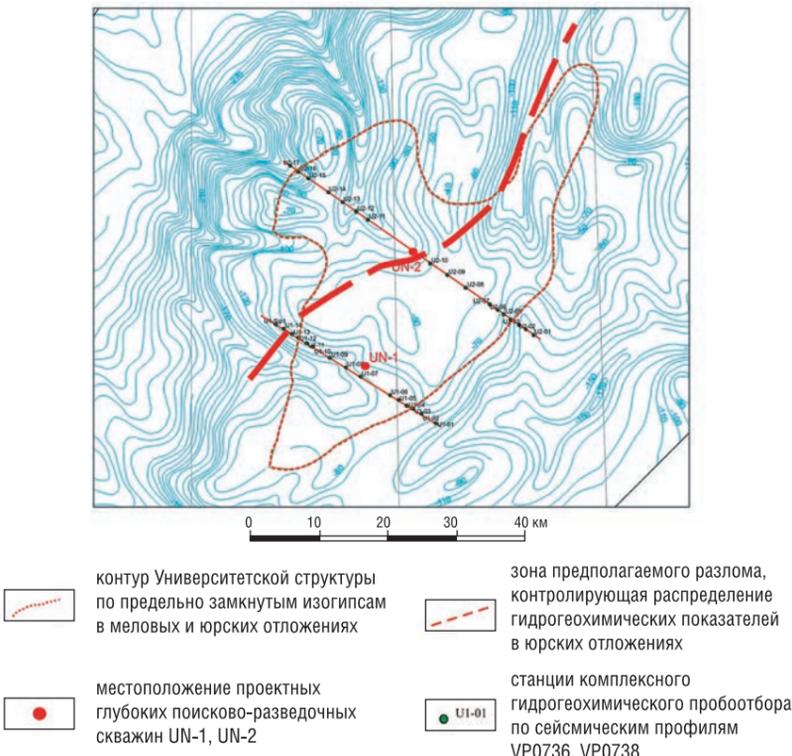
Литература

1. Бурлин Ю.К., Ступакова А.В. Природные резервуары бассейнов Арктики и их нефтегазоносность //Разработка месторождений Арктического шельфа. Тронхейм, Норвегия, 2000, С. 15–35.

KEY WORDS: oil, gas, hatergekimana, hydrogeochemistry, seismic, bottom sediments, water column, gaseous and liquid hydrocarbons.

РИС. 4. Гистограммы распределения гидрогеохимических показателей в придонно-пограничном слое водной толщи вдоль сейсмических профилей VP 0736 и VP 0738 на Университетской структуре

Схема расположения станций комплексного гидрогеохимического пробобора на батиметрической основе по сейсмическим профилям на Университетской структуре



ДОСТУПНОСТЬ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА: разведочное бурение в стратегии освоения месторождений

ДОСТУПНОСТЬ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ СТРАТЕГИЕЙ ЕГО ОСВОЕНИЯ, КОТОРАЯ РЕАЛИЗУЕТСЯ ЧЕРЕЗ РАЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГОСУДАРСТВЕННОГО ИНФРАСТРУКТУРНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ПОТЕНЦИАЛА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КОММЕРЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. ВАЖНЕЙШИМ ФАКТОРОМ ЯВЛЯЕТСЯ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭТИМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ УСЛОВИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

THE AVAILABILITY OF RUSSIAN ARCTIC OIL AND GAS SHELF IS LARGELY DETERMINED BY THE STRATEGY OF ITS DEVELOPMENT, WHICH IS IMPLEMENTED IN THE RATIONAL SCHEME OF USING PUBLIC INFRASTRUCTURE CONSTRUCTION AND CAPACITY OF DOMESTIC COMMERCIAL COMPANIES. THE MOST IMPORTANT FACTOR IS GOVERNANCE OF THESE OPPORTUNITIES TO CREATE CONDITIONS FOR INTERACTION AT VARIOUS STAGES OF DEVELOPMENT OF DEPOSITS

Ключевые слова: шельф, импортозамещение, нефтегазовые месторождения, разведочное бурение, госрегулирование.

Таровик Владимир Иванович,
Главный конструктор отдела системной интеграции Крыловского государственного научного центра

Очевидно, интегральным показателем доступности российского арктического шельфа для разработки морских нефтегазовых месторождений является создание возможности плановой добычи, переработки и использования нефти, газа и газового конденсата. Весь процесс достижения этой цели можно разделить на основные этапы, т.е.

- предварительные поисковые исследования,
- поисковая и разведочная сейсморазведка,
- поисково-разведочное бурение,
- добычное бурение,
- промышленная разработка, добыча и переработка продукции месторождения,
- отгрузка, транспортировка,
- поставка потребителю.

Смысл обозначения первых трех этапов освоения месторождений курсивом станет понятен из приведенных ниже положений.

В принципе, возможны два различных, но взаимодополняющих варианта действий при выполнении задач каждого из перечисленных этапов.

Один из них, «коммерческий», который может быть построен на основании широкого использования промышленных, финансовых и коммерческих механизмов международной кооперации и взаимодействия. Сотрудничество в этом направлении имеет огромные и понятные преимущества, однако, как и у всякого процесса имеет место и негативная сторона, которую не стоит упускать из вида. Например, в процессе такого сотрудничества для российских нефтегазовых компаний становится целесообразным использовать административные ресурсы для получения лицензий на разработку нефтегазоносных участков шельфа. Сам по себе факт наличия таких лицензий является благом для компании, и

дает возможность повышения её капитализации в коммерческом финансовом аспекте своей деятельности. Однако, появляется тенденция к ограничению лишь финансово-коммерческой деятельностью, а всю тяжелую работу по промышленному освоению лицензионных участков переложить на иностранные компании, имеющие обширный опыт и технологические возможности проведения морских работ. Но, поскольку для них коммерческие, промышленные и финансовые интересы не могут ограничиваться только функциями подрядчика, появляется вынужденная необходимость привлечения иностранных компаний в качестве совладельцев российского нефтегазового бизнеса. Оптимальной формой такого взаимодействия является построение партнерских отношений и сбалансирование бизнес-интересов. Однако, равновесие, при этом, является неустойчивым, зависит от множества привходящих факторов и легко может быть нарушено. Типичным примером является известная история с санкциями против российских компаний, направленными на конкурентное разрушение наших технологических возможностей. Крайне негативной, в «коммерческом» варианте, для технологического развития моделью является колониальная форма взаимодействия с иностранными компаниями на основании соглашений о разделе продукции. При этом, никакой промышленной и технологической кооперации вообще не предусматривается, а минимально приемлемая доходность держателя государственной лицензии является, фактически, не слишком дорогим входным билетом на чужой шельф.

Существует обширный мировой опыт по сейсморазведке и морскому разведочному бурению, а также развитый морской рынок сейсморазведочных судов и морских мобильных буровых установок различных типов. Однако довольно сложно, а практически и невозможно, подобрать для фрахта и использования в российской Арктике необходимое судно или установку, оптимальные по временным и технологическим параметрам. В дополнение к этим трудностям, возникает

проблема с привлечением средств обустройства с целью формирования адекватного комплекса морских средств по обеспечению сейсмических и буровых работ, которые имели бы соответствующий ледовый класс, автономность, грузоподъемность и пр.

Вполне естественно, что российская частная компания, даже с высокой долей государственного участия, объективно стремится сократить свои финансовые издержки и минимизировать расходы инфраструктурного характера. При наличии эффективных мощностей по континентальной разведке, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, требуются веские основания заниматься протяженными во времени, дорогостоящими и рискованными шельфовыми проектами. Так, например, разведочная сейсморазведка и разведочное бурение требуют значительных собственных инвестиций в реализацию лицензионных обязательств, а риски низкой коммерческой эффективности или несвоевременного введения месторождения в эксплуатацию достаточно высоки. Однако их опыт буровых работ и обустройства наземных месторождений может быть эффективно использован для промышленного освоения нефтегазового шельфа на этапах добычного бурения, добычи, переработки и поставки продукции.

Второй вариант – «государственный», который естественным образом формируется на основании исторического российского опыта целевого государственного планового управления. Дискуссия на эту тему продолжается и может продолжаться неопределенно долгое время, однако, уже последнее десятилетие дало возможность оценить и сопоставить недостатки и преимущества такой системы централизованного развития крупных государственных промышленных проектов. При аккуратном использовании механизмов планового управления есть возможность включить в процесс освоения арктического шельфа необходимый собственный промышленный потенциал, с учетом необходимого целесообразного уровня международной кооперации. Пренебрегать использованием

такого централизованного механизма крайне нерационально, учитывая то, что арктический нефтегазоносный шельф является территориальным, а российский научно-технический, проектный и промышленный потенциал вполне соответствует поставленной задаче обеспечения доступности ресурсов. С этой точки зрения нет необходимости использования рискованных рыночных коммерческих механизмов на ранних этапах освоения месторождений, к которым относятся этапы предварительных поисковых исследований, поисковой и разведочной сейсморазведки, а также поисково-разведочного бурения, а более целесообразно использовать целевое плановое финансовое и промышленное управление.

Одним из важнейших аспектов конкуренции с иностранными компаниями в развитии арктических шельфовых буровых технологий является доступность финансовых ресурсов для долговременных промышленных проектов. «Западная» практика финансирования располагает возможностью обеспечить приемлемое финансирование в масштабах 20–25 лет, чего в российском коммерческом кредитовании ожидать не приходится. Поэтому, для обеспечения доступности российского арктического нефтегазового шельфа, по крайней мере на этапах сейсморазведки и разведочного бурения, необходимо противопоставить коммерческим и технологическим возможностям иностранных компаний централизованный финансовый и научно-промышленный государственный потенциал.

Таким образом, в вопросе о доступности нефтегазовых ресурсов российского арктического шельфа, сегодня представляется назревающей, а возможно и очевидной, необходимостью принятия решения о преимущественном варианте на конкретных этапах освоения морских месторождений.

Имеет смысл отметить также, что мировой рыночный механизм регулирования морской нефтегазовой отрасли, со своими инструментами конкуренции, скрытого государственного влияния участников и откровенного внекоммерческого подавления в

УДК 622.24



виде санкций, достаточно сложно преодолеть внутрироссийскими коммерческими технологиями. Для противодействия санкционным ограничениям и успешной конкуренции на внешнем и развитии внутреннего нефтегазового рынка, в России есть все необходимые научные, проектные, промышленные и ресурсные предпосылки, которые определяют целесообразность усиления государственного планирования при освоении собственного арктического шельфа. Возникает только вопрос, – на каком этапе этого процесса целесообразно использовать коммерческий, а на каком государственный вариант? Основывать ли освоение нефтегазового шельфа на использовании коммерческих принципов и преимущественного ответственного вовлечения в этот процесс крупных частных компаний с государственным участием, или, все же, опираться на централизованное государственное управление с привлечением частных компаний в качестве ответственных исполнителей отдельных технических и коммерческих функций?

Исходя из общего принципа о том, что инфраструктурное строительство является государственной задачей (по аналогии со строительством дорог, портов и пр.), начальные этапы освоения нефтегазоносного шельфа должны выполняться на основании плановой государственной деятельности. Основными этапами такого инфраструктурного строительства являются предварительные поисковые исследования, морская поисковая

и разведочная сейсморазведка, а также разведочное бурение. После выполнения этих работ, когда определены основные параметры месторождения, его конфигурация и коммерческая эффективность, ответственность за освоение месторождения, в том числе и за добычное бурение могут быть переданы в руки коммерческих компаний на основании лицензий. При таком построении процесса освоения месторождений у частной компании появляется возможность планирования своей доходности на основании понятных бизнес-проектов, так как продуктивность месторождения является доказанной предшествующими государственными инфраструктурными исследованиями. Выполнение ими лицензионных обязательств даст возможность вернуть в бюджет государственные инвестиционные финансовые средства на инфраструктурное строительство. Следовательно, лицензии на разработку российских нефтегазовых месторождений должны выдаваться после завершения государственных инфраструктурных исследований. С одной стороны, такая схема приведет к повышенной нагрузке на бюджет, однако, с другой, даст возможность серьезно повысить интерес частных нефтегазовых компаний к расширению своего бизнеса на российском арктическом шельфе. В начале статьи первые три из перечисленных этапов обозначены курсивом именно из этих соображений.

Таким образом, при рассмотрении отмеченных выше вариантов, можно сделать вывод о том, что оба варианта имеют свои положительные стороны, однако целесообразность и эффективность их использования определяется этапностью освоения месторождений.

Для того, чтобы этот процесс был контролируемым на каждом этапе, требуется общее государственное управление. На этапе предварительных поисковых исследований, сейсморазведки и разведочного бурения – управление должно быть более глубоким, с участием государственной компании как ответственного исполнителя, а на этапе коммерческого освоения – добычного бурения, добычи, переработки и поставки на рынок нефтегазовой продукции – лицензионной ответственностью частных коммерческих компаний.

Поскольку этап поисково-разведочного бурения подпадает под определение государственного инфраструктурного обустройства морского нефтегазового месторождения, целесообразно рассмотреть, насколько могут быть реализованы возможности импортозамещения в этой части морской деятельности на нефтегазовом шельфе. Как известно, поисково-разведочное бурение предназначено для оконтуривания месторождения и определения его коммерческой перспективности. С этой целью на запланированную глубину бурятся вертикальные скважины, каждая из которых представляет собой капитальное сооружение. Основой технологии разведочного бурения является буровое и технологическое оборудование, а в качестве носителя этого оборудования используется морское сооружение. Таким сооружением может быть платформа соответствующего типа или буровое судно.

Для разведочного бурения на мелководных участках (до 30 м), в течение допустимого по ледовым условиям временного периода, полагается целесообразным использование самоподъемных буровых установок (СПБУ). На более глубоких акваториях – до 70 м, при ледовых полях толщиной 0,3–0,5 м, в условиях адекватного управления ледовой обстановкой целесообразно использование полупогружных буровых установок (ПБУ). Для более тяжелых ледовых условий и глубин от 70 до 400 м, возможно использование буровых судов (БС) турельного типа, имеющих высокий ледовый класс, якорно-швартовную систему удержания на точке бурения и систему динамического позиционирования.

В связи с тем, что СПБУ, в своем рабочем положении опирается на донный грунт, её палубный буровой комплекс (т.н. верхнее строение), обеспечивающий процесс бурения, практически повторяет континентальный аналог. Инерционные нагрузки и особенности работы оборудования, связанные с морской качкой в данном случае не рассматриваются. Требуется, однако, адаптация комплекса к гидрометеорологическим условиям эксплуатации с точки зрения винтеризации, антикоррозионной защиты и др. По оценкам ведущих производителей бурового и технологического оборудования сегодня можно рассчитывать на 70–75 процентное импортозамещение и локализацию его производства в России. Сложнее обстоит дело с оборудованием, работающим в морской воде и на донном грунте. Это, прежде всего, райзерная система и подводное противовыбросовое оборудование (превентор). Райзерная система как водоотделяющая колонна обеспечивает функционирование буровой колонны от поверхности воды до муфты сборного блока противовыбросового оборудования (превентора), который располагается на устье скважины. Райзерная система и превентор требуют своей отечественной разработки, так как являются ключевыми элементами бурового комплекса, и при санкционном ограничении его комплектация не представляется возможной.

Для ППБУ добавляется еще один ключевой элемент, требующий самостоятельной разработки – это компенсатор вертикальных колебаний буровой колонны. Компенсатор представляет собой гидравлическую систему, отрабатывающую вертикальные колебания ППБУ на частоте наиболее интенсивной вертикальной качки. При разработке компенсатора требуется также комплексное проектирование талевого блока и верхнего привода.

С точки зрения функционирования бурового комплекса, у БС картина складывается аналогичной ППБУ. Разница, довольно принципиальная в пользу БС, заключается в достижимом у него более высоком ледовом классе, развитой системе удержания на точке

бурения, высокой технологической автономности, мобильности, меньшей номенклатуре судов обеспечивающего флота в составе средств обустройства и ряд других.

На основании совместного со специалистами ООО «Уралмаш НГО Холдинг» рассмотрения возможностей и путей использования российских буровых технологий, сделан вывод о том, что с целью максимально достижимого импортозамещения бурового и технологического оборудования требуется решение следующих задач :

1. Модернизация в морском исполнении:

- буровой вышки с навесным оборудованием;
- механизма подачи бурового инструмента с главной палубы;
- механизма подачи секций райзера;
- механизированных шурфов;
- буровой лебедки с приводом;
- буровых насосов с приводом;
- ротора с приводом;
- вспомогательных лебедок;
- укрытия буровой вышки и подвышечного основания;
- талевого блока;
- канатной лебедки с приводом;
- механизма крепления неподвижной ветви каната;
- системы пневмотранспорта сыпучих материалов;
- линии дросселирования и глушения;
- кабины бурильщика;
- манифольда бурового раствора;
- цементировочного манифольда;
- освещения помещений бурового комплекса и вышки;
- автоматической системы управления основными приводами (АСУ)
- комплекса циркуляционной системы;
- системы верхнего привода (СВП) грузоподъемностью 750 тонн с направляющей;
- механизма вертикальной расстановки свечей;
- площадки для центрирования обсадных труб и обслуживания секций райзера с гидравлическим приводом.

2. Проектирование, изготовление, испытания и поставка основных блоков технологического оборудования:

- бурового райзера, с комплексом оборудования управления скважиной;
- компенсатора вертикальной качки буровой колонны;
- комплекса подводного устьевого оборудования.

Эти три основных блока являются высоко технологичными изделиями, и их производством занимаются ограниченное количество зарубежных компаний. В случае форс-мажорных, санкционных или каких либо иных проблем с их поставкой, сборка бортового бурового комплекса оказывается невозможной. Поэтому локализация их производства является важной государственной задачей, без решения которой вопрос о доступности ресурсов собственного арктического шельфа становится трудноразрешимым.

В соответствии с требованиями международных сертификационных обществ, подводное оборудование, до поставки, должно проходить соответствующие натурные испытания. Помимо такого рода требований, необходима и собственная проектная и производственная уверенность в технологической готовности оборудования, что может быть получено только на основании натурных испытаний. Создание комплекса, обеспечивающего натурные испытания, является определенной самостоятельной задачей, которая связана с:

- выбором соответствующих акваторий для расположения полигона;
- определением номенклатуры обеспечивающих судов и их фрахтованием;
- наличием производственных возможностей для наладки и подготовки вспомогательного оборудования;
- созданием берегового комплекса обработки информации;
- кадровым обеспечением;
- и др.

Подводя некоторый итог, можно сделать вывод о том, что доступность российского нефтегазового шельфа определяется широким спектром



актуальных задач различного масштаба. Наиболее масштабной является задача структурирования государственного подхода к этому промышленному направлению. Возможно, наступает время определенной коррекции принципиального подхода к финансово-промышленной схеме освоения шельфа. Первые этапы, связанные с инфраструктурным обеспечением обустройства месторождений, а именно – предварительные исследования, поисковую и разведочную сейсморазведку, поисково-разведочное бурение целесообразно сосредоточить в рамках компетенции и ответственности государственных организаций, с соответствующим бюджетным финансированием.

Когда становится понятна коммерческая целесообразность дальнейшего освоения конкретного месторождения, лицензия на его разработку может передаваться частной компании. И если на первых этапах «до-лицензионной»

разработки шельфового месторождения предусматривается глубокая степень государственного управления, с ответственностью исполнителей работ за бюджетные средства, то на последующих этапах «лицензионного» освоения государственное регулирование носит опосредованный характер, и осуществляется через налоговую систему и органы государственного контроля.

Задачи технического масштаба напрямую связаны с вопросами импортозамещения. Например в области морских поисково-разведочных буровых работ в российской Арктике достаточно большая часть оборудования может быть произведена в России. Для него требуется, однако, соответствующая адаптация к морским условиям эксплуатации. Ряд блоков технологического оборудования, работающих в морской среде необходимо производить самостоятельно.

В заключение хотелось бы еще раз подчеркнуть тезис о том,

что доступность российского нефтегазового арктического шельфа во многом определяется стратегией его освоения, которая реализуется через рациональные схемы использования возможностей государственного инфраструктурного строительства и потенциала отечественных коммерческих компаний. Важнейшим фактором является государственное управление этими возможностями для создания условий взаимодействия на различных этапах освоения месторождений. Технической стороной такого государственного управления является поддержка работ, направленных на импортозамещение и локализацию производства ключевых технологий, которые могут быть уязвимы в результате конкурентного или санкционного давления. ●

KEY WORDS: *shelf, import substitution, oil and gas field, exploration drilling, regulation.*

АвтоВАЗ представил Lada Largus на газовом топливе

6–7 августа 2015 года в Санкт-Петербурге состоялся III Международный Евразийский форум «ТАКСИ», на котором АвтоВАЗ представил новую модель Lada Largus CNG, двигатель которой работает на сжатом природном газе.

Проект по выпуску 300 пилотных газовых версий Lada Largus реализуется в рамках меморандума о сотрудничестве компаний «Газпром газомоторное топливо», АвтоВАЗ и «АТС-сервис». Проект направлен на расширение модельного ряда отечественной легковой техники, работающей на природном газе.

В конце прошлого года Госкомиссия Минпромторга РФ провела приемку гибридных автомобилей, разработанных АвтоВАЗом. Компания вела работу над проектом с 2012 г.

Гибридная силовая установка совмещает в себе двигатель внутреннего сгорания и электрический привод. Электротяга позволяет уменьшить расход топлива и, соответственно, снизить вредные выбросы в атмосферу. Новые автомобили соответствуют нормам токсичности «Евро-5» и «Евро-6».



Были созданы 3 версии гибридного автомобиля, предусмотренные для седана Lada Granta (но возможно применение и для других моделей). Ранее на АвтоВАЗе разрабатывалась 2-топливная Lada Priora, основным топливом для которой является СПГ, а бензин используется в качестве резервного горючего.

Гибридный внедорожник есть и у Mitsubishi. Outlander PHEV впервые принял участие в ралли Asia Cross Country 2013 г. В 2013 г. к гибридам прикипел и Р. Абрамович, который с женой его партнера – З. Швидлер, инвестировали 5 млн фунтов стерлингов в британскую Clean Air Power, занимающуюся разработкой гибридных двигателей на природном газе.



Зарядные станции для электромобилей Tesla в Китае

3 августа 2015 г Tesla China, китайский филиал американской Tesla, производителя одноименной марки электрокаров, принял решение о начале стратегического сотрудничества с ризлторской Hang Lung Properties.

Целью сотрудничества станет строительство зарядных колонок в ТЦ под управлением Hang Lung в 6 городах КНР. Tesla China намерена установить сверхмощные зарядные станции и зарядные колонки в жилых микрорайонах китайских городов.

В Tesla motors придумали не заряжать батареи, а производить их замену за считанные минуты. Автомобили Tesla можно заряжать от розетки на 220 вольт. Известно, что стоимость замены или зарядки батареи существенно дороже, чем заправка бензином, но в эксплуатации электромобили существенно дешевле, потому что нет коробки передач, и многое другое.

25 июня 2015 г Tesla объявила о намерении создать 7 сетей

зарядных станций для электромобилей в главных городах КНР и популярных у туристов местах уже в 2015 г.

Стоимость зарядной станции с заменой батареи оценивается в 0,5 млн долл США.

В список попали в основном объекты всемирного наследия ЮНЕСКО – дельта реки Янцзы, Пекин-Тяньцзинь-Хэбэй и горы Хуаншань на востоке страны.

В России тоже есть аналогичная сеть для зарядки электрокаров Tesla, но их количество, стоимость и сложность эксплуатации на фоне углеводородного богатства страны не позволяет дать обнадеживающий прогноз для развития такого бизнеса.

Спортивная история успеха в дизельной версии Porsche Cayenne Diesel

Лучшие истории успеха не имеют конца. Что может быть лучше, если дух спортивного автомобиля сохраняется даже в самой долгой поездке. За рулем нового Cayenne Diesel Вы ощутите все преимущества экономичности без ущерба для наслаждения поездкой. Высокая мощность и впечатляющий крутящий момент уже при низкой частоте вращения. Ведь даже в дизельной версии Cayenne продолжает писать свою спортивную историю успеха, удачно сочетая такие противоречивые на первый взгляд понятия, как динамика и экономичность. Вот оно истинное проявление энтузиазма. Во всем, а не только в дальней поездке. Найдите свой идеальный спортивный автомобиль на каждый день в салонах Порше Центр Москва на Ленинградском шоссе 71А, стр.10 и на ул. Смоленская, 3. ●



ООО «СТРОЙНЕФТЕГАЗ»

ПРОФЕССИОНАЛИЗМ, КАЧЕСТВО, СКОРОСТЬ

<http://www.sng2000.ru/>



- ▶ ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА
- ▶ ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ▶ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ
- ▶ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ

г. Павлово,
ул. Чапаева, д.43
Тел.: +7(499) 702-44-92,
+7(499) 709-78-08,
+7(499) 709-79-95
info@sng2000.ru

Продукция соответствует требованиям Ростехнадзора РФ.
Продукция соответствует требованиям ОАО «Газпром» и ОАО «АК «Транснефть»



КОМПЛЕКСНЫЕ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

СИСТЕМНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОБИЛЬНЫХ И ДЕШЕВЫХ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕ- ГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НАЧАЛОСЬ В ПОСЛЕДНЕЙ ТРЕТИ ПРОШЛОГО ВЕКА, И С ТЕХ ПОР ОБЪЕМЫ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ УСТОЙЧИВО РАСТУТ. ЭТОМУ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ СПОСОБСТВОВАЛИ, БЕЗ ПРЕУВЕЛИЧЕНИЯ, РЕВОЛЮЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ В ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЕМОК, ПРОИЗОШЕДШИЕ НА РУБЕЖЕ ВЕКОВ И СВЯЗАННЫЕ, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, С ШИРОКИМ ВНЕДРЕНИЕМ В ПРАКТИКУ РАБОТ СПУТНИКОВЫХ НАВИГАЦИОННЫХ СИСТЕМ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ (МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ), А С ДРУГОЙ СТОРОНЫ – С РАЗВИТИЕМ НОВЫХ СИСТЕМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ, БАЗИРУЮЩИХСЯ НА ВОЗМОЖНОСТЯХ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТЕХНИКИ

SYSTEM USING MOBILE AND CHEAP AIRBORNE GEOPHYSICAL METHODS IN THE STUDY-RESEARCH INSTITUTE OF OIL GETPERSPECTIVE TERRITORIES BEGAN IN THE LAST THIRD OF THE LAST CENTURY, AND SINCE THEN THE VOLUME OF ITS WORK ARE STEADILY INCREASING. THE SPO-CHALLENGED, WITHOUT EXAGGERATION, A REVOLUTIONARY CHANGE IN TECHNOLOGY AND AIRBORNE GEOPHYSICAL SURVEYS, WHICH OCCURRED AT THE TURN OF THE CENTURY AND IS CONNECTED, ON THE ONE HAND, WITH THE WIDE INTRODUCTION IN PRACTICE OF WORK OF SATELLITE NAVIGATION SYSTEMS AND THE USE OF MODERN ELEMENT BASE (MICROPROCESSOR TECHNOLOGY), AND ON THE OTHER HAND – WITH THE DEVELOPMENT OF NEW SYSTEMS INTERPRET THE DATA BASED ON THE CAPABILITIES OF HIGH-PERFORMANCE COMPUTER EQUIPMENT

Ключевые слова: аэрогеофизика, шельф, аэромагнитометры, навигационное обеспечение, нефтегазопоисковые работы.

Бабаянц Павел Суменович,
главный геофизик
АО «ГНПП «Аэрогеофизика»

Контарович Олег Рафаилович,
заместитель директора
АО «ГНПП «Аэрогеофизика»

В настоящее время аэрогеофизические методы и технологии находят свое применение на всех этапах изучения нефте- газоперспективных территорий, начиная с ранних стадий опосискования и вплоть до транспорта добытой нефти. Особенности их использования и результативность регулярно обсуждается в научных публикациях и на различных форумах как в России [1, 2], так и за рубежом [3, 4].

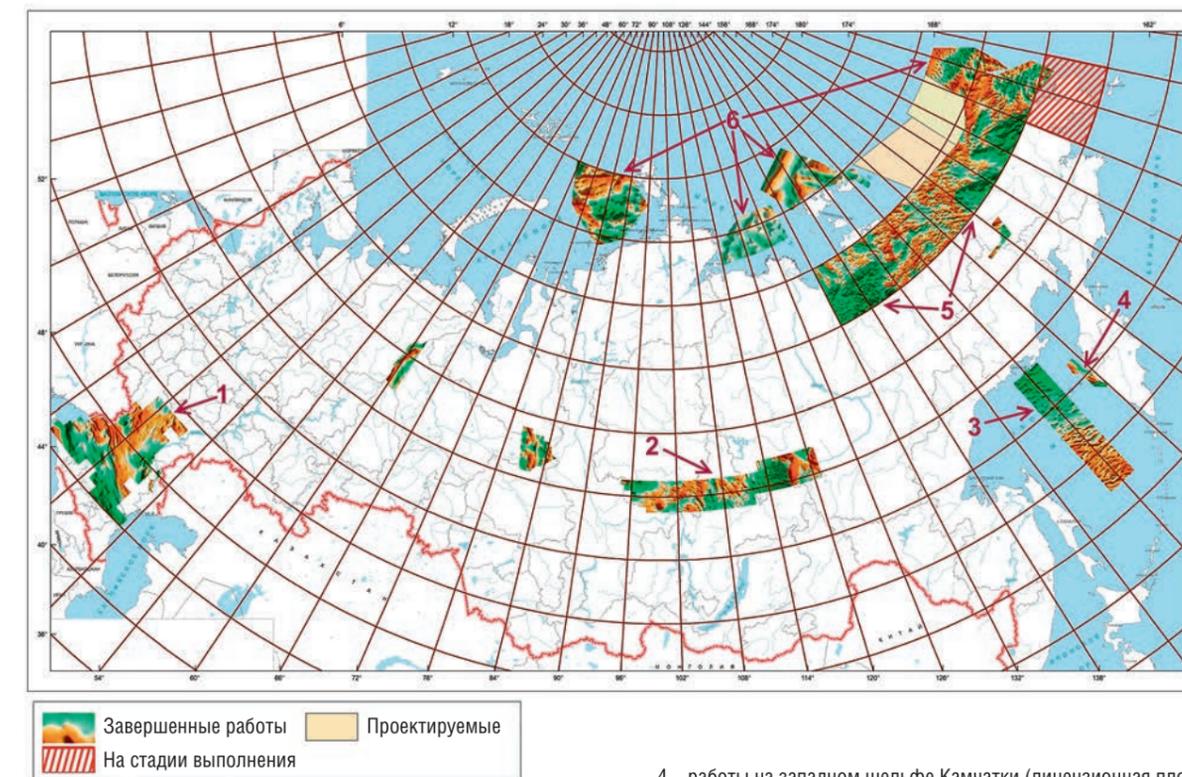
Важными особенностями аэрогеофизических технологий являются высокая производительность (до 30 000 погонных км в месяц одним летательным аппаратом – ЛА), отсутствие техногенной нагрузки на изучаемые территории, практически неограниченный по времени полевой сезон. Это делает их практически незаменимыми при выполнении нефтегазопоисковых работ на Арктическом шельфе. Использование традиционных для поисков углеводородов «тяжелых» методов (сейсморазведка, бурение) на акватории северных морей сталкивается с значительными трудностями из-за сложности с логистикой (что влечет за

собой серьезное удорожание работ) и крайне ограниченной длительности полевого сезона (2–3 месяца). Применение комплекса аэрогеофизических методов в этих условиях позволяет в весьма ограниченные сроки получить значительный объем информации о геологическом строении изучаемой территории, главный эффект от которой заключается в оптимизации планирования и выполнения «тяжелых» геолого- геофизических работ за счет обоснованного позиционирования линий сейсмических профилей и поисковых скважин. Как следствие, в последние годы наблюдается устойчивое смещение объемов выполняемых на нефтегазоперспективных территориях РФ аэрогеофизических работ в направлении акватории вообще и шельфа Арктических морей в частности (рис. 1).

Комплекс методов

Начало использования современных аэрогеофизических методов для изучения потенциально нефтегазоносных площадей связано с внедрением прецизионных (квантовых и

РИС. 1. Изученность территории России комплексными аэрогеофизическими съемками для оценки перспектив нефтегазоносности (по состоянию на 30.06.2015 г.)



- 1 – объекты на территории Южного федерального округа: площадь 373 000 км², сеть наблюдений 0,5×5 км, завершены в 2011 году.
- 2 – объекты вдоль трубопровода ВСТО: площадь работ 310 000 км², сеть наблюдений 0,5×5 км, завершены в 2009 году.
- 3 – первые в РФ современные работы на акватории Охотского моря: площадь работ 200 000 км², сеть наблюдений 2×20 км, завершены в 2006 году.

- 4 – работы на западном шельфе Камчатки (лицензионная площадь АО «Газпром»): площадь работ 17 000 км², сеть наблюдений 1×10 км, завершены в 2011 году.
- 5 – съемка на шельфе Северо-Востока РФ и прилегающих территориях суши: площадь работ 920 000 км², сеть наблюдений 2×(10÷20) км, завершены в 2014 году.
- 6 – съемка на лицензионных площадях АО «Роснефть» на Арктическом шельфе: общая площадь работ 636 000 км², сеть наблюдений 4×10 км, завершены в 2015 году.

протонных) аэромагнитометров в 70-х годах прошлого века [5]. С тех пор аэромагнитная съемка и по объемам использования, и по информативности является основным аэрогеофизическим методом поисков углеводородов.

Примерно к этому же времени относятся первые опыты по использованию аэро-электроразведки методом переходных процессов (АМПП, или Time Domain в западной транскрипции) [6] и аэрогамма-спектрометрии [7]. Основанием для использования этих методов послужило предположение (впоследствии доказанное на минералогическом и геохимическом уровне) о наличии зоны вторичных изменений над залежью, связанных с миграцией флюидов [7].

На прямые поиски залежей углеводородов нацелено выполнение газовой аэросъемки (дистанционное определение

концентраций метана и его гомологов, некоторых циклических и ароматических углеводородов, либо суммы всех углеводородов в приземном слое атмосферы), основанное на использовании газетных или трассовых (лазерных) газоанализаторов [8].

Резкому повышению эффективности и поисковой отдачи аэрогеофизического комплекса при изучении нефтегазоперспективных территорий способствовало использование аэрогравиметрической съемки, в современном виде начавшееся на рубеже веков [9].

Совместное использование перечисленных аэрогеофизических методов может столкнуться с определенными трудностями, связанными с технологическим конфликтом вследствие различия методических требований к выполнению тех или иных видов работ. Не вдаваясь в подробности,

отметим лишь, для использования на акваториях не подходят ни электроразведка (вследствие наличия хорошо проводящей мощной толщи морской воды), ни аэрогамма-спектрометрия (вследствие экранирования гамма-излучения), ни газовая съемка (по той же причине). Таким образом, для использования на акваториях доступен комплекс аэрогеофизических методов, состоящих из аэромагнитной и аэрогравиметрической съемки.

Аппаратура

Аэромагнитометры. В настоящее время для выполнения аэромагнитных съемок используются практически исключительно магнитометры, использующие в качестве чувствительного элемента квантовые датчики серии CS (CS-3, CS-L) фирмы Scintrex (Канада). К сожалению, Россия утратила

УДК 550.3

лидирующие позиции в разработке и производстве подобных приборов, которые по праву занимала вплоть до конца 80-х годов прошлого века.

Построенные на их основе аэромагнитометры характеризуются высокой точностью (чувствительность – до 0.0005 нТл), быстродействием (до 100 измерений в секунду), устойчивостью к градиенту магнитного поля (до 20000 нТл/м), широким рабочим диапазоном (17000–100000 нТл), большой активной зоной датчика, широким диапазоном рабочих температур (от -40° до +50°), высокими помехо- и виброустойчивостью и т.д. Указанные технические характеристики обеспечивают возможность выполнения кондиционных съемок вплоть до масштаба 1:5 000.

Аэрогравиметры. На сегодняшний день в мире производятся и используются для выполнения съемок аэрогравиметры серии GT – разработка российской компании «Гравиметрические технологии»; AirGrav канадской компании Sander Geophysics; «Чекан АМ» производства Санкт-Петербургского завода «Электроприбор»; Lacoste & Romberg, разработанный в одноименной компании, объединившейся впоследствии с фирмой Scintrex. Две последние системы фактически представляют собой модифицированные для выполнения аэросъемок морские гравиметры и заметно уступают по своим техническим характеристикам аэрогравиметрам GT и AirGrav, которые, в свою очередь, сравнимы по своим параметрам [10]. Однако AirGrav производится компанией Sander Geophysics исключительно для собственных нужд и не продается на сторону – можно лишь заказать компании Sander Geophysics выполнение съемок с их использованием. Таким образом, с учетом особенностей Российского законодательства на территории России выполнение аэрогравиметрических съемок требуемого качества возможно только с приборами серии GT (GT-1, GT-2, GT-X).

Основные проблемы аэрогравиметрии связаны с необходимостью измерения и учета действующих на гравиметр возмущающих ускорений ЛА, амплитуда которых может превышать полезный сигнал

(аномалию силы тяжести) на 3÷4 порядка. Решение этой задачи требует использования частотных фильтров значительной (60–100 секунд) протяженности. Отсюда пространственное разрешение аэрогравиметрии вдоль линии полета составляет 2–8 км (в зависимости от скорости ЛА).

Опыт использования аэрогравиметрии в различных геолого-ландшафтных условиях свидетельствует, что при соблюдении определенных технических требований (см. далее) аэрогравиметрическая съемка может полностью удовлетворять условиям масштаба 1:100 000 при использовании в качестве носителя самолета и 1:200 000 – при использовании вертолета (за счет более низкой скорости).

Навигационное обеспечение. При выполнении аэрогравиметрической съемки погрешность определения координат самолета не должна превышать первых десятков сантиметров, что достигается применением самой совершенной аппаратуры, специальных алгоритмов обработки спутниковых данных и организацией дифференциального режима работы самых современных спутниковых навигационных систем совмещенного созвездия GPS+ГЛОНАСС. Для достижения требуемых точностей позиционирования к техническим характеристикам таких систем предъявляются самые жесткие требования: фазовый режим измерений, работа минимум на двух частотах (это особенно важно в полярных широтах для учета влияния ионосферы на сигнал от спутников, низко возвышающихся над плоскостью горизонта), дифференциальный режим коррекции, частота измерений не менее 10 раз в секунду и т.п. Таким требованиям в полной мере удовлетворяют, например, двухантенные навигационные приемники JAVAD DUO G3D и антенны AvAnt производства Javad Positioning System, США.

Особенности методики съемок и обработки данных

Аэрогеофизическая съемка имеет ряд принципиальных отличий по сравнению с наземными геофизическими методами, влияющих на особенности методики

выполнения работ, которые дополнительно усиливаются при выполнении работ в полярных широтах, в частности, на шельфе Арктических морей.

1. Съемка над акваторией северных морей выполняется при большой удаленности от аэропорта базирования и запасных аэропортов, в районах с неразвитой инфраструктурой, в условиях быстро меняющейся метеорологической обстановки и при отсутствии надежного метеорологического обеспечения. Это диктует, в частности, необходимость использования воздушных судов, которые позволяют обеспечить полет на малых скоростях (до 300 км/ч) в течение продолжительного времени (8–9 часов).

2. Наблюдения выполняются по системе параллельных маршрутов, ориентированных примерно вкост простирания основных геологических структур. Расстояние между рабочими маршрутами определяет масштаб съемки. Как видно из подрисовочных комментариев к рис. 1, на суше обычно используется расстояние между рядовыми маршрутами 500 м, а на акватории – 1–2 км. Относительное разрежение сети на акватории объясняется с одной стороны – значительными размерами участков работ, а с другой стороны – более благоприятными условиями съемки (отсутствие турбулентности атмосферы), что позволяет добиваться более высоких кондиций аэрогравиметрических данных при относительно редких сетях. Выполнение съемки мельче масштаба 1:500 000 представляется нецелесообразным, т.к. получаемые в этом случае аэрогравиметрические данные будут немногим лучше по точности и пространственному разрешению, чем имеющиеся в свободном доступе данные спутниковой альтиметрии (см., например, [10]). При выборе масштаба съемки кроме того следует учитывать, что интерпретация геофизических данных обеспечивает геологическую информацию с кондициями как минимум на масштаб мельче масштаба геофизической съемки.

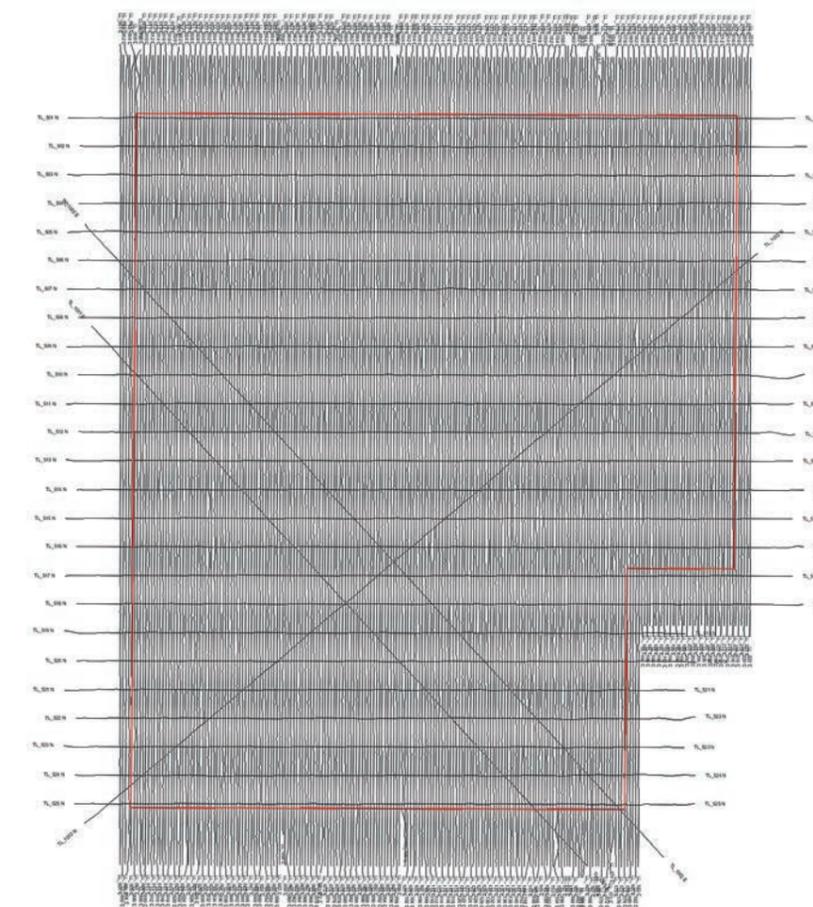
3. Измерения по маршруту выполняются непрерывно, с последующей фильтрацией данных.

Длина фильтра в постобработке зависит от метода исследований, и если для магниторазведки применяются фильтры минимальной длины (0.3÷0.5 сек, что соответствует 25÷40 м по профилю), то для обработки данных аэрогравиметрии с целью подавления влияния на результаты измерений собственных ускорений ЛА используются фильтры длиной 100÷150 секунд (что соответствует 8000÷12000 м по профилю для скорости 300 км/ч). Использование фильтрации с такими параметрами накладывает ограничения на минимальный выделяемый размер аномалии и приводит к некоторой анизотропии измерений (разнице амплитуды аномалии в зависимости от направления маршрута). Наличие анизотропии измерений в аэрогравиметрической съемке не позволяет использовать для оценки точности измерений метод пересечений. Однако этот метод может быть использован для контроля качества маршрутов.

4. Для увязки и приведения данных в единый уровень используется система опорных маршрутов, ортогональных рабочим. Для получения равнозначных значений поля силы тяжести на всей исследуемой территории необходимо, чтобы съемочные профили целиком ее охватывали, выходя за контур площади работ. Начала и концы всех профилей (рядовых и опорных), с учетом фильтрации данных при обработке, должны быть вынесены на 5 км (интервал соответствующий одной минуте полета самолета) за границы площади. В итоге, все профили удлиняются на 10 км. В результате образуется сеть маршрутов, равномерно покрывающих изучаемую территорию (рис. 2). Равномерное покрытие территории густой сетью метрологически однородных наблюдений является одним из важных преимуществ аэрогеофизических съемок.

5. Для реализации дифференциального режима коррекции навигационных данных и учета влияния вариаций магнитного поля используется сеть базовых наземных навигационных и магнитовариационных станций. Главным фактором, влияющим на эффективность решения указанных задач, является максимальная удаленность съемочных маршрутов от ближайшей базовой станции,

РИС. 2. Пример схемы расположения съемочных маршрутов



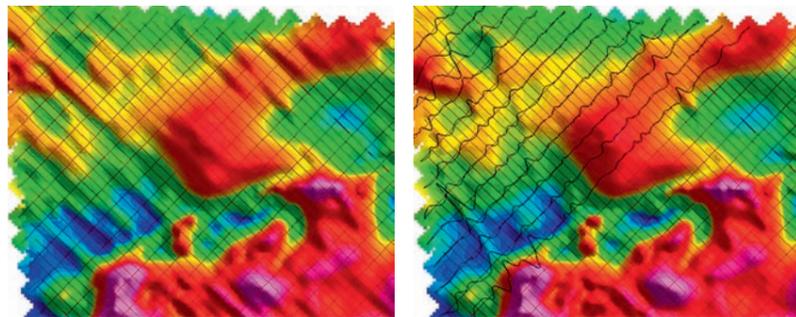
Красный контур – границы участка работ, черные линии – съемочные маршруты: рабочие – в меридиональном направлении, опорные – в широтном направлении, диагональные – для оценки точности аэромагнитной съемки по точкам пересечения с рабочими и опорными маршрутами

которая не должна превышать 500 км для навигационных и 100 км для магнитовариационных задач. Последнее практически недостижимо при выполнении работ на Арктическом шельфе, в силу объективных причин. В этих условиях для корректной увязки аэромагнитных данных и обеспечения необходимого качества съемки сеть опорных маршрутов сгущают от 10 до 2–5 межмаршрутных расстояний рядовой сети. Дело в том, что измерения на рядовой и опорной сети проводятся по одной методике, с приборами одного класса, т.е. точность измерений на единичном маршруте опорной сети и маршруте рядовой сети одинакова. Таким образом, точность опорной сети может быть повышена только статистически. В процессе дальнейшей увязки сначала уравнивается опорная

сеть маршрутов по точкам пересечения с рядовой. Затем по увязанной (уровненной) сети опорных маршрутов проводится уравнивание сети рядовых маршрутов. В зависимости от метода исследования количество проводимых итераций при уравнивании и вводимый тренд различаются. Если для аэрогравиметрии используют 2–3 итерации с трендами нулевого порядка (уравнивание уровней), то для аэромагнитной съемки используется метод полного уравнивания с 5–10 итерациями для полного учета магнитных вариаций (рис. 3).

Заметим, что использование формальных математических процедур статистического уравнивания, включенных в состав большинства пакетов программ обработки данных, может привести к существенной

РИС. 3. Пример увязки аномального магнитного поля с использованием съемки на опорных маршрутах



Растром показано аномальное магнитное поле, слева – до увязки, справа – увязанное. Тонкими линиями обозначена система рабочих (северо-западного направления) и опорных маршрутов. На правом рисунке черными линиями отображаются графики локальной составляющей аномального магнитного поля по опорным маршрутам

потере информации. В частности, отчетливо просматривающиеся на карте увязанного магнитного поля (рис. 3, справа) сублинейные локальные аномалии, простирающиеся в направлении съемочных маршрутов, при использовании формальных способов увязки безусловно будут потеряны.

6. Аэрогеофизические измерения выполняются на постоянной высоте вдоль прямолинейных съемочных профилей. Никакие изменения высоты, скорости и направления полета самолета при полете по съемочному маршруту не допускаются. Для обеспечения максимально возможного пространственного разрешения геофизических измерений комплексная аэрогеофизическая съемка проводится на минимально допустимой постоянной (в пределах маршрута) барометрической высоте, отвечающей требованиям безопасности полетов. Такая высота полетов на акваториях по Российскому законодательству составляет 300 метров над уровнем моря.

Только учет всех перечисленных выше особенностей комплексных аэрогеофизических съемок на северных акваториях и соблюдение требований к ним позволяет получить аэрогеофизические данные необходимого качества (гравиметрическая съемка с погрешностью не хуже $\pm 0.5 \div 07$ мГал в зависимости от масштаба, магнитная съемка – ± 2.5 нТл) для решения широкого спектра геологических задач.

Решаемые геологические задачи

Методы и подходы, используемые при интерпретации аэрогеофизических данных на суше и над акваторией, практически идентичны, разве что крайний дефицит априорной информации диктует необходимость использования алгоритмов, работоспособных в этих условиях, вплоть до полного отсутствия дополнительных данных. В этой связи, а также с учетом того, что значительная доля аэрогеофизических работ на Арктическом шельфе выполнена по заказам частных компаний и не имеет свободного доступа (коммерческая тайна), возможности аэрогеофизических методов и технологий будут проиллюстрированы в т.ч. и примерами по результатам работ на других территориях.

ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ ФУНДАМЕНТА ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ

Сведения о геологическом строении фундамента помогают правильно пониманию процесса формирования осадочного чехла и закономерностей размещения в нем нефтяных и газовых месторождений. Важно, что ведущим аэрогеофизическим методом в решении этой задачи является магниторазведка. Дело в том, что в пределах осадочных бассейнов основная часть энергии аномального магнитного поля связана именно с верхней частью фундамента. Фактически в таких

регионах аэромагнитная съемка является прямым методом его изучения.

1. Оценка морфологии поверхности фундамента.

Решение этой задачи основывается на том факте, что фундамент осадочных бассейнов обычно сложен контрастными по магнитным свойствам породами, в то время как осадочный чехол представлен немагнитными и слабомагнитными образованиями. Тогда оценка глубин источников магнитного поля в скользящем окне по всей площади исследований позволит получить искомую карту глубин (альтитуд) поверхности фундамента. Важно иметь в виду, что в случае, если в фундаменте присутствуют магнитные объекты в слепом залегании (не выходящие на его эрозионный срез), либо имеются магнитные образования в составе осадочного чехла (например, вулканиды) полученная поверхность может существенно отклоняться от реальной. Такие ситуации не так часты, но тем не менее полученную в результате таких вычислений поверхность, чтобы подчеркнуть эти возможные отклонения, называют обычно главной магнитоактивной (ГМАП), либо магнитным фундаментом.

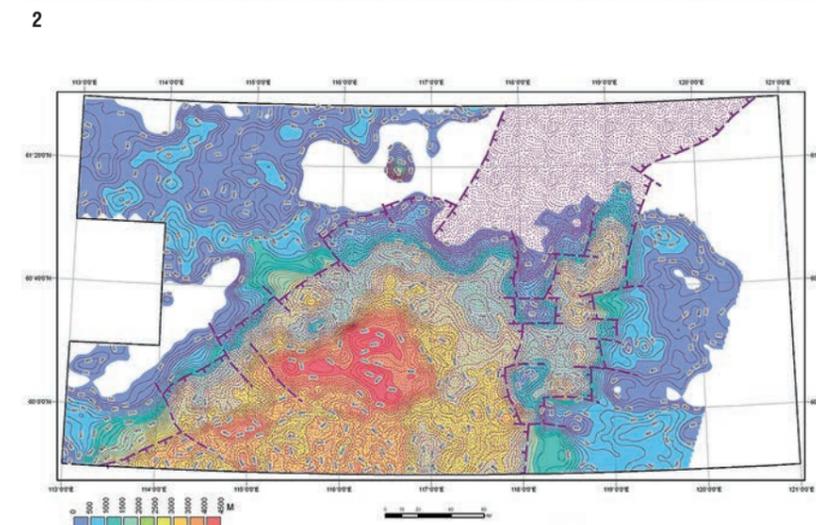
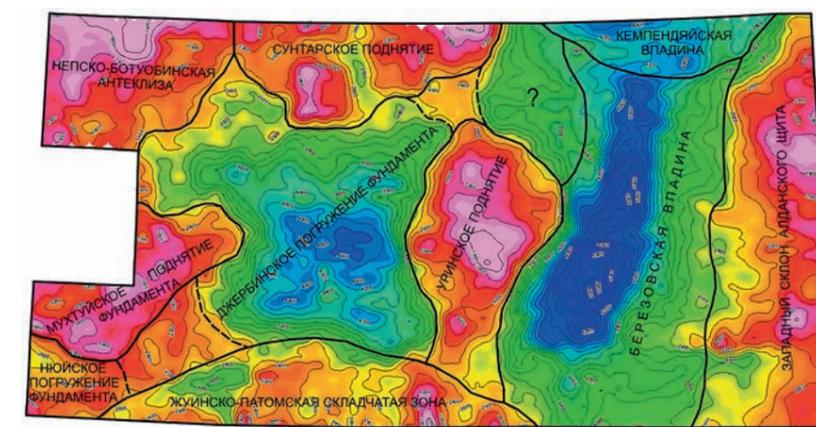
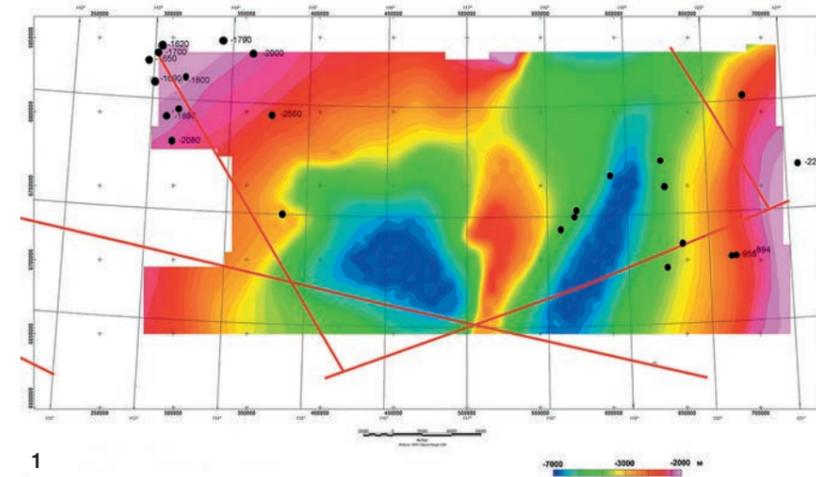
Современные методы оценки глубин источников гравитационных и магнитных аномалий основаны на анализе их спектров. Впервые определять глубины особых точек функции, описывающей аномальное поле, по ее спектру предложил В.К. Иванов в 2056 году [11]. За рубежом практически та же идея на основе анализа полей мультиблочных моделей была предложена в 1970 г. А. Спектором и Ф. Грантом применительно к магнитным данным [12]. Нами при изучении рельефа фундамента применяется обобщившая предыдущие достижения в этой области технология ROMGAS, которая входит в пакет программ СИГМА-3D [13]. Относительная точность определения глубин составляет около 10%. В частности, при изучении Московской синеклизы среднеквадратическая погрешность определения глубины кровли фундамента, оцененная по данным бурения в 394 скважинах, оказалась равной 267,5 м при глубинах фундамента в скважинах до 3500 м [14].

Конечно, точность определения глубин по аэромагнитным данным заметно уступает сейсморазведке, однако при крайне редкой сети сейсмических профилей и глубоких скважин они могут оказаться весьма полезными для заполнения лакун между пересечениями. Кроме того, во многих случаях поверхность кристаллического фундамента является плохо отражающей. В сейсморазведке в таких случаях используют понятие «акустический фундамент», имея в виду самый нижний устойчиво прослеживающийся отражающий горизонт (типичная ситуация для арктических бассейнов). В этих случаях результаты интерпретации аэромагнитных данных позволяют существенно уточнить строение осадочного бассейна.

Примером подобной ситуации может послужить южная часть Сибирской платформы, где в качестве акустического фундамента принят горизонт КВ (кровля тэтэрской свиты и ее стратиграфических аналогов). Однако здесь отдельными скважинами вскрыты рифейские отложения, практически не изученные сейсморазведкой. Наличие буровых данных о глубинах залегания кровли рифейских отложений, а также сейсмических данных о положении КВ позволило построить карту изопахит рифейских отложений. Для этого была рассчитана разность альтитуд сейсмически выраженной поверхности КВ и ГМАП, а полученные результаты приведены к поверхности рифея (рис. 4).

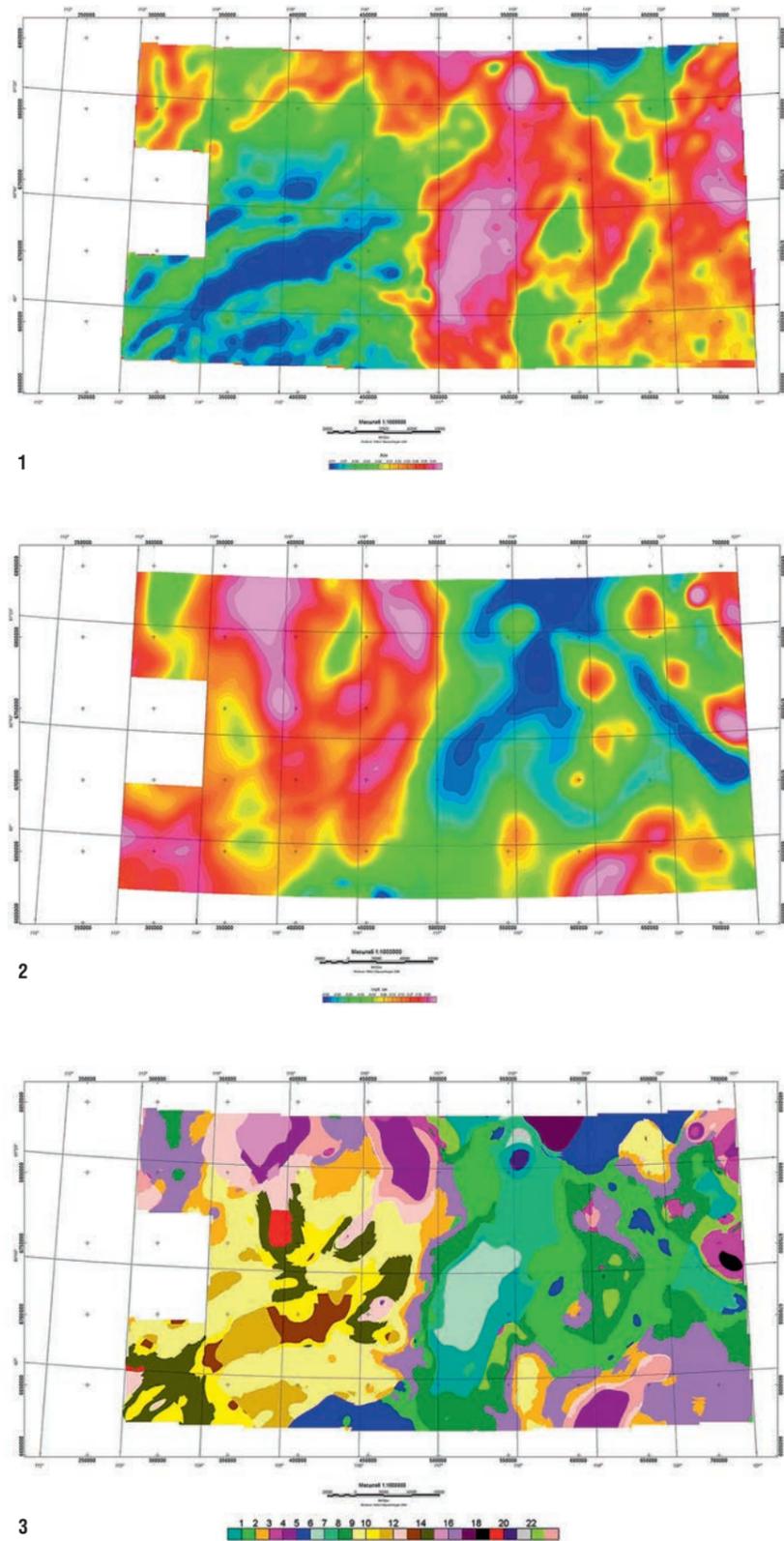
2. Картирование структурно-вещественных комплексов фундамента. Данные о рельефе поверхности фундамента могут быть использованы на следующем этапе интерпретации для вычисления эффективных (избыточных) значений плотности и намагнитченности образований, слагающих верхнюю часть его разреза. Для этого нами используется программа REIST из упомянутого выше пакета программ «СИГМА-3D» [15], использующая модель субгоризонтального слоя с латерально изменяющейся намагнитченностью. Верхняя кромка этого слоя задается по данным бурения, сеймики, электромагнитных зондирований, либо с учетом данных, полученных с помощью программы ROMGAS.

РИС. 4. Южная Якутия. Результаты картирования фундамента Сибирской платформы по аэромагнитным данным



- 1 – поверхность дорифейского фундамента по априорным данным (красные линии – сейсмические профили, черные кружки – буровые скважины);
- 2 – альтитуды ГМАП и результаты их структурного районирования;
- 3 – схема мощностей рифейских отложений

РИС. 5. Пример вещественно петрофизического картирования фундамента



1 – модель эффективной намагниченности;
2 – модель эффективной плотности;
3 – карта петрофизических классов

Нижняя кромка слоя, как правило, принимается горизонтальной, а ее альтитуда оценивается по спектру интерпретируемого поля, хотя в принципе и нижняя граница может задаваться на основе априорной информации.

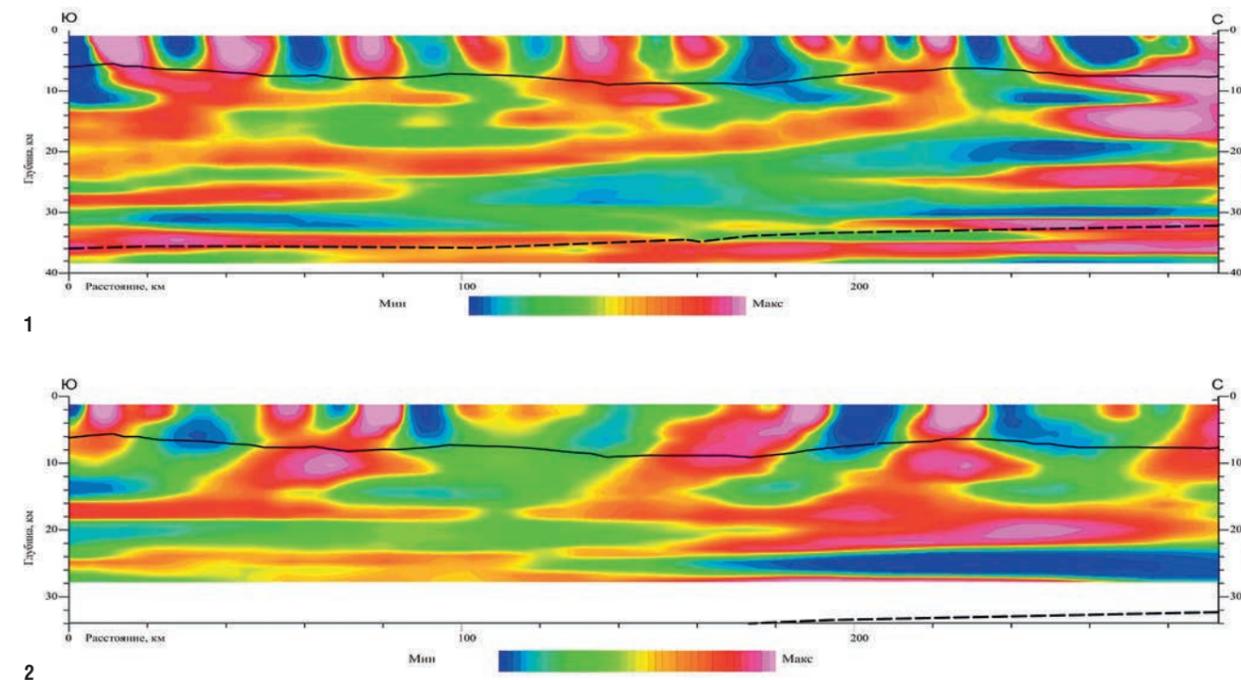
Результатом моделирования являются две карты эффективных физических свойств фундамента: петромагнитная (полученная по магнитному полю) и петроплотностная (полученная по гравитационному полю). Их двумерная классификация (автоматическая или интерактивная) позволяет получить карту петрофизических классов (комплексов) – однородных по плотности и намагниченности образований фундамента (рис. 5). Геологическая идентификация выделенных петрофизических комплексов выполняется с использованием априорных данных о петрофизических характеристиках пород фундамента района работ, либо (при их отсутствии) по аналогии с территориями сходного строения, с учетом характерных значений физических свойств и особенностей структурной позиции каждого комплекса.

3. Объемное моделирование гравитационного и магнитного полей. Программа REIST строит интерпретационную модель, в которой эффективные физические свойства могут изменяться в пределах заданного слоя лишь по латерали. Очевидно, что природные объекты проявляют изменчивость и по вертикали, что в рамках данной модели практически не отражается.

Направление в теории интерпретации потенциальных полей, связанное с изучением послойного распределения некоторых параметров, характеризующих неоднородности в нижнем полупространстве, по данным магниторазведки и гравиразведки, получило название интерпретационной томографии [16]. При такой технологии интерпретации геофизических полей реализуется либо фильтрационный (позволяющий получить послойное распределение тех или иных компонент поля), либо аппроксимационный (позволяющий получить 3D-распределение эффективных параметров) подходы.

Мы являемся убежденными сторонниками второго подхода, основанного на последовательном

РИС. 6. Пример вертикальных разрезов эффективных параметров, полученных методом интерпретационной томографии



1 – разрез эффективной плотности; 2 – разрез эффективной намагниченности
Сплошная черная линия – поверхность фундамента, пунктир – поверхность Мохо по сейсмическим данным

послойном моделировании гравитационного или магнитного полей [17]. С его помощью строится трехмерная модель распределения физических свойств горных пород, из которой затем извлекаются отдельные разрезы или погоризонтные планы.

Представленные в такой форме данные весьма удобны для совместной интерпретации с сейсморазведкой, как по отдельным сейсмическим профилям, так и в 3D-варианте. Сейсморазведка – метод в значительной мере структурный, и наилучшим образом работает на горизонтально слоистых разрезах. Потенциальные же методы в большей степени зависят от вещественного состава пород и наиболее чувствительны к латеральному изменению свойств. Таким образом, полученные данные взаимно дополняют друг друга.

На рис. 6 приводятся примеры вертикальных разрезов 3D-моделей эффективных параметров, полученных по результатам интерпретационной томографии гравитационного и магнитного полей.

4. Картирование разрывных нарушений. Одним из важных направлений интерпретации

гравимагнитных данных является картирование разрывных нарушений фундамента. В силу того, что аэрогеофизические данные покрывают изучаемые площади с весьма высокой плотностью и метрологически однородны (рис. 2), решение указанной задачи оказывается значительно более достоверным, чем по данным 2D-сейсморазведки.

Разрывные нарушения выделяются по картам эффективных плотности и намагниченности фундамента, их трансформантам (локальным составляющим, горизонтальным градиентам и т.п.), а также непосредственно по карте классификации петрофизических свойств по несогласным границам между контрастными петрофизическими классами.

Дополнительно могут быть использованы специальные методы линейментного анализа моделей, в частности, фильтрация методом главных компонент [18].

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

1. Разделение полей. Ключевой проблемой при изучении относительно мало контрастных по плотности и намагниченности

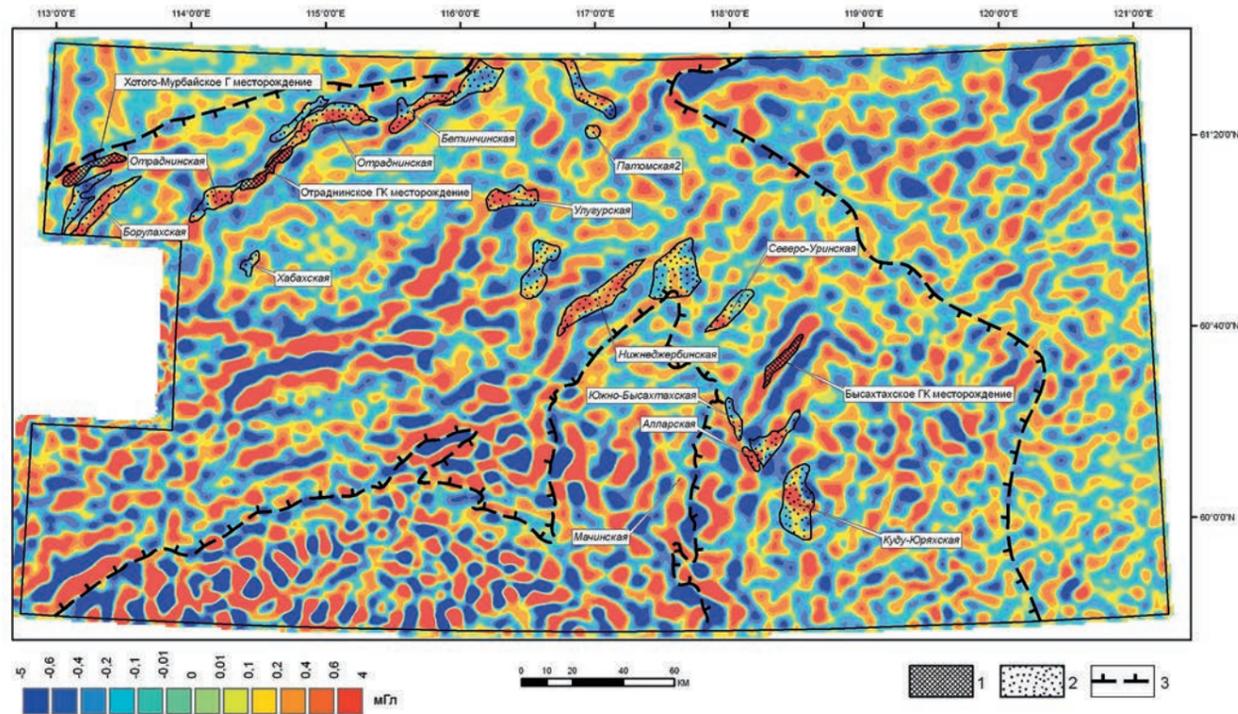
образований осадочного чехла является разделение полей от разных по глубине источников в составе фундамента и чехла.

Традиционный подход к решению задачи разделения полей связан с применением разнообразных трансформаций путем фильтрации (частотной селекции) в скользящих окнах, но, по нашему мнению, этот путь является тупиковым. Дело в том, что любая трансформация, как бы ее результаты ни нравились интерпретатору, неизбежно приносит принципиальные искажения в разделяемые поля.

Таким образом, применение трансформаций на практике приводит к невозможности дальнейшей количественной интерпретации разделенных компонент, они могут быть применимы лишь для качественной характеристики возможных источников, причем не всегда достоверной, поскольку все без исключения трансформации неминуемо приводят к появлению множества дополнительных (часто говорят – ложных) локальных экстремумов, никак не связанных с геологическими причинами.

В этой связи для изучения элементов геологического строения

РИС. 7. Распределение месторождений УВ и локальных положительных структур осадочного чехла по данным сейсморазведки на карте аномалий остаточного гравитационного поля



1 – месторождения УВ; 2 – локальные положительные сейсмоструктуры;
3 – границы распространения складчатых венд-палеозойских комплексов пород

осадочного чехла наиболее адекватным представляется подход, при котором выполняется редуцирование магнитного и гравитационного полей за счет влияния нижней части разреза, т.е. вычисляется разность между исходными гравитационным и магнитным полями и соответствующими полями моделей фундамента.

Остаточные магнитное и гравитационное поля, полученные в результате моделирования как неподобранная часть поля, во многих случаях оказываются весьма информативными без применения дополнительных методов анализа.

Так, на рис. 7 показано остаточное гравитационное поле по одной из площадей юга Якутии. Здесь положительные аномалии остаточного гравитационного поля с высокой надежностью картируют антиклинальные структуры и связанные с ними месторождения углеводородов.

На рис. 8, 1 показано остаточное магнитное поле, полученное по результатам моделирования данных аэромагнитной съемки на одном из участков Западной Сибири.

Положительные аномалии малой интенсивности уверенно картируют антиклинальные структуры, к которым приурочены газовые месторождения (Ямсовейское, Юбилейное и Медвежье). Присутствие этих аномалий обусловлено изменениями пород надзалежной толщ под влиянием мигрирующих флюидов, связанными с валентными переходами железа. Наличие таких изменений над месторождениями УВ предполагалось ранее [5], а в последние годы доказано на химическом и минералогическом уровне [3].

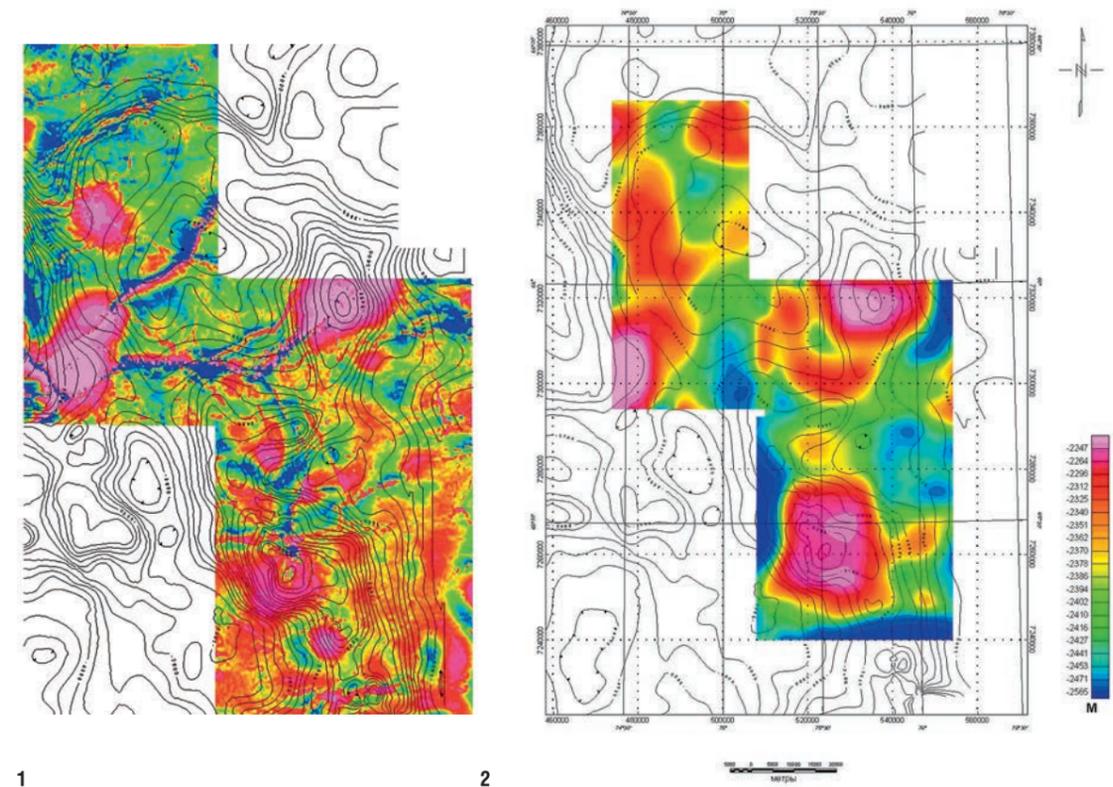
2. Объемное моделирование и оценка морфологии субгоризонтальных границ в составе осадочного чехла. По отношению к остаточным полям могут быть использованы те же технологии обработки и интерпретации данных, какие использовались к исходным полям, например, 3D-моделирование с получением «куба» плотностей и намагниченностей для осадочного чехла, или технологию ROMGAS (см. выше) с получением алытитуд опорного горизонта в составе осадочного чехла,

если таковой имеется. При обработке используются опции программы, позволяющие добиться максимальной сходимости результатов обработки с данными бурения. После расчетов выполняется корректировка полученных глубин с использованием уравнений регрессии, рассчитанных по данным бурения.

Пример такого расчета приводится на рис. 8, 2. Заметим, что более надежно задача в такой постановке решается для остаточного магнитного поля, в том случае, если в составе чехла имеется один горизонт с аномальной (пусть даже весьма незначительной) намагниченностью.

3. Картирование разрывных нарушений и оценка суммарной степени дислоцированности осадочного чехла. Для картирования разрывных нарушений в толще осадочного чехла применяются те же технические средства и способы, что и для фундамента, но в качестве исходных параметров для анализа используются остаточные гравитационное и магнитное поля.

РИС. 8. Сопоставление с картой отражающего горизонта Б, построенной по данным сейсморазведки, остаточного магнитного поля (1) и карты алытитуд опорного магнитного горизонта в чехле (2)



1 2

Важной информацией является установление их взаимосвязи и характера унаследованности с разломами фундамента.

Важным направлением исследований является анализ морфологии остаточного гравитационного поля. Как правило, степень его изменчивости на различных участках площади существенно различается. Логично предположить, что области с наиболее спокойным полем должны отвечать участкам, где образования осадочного чехла наиболее однородны по латерали, т.е. наименее подвержены дислокациям и фаціальным изменениям. Выделение таких областей можно выполнять, например, путем расчета стандартного отклонения анализируемого поля в скользящем окне выбранного размера. Нами для этой цели используется специально разработанный для решения подобных задач интегральный фильтр, с помощью которого осуществляется вычисление нормированной суммы абсолютных значений аномального поля в окне выбранного размера [19].

Так, прямая связь между степенью изменчивости остаточного

гравитационного поля и интенсивностью тектонической проработки территории была отмечена в Лено-Тунгусской провинции [20]. На территории Верхнечонского месторождения большая часть участков выклинивания коллекторов УВ (возникших в связи с засолением коллекторов) пространственно совпадает с площадями, характеризующимися повышенной степенью изменчивости остаточного гравитационного поля (рис. 9). Поскольку степень засоления коллекторов напрямую связана с проникновением соленосных растворов сверху – из зоны усольских солей через разрывные нарушения, то она является прекрасным показателем степени дислоцированности разреза.

РЕШЕНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ЗАДАЧ

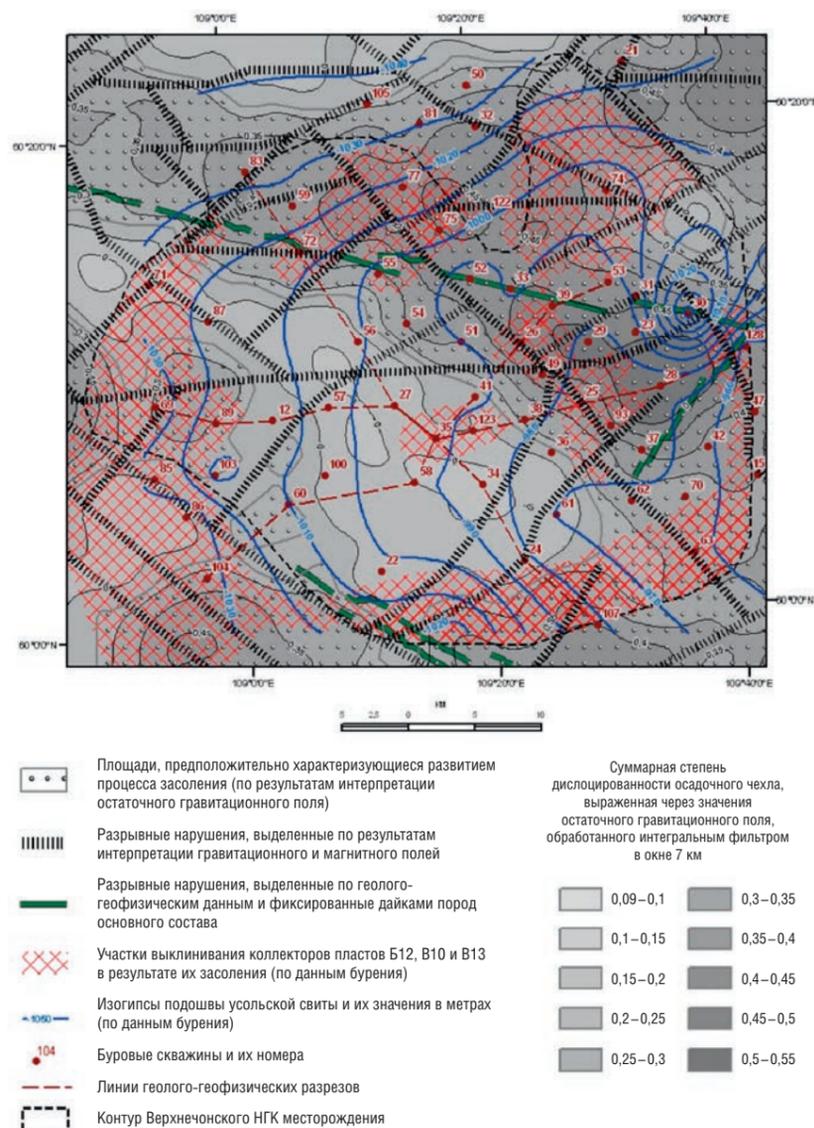
При наличии априорной геолого-геофизической информации (в первую очередь – данных сейсморазведки) аэрогеофизические материалы могут быть с успехом использованы для решения целого ряда специальных (целевых) задач, в т.ч. направленных непосредственно на

прогноз залежей углеводородов. Для примера можно назвать следующие задачи.

- 3D – моделирование изолированных гравитационных и магнитных аномалий с целью определения их метрических характеристик и возможной природы (интрузии, соляные диапиры, рифовые постройки и т.п.).
- Определение распределения избыточной плотности в слое между двумя сейсмическими горизонтами (может характеризовать качество коллектора).
- Предположительная вещественная идентификация отложений по изучению корреляционных связей мощности слоя по априорным данным и остаточного гравитационного поля, и т.п.

Аэрогеофизические технологии могут быть с успехом использованы на всех стадиях работ, направленных на поиски месторождений углеводородов. Однако максимальный эффект можно получить при использовании их на ранних стадиях опоскования, за счет точного позиционирования

РИС. 9. Схема сопоставления площадей, характеризующихся проявлением процесса засоления порового пространства коллекторов УВ (по геофизическим данным) и участков выклинивания коллекторов в результате их засоления (по данным бурения)



существенно более дорогостоящих сейсморазведки и бурения. Важнейшими преимуществами аэрогеофизических методов при работе на Арктическом шельфе являются высокая производительность и мобильность, отсутствие какой бы то ни было нагрузки на изучаемую территорию, практически неограниченная продолжительность полевого сезона (в реальности – с начала марта по конец октября), что позволяет за короткое время обследовать значительные территории. Это позволяет утверждать, что при работах на Арктическом шельфе альтернативы использованию современных аэрогеофизических методов и технологий нет. ●

Литература

- Атаков А.И., Гололобов Ю.Н., Мавричев В.Г. и др. Оптимизация нефтегазопроисводческого процесса на основе комплекса современных аэрогеофизических технологий. // Тюмень. Горные ведомости, № 6(13), 2005 г., с. 82–89.
- Бабаянц П.С., Контарович Р.С. Возможности современных аэрогеофизических методов при изучении нефтегазоперспективных территорий // Освоение ресурсов нефти и газа российской шельфа: Арктика и Дальний Восток. М-лы III Международной конференции. М., ВНИИГАЗ, 2010 г., с. 47–58.
- Elliott P., Laharia P. The Use of Aeromagnetics and Airborne Gravity in Petroleum Exploration // 7-th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics "Hderabad 2008". Hderabad, 2008, p-91.
- Bodger T.R. Airborne survey techniques for oil and gas exploration // Oil and Gas Engineer – Production/Processing, 21st Feb. 2013 (<http://www.engineerlive.com/content/24361>).
- Мавричев В. Г., Саар Д. А., Травников Б. П. Высокочастотная аэромагнитная съемка при изучении нефтегазоносных площадей // Сов. геология, №4, 1984, С. 97–101.

- Каменецкая Р.М., Каменецкий Ф.М., Мамаев В.А. и др. Применение аэроэлектроразведки при прогнозировании нефтеперспективных участков // Сов. Геология, №6, 1991, с. 24–28.
- Morse J.G., Zinke R. The origin of radiometric anomalies in petroleum basins—a proposed mechanism // Oil & Gas Journal, 06/05/1995, Volume 93 Issue 23.
- Старостин В.К., Лазарев Ф.Д., Кирплук П.В. Газовая аэрозьемка западной части Енисей-Хатангского прогиба и ее значение при прогнозе залежей нефти и газа // Геофизика. 2003. № 2. с. 64–68.
- Могилевский В.Е. Контарович Р.С. Аэрогравиметрия – новый метод изучения труднодоступных территорий, перспективных на углеводородное сырье // Приборы и системы разведочной геофизики. Саратов. 2004. № 2. с. 40–43.
- Sandwell, Garcia, Soofi, Wessel, Chandler, and Smith. Towards 1 mGal Global Marine Gravity from CryoSat-2, Envisat, and Jason-1 // The Leading Edge, August, 2013.
- Иванов В.К. О распределении особенностей потенциала // Успехи математических наук. 1956. т. 11. вып. 5(71). с. 67–70.
- Spector A., Grant F.S. Statistical models for interpreting aeromagnetic data // Geophysics. 1970. v. 35. No. 2. pp. 293–302.
- Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Изучение рельефа поверхности кристаллического фундамента по данным магниторазведки // Геофизика. 2003. №4. с. 37–40.
- Контарович Р.С., Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Скловский С.А. Аэрогеофизические методы и технологии изучения объектов нефтегазового комплекса // Технологии ТЭК. 2003. №2. с. 19–27.
- Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Возможности структурно-вещественного картирования по данным магниторазведки и гравиразведки в пакете программ СИГМА-3D // Геофизический вестник. 2004. № 3 с. 11–15.
- Долгаль А.С., Шархимуллин А.Ф. О гравитационной томографии и путях ее дальнейшего развития // Вестник пермского университета. 2009. Геология. Вып. 11(37). с. 114–122.
- Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Интерпретационная томография по данным гравиразведки и магниторазведки в пакете программ «СИГМА-3D» // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 31-й сессии международного семинара им. Д.Г.Успенского. М: ОИФЗ РАН. 2004. с. 11.
- Бабаянц П.С., Трусов А.А. Программа MGK – эффективное средство картирования разрывных нарушений на основе анализа матрицы распределения геофизических параметров // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 34-й сессии международного семинара им. Д.Г.Успенского. Москва, 29 января – 3 февраля 2007 г. с. 27–29.
- Бабаянц П.С., Тарарухина Н.М. Особенности технологии интерпретации комплексных аэрогеофизических данных в условиях развития пород траппового комплекса // Разведка и охрана недр, 2011, №7. с. 23–31.
- Лёвин Ф.Д. Возможности комплексных аэрогеофизических съемок при прогнозировании коллекторов углеводородов в южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Разведка и охрана недр, 2011, №7. с. 44–49.

KEY WORDS: aerogeofizika, shelf, aeromagnetic, navigation, support tion, oil and gas exploration.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ИСКРА
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР

**РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ
ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ТЭК**

ГПА серии "Урал"
на КС Синдорская

ГПА серии "Урал"
в ангарном исполнении
на КС Таежная

**ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ
СЕРИИ "УРАЛ"**

в блочно-модульном и ангарном исполнении для компрессорных станций магистральных газопроводов, дожимных компрессорных станций и подземных хранилищ газа

КОМПРЕССОРЫ СЕРИИ "УРАЛ"
для магистральных газопроводов, дожимных компрессорных станций, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий

Центробежный компрессор
5ГЦ2 - Сызранского НПЗ,
5ГЦ2В - Омского НПЗ

Компрессор НЦ-10ПХГ "Урал"
(для Канчуринско-Мусинского
ПХГ, Касимовского,
Степановского, Совхозного ПХГ)

НЦ-16ДКС-02 "Урал",
Р_к = 7,5 МПа,
цифровая система МП S2M,
ДКС Южно-Русского НГКМ

НЦ-6ДКС "Урал",
Р_к = 7,35 МПа,
ДКС Мыльджинского
месторождения,
1-я и 2-я очереди

НЦ25M/120,
Р_к = 12 МПа,
МП S2M, КС Ярынская

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

- Сменные проточные части центробежных компрессоров
- Комплекты для реконструкции компрессорных установок на базе центробежных компрессоров при замене масляных уплотнений на системы СГУ

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
НА УРОВНЕ ЛУЧШИХ
ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ,
ЦЕНЫ
КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫЕ!**

*Мировая новизна разработок
и прирешет НПО "Искра"
подтверждены 100 патентами РФ*

Россия, 614038, г. Пермь, ул. Академика Веденеева, д. 28
Тел.: (342) 262 70 00, 262 70 19, факс: (342) 284 53 98, 284 54 54
E-mail: iskra@iskra.perm.ru

НЕФТЕДОБЫЧА В АРКТИКЕ

Есть ли в России необходимое оборудование для развития нефтегазовых проектов на арктическом шельфе?

ИНТЕРЕС К АРКТИКЕ В ТЕЧЕНИЕ ПОСЛЕДНИХ 10 ЛЕТ, В ПЕРИОД ВЫСОКИХ ЦЕН НА НЕФТЬ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО БЫЛ ОБУСЛОВЛЕН КОЛОССАЛЬНЫМИ ОБЪЕМАМИ НЕФТИ И ГАЗА. ПО ДАННЫМ US GEOLOGICAL SURVEY, ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ СОСТАВЛЯЮТ 412,2 МЛРД БАРРЕЛЕЙ НЕФТЯНОГО ЭКВИВАЛЕНТА, ИЛИ 22% МИРОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА. ОДНАКО, НЕОБХОДИМО ОТМЕТИТЬ, ЧТО ЭТО ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, А НЕ ЗАПАСЫ ПОСТАВЛЕННЫЕ НА БАЛАНС В КАЧЕСТВЕ КОММЕРЧЕСКИХ ЗАПАСОВ. ТОЛЬКО МАЛАЯ ЧАСТЬ ИЗ НИХ МОЖЕТ БЫТЬ РЕНТАБЕЛЬНА. КРОМЕ ЭТОГО, БОЛЕЕ 80% НЕФТИ И ГАЗА АРКТИКИ НАХОДИТСЯ НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ, ТАКИХ КАК БАРЕНЦЕВО, ПЕЧОРСКОЕ, КАРСКОЕ, БОФОРТА, ЧТО ОЧЕНЬ СИЛЬНО УСЛОЖНЯЕТ И УДОРОЖАЕТ ДОБЫЧУ. ПО ОЦЕНКАМ ЭКСПЕРТОВ В РОССИИ (В ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЗОНЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА) НАХОДИТСЯ ДО 40% ЗАПАСОВ НЕФТИ И 70% ЗАПАСОВ ГАЗА

THE INTEREST IN THE ARCTIC IN THE LAST 10 YEARS, IN THE PERIOD OF HIGH OIL PRICES WAS PRIMARILY DUE TO THE HUGE VOLUMES OF OIL AND GAS. ACCORDING TO THE US GEOLOGICAL SURVEY, HYDROCARBON RESERVES ARE 412,2 BILLION BARRELS OF OIL EQUIVALENT, OR 22% OF THE WORLD'S TECHNICALLY RECOVERABLE OIL AND GAS RESOURCES. IT SHOULD BE NOTED THAT THIS TECHNICAL RESOURCES, NOT RESERVES PUT ON THE BALANCE SHEET AS INVENTORIES. ONLY A SMALL PART OF THEM CAN BE PROFITABLE. IN ADDITION, MORE THAN 80% OF OIL AND GAS OF THE ARCTIC IS ON THE SHELF OF THE NORTHERN SEAS, SUCH AS THE BARENTS, PECHORA AND KARA SEAS, THE BEAUFORT, WHICH GREATLY COMPLICATES AND INCREASES THE COST OF PRODUCTION. ACCORDING TO EXPERTS, IN RUSSIA (IN THE ECONOMIC ZONE OF THE ARCTIC SHELF) IS UP TO 40% OF OIL RESERVES AND 70% OF GAS RESERVES

Ключевые слова: оборудование, шельф, Арктика, буровые установки, нефтедобыча.

Медведев Н.В.,
Руководитель
информационно-аналитической группы
RPI

Радужные перспективы развития российской нефтедобычи в Арктике имели место в период высоких цен на нефть – более 100 usd/баррель. В таких условиях добыча нефти на арктическом шельфе рентабельна, но при активной поддержке государства (применение налоговых льгот правительством РФ), а также получения финансирования и технологий (оборудования, ПО, управленческих решений) от западных нефтяных компаний, имеющих опыт шельфовых разработок. Как раз в период 2010-2014 годов активно создавались СП с западными компаниями (Эксон, Тоталь и т.д.) для освоения арктических месторождений и в планах компаний стояло к 2025 году

нарастить добычу на арктическом шельфе до нескольких десятков миллионов тонн нефти в год. Но в 2014 году два важнейших события повлияли на планы по развитию арктического шельфа: падение цен на нефть (прежде всего из-за развития добычи сланцевой нефти и падения спроса в Китае) и ввод санкций в отношении российской шельфовой нефтедобычи со стороны США и стран ЕС.

Санкции против шельфа

Секторальные услуги, в том числе в отношении нефтегазовой отрасли, ЕС, США и Канада вводили в две

стадии. Первая стадия касалась поставок оборудования. Она была введена в конце июля – в начале августа 2014 года. Вторая стадия введена в сентябре 2014 года. Она распространяла действие санкций не только на поставки оборудования, но и на предоставление услуг, обмен информацией с российскими партнерами, а также на участие западных компаний в наиболее технологичных добычных проектах.

Первая стадия санкций – запрет на поставку технологий и оборудование был введен ЕС и США соответственно 31 июля и 1 августа 2014 года.

Санкции США имеют более жесткий характер, по сравнению с санкциями ЕС. Они подразумевают лицензирование поставок в Россию оборудования для глубоководной, свыше 500 футов (152,4 м), добычи углеводородов, разработки арктического шельфа и сланцевых запасов нефти и газа. Санкции ЕС также касаются глубоководной добычи, но не конкретизируют минимальную глубину добычи.

Список запрещенного США к ввозу в Россию оборудования следующий:

- буровые установки;
- детали для горизонтального бурения;
- буровое оборудование и оборудование для заканчивания скважин;
- морское оборудование для работы в условиях Арктики;
- оборудование для каротажа;
- скважинные насосы;
- бурильные и осадные трубы;
- программное обеспечение для гидравлического разрыва пласта;
- насосы высокого давления;
- оборудование для сейсморазведки;

ГРАФИК 1. Прогноз объема добычи нефти в акваториях Балтийского и арктического морей в 2015–2025 годах, млн т в год



Источник: анализ RPI

- дистанционно управляемые подводные аппараты;
- компрессоры;
- инструменты для развальцовки;
- распределительные краны;
- райзеры.

В список оборудования, которое запрещено к ввозу в Россию Евросоюзом, входит оборудование для шельфовых проектов, глубоководного бурения и разведки месторождений Арктики, а также оборудование для сланцевых проектов.

В список Евросоюза входят:

- трубы, используемые для нефтяных и газовых трубопроводов, различных видов и размеров;
- насосно-компрессорные трубы; используемые при бурении нефтяных или газовых скважин, инструменты для бурения,
- насосы для жидкостей.

При этом Евросоюз ввел режим предварительного одобрения сделок по поставке оборудования в РФ. Соответствующие одобрения должны будут выдавать уполномоченные госорганы

стран, в которых зарегистрированы компании-экспортеры.

Данное оборудование практически не производится в России, а часть из него не имеет аналогов и в странах, не вводивших санкции против России.

Прогноз объемов добычи нефти и газа на шельфе Балтийского и арктических морей

На развитие нефтедобычи на шельфе будет прежде всего влиять макроэкономические и политические факторы перечисленные выше прежде всего – цены на нефть и влияние международных санкций на российскую нефтедобычу на шельфе. Кроме этого, необходимо учесть такие вводные, как выработанность месторождений основных российских нефтедобывающих компаний, а также то, что российские власти будут различными методами, в том числе и административными и налоговыми, стимулировать компании к вводу в эксплуатацию хотя бы некоторых шельфовых месторождений (даже в условиях санкций и низких цен на нефть), чтобы оправдать ранее данные прогнозы и не допустить падения нефтедобычи.

В перспективе до 2025 года основным источником добычи нефти остаются акватории Баренцева и Печорского морей, причем объем добычи будут определяться только Приразломным месторождением.



УДК 629.563.2



В Балтийском море в текущий период будут наблюдаться резкий спад добычи на Кравцовском месторождении. Из месторождений акватории Обской и Тазовской губы промышленная разработка начинается только Северо-Каменномыского месторождения.

Прогноз потребности в оборудовании для реализации шельфовых проектов в Балтийском и арктических морях

Ввод новых месторождений, в том числе и шельфовых, технологически увязан с необходимостью строительства сопутствующей транспортной инфраструктуры: прокладкой промысловых и подводных, а в некоторых случаях и магистральных трубопроводов, строительством УПН, НПС, УКПГ, объектов энергетического хозяйства и т.д. Поэтому ввод новых месторождений будет технологически синхронизирован с перечисленными выше объектами промысловой и транспортной инфраструктуры.

Кроме этого, геологоразведочные мероприятия на шельфе арктических морей подразумевают необходимость в эксплуатации судов для 2D и 3D сейсморазведки, а также морских буровых платформ.

ГРАФИК 2. Прогноз объема добычи природного газа в акваториях Балтийского и арктических морей в 2015–2025 годах, млрд куб. м в год



ТАБЛИЦА 1. Прогноз объемов сейсморазведочных работ 2D/3D на шельфе Балтийского и западных арктических морей России в 2016–2025 годах, пог. км/кв. км

Акватория	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Балтийской море	10/6	10/6	10/6	–	–	–	–	–	–	–
Баренцево и Печорское моря	11570/6003	13570/5303	9170/4274	9170/4274	8170/3774	4900/1890	4900/1890	2500/650	2500/650	2000/500
Карское море	7320/2890	7320/2890	7320/2890	7320/2890	3225/1200	3225/1200	3225/1200	3225/1200	3225/1200	3225/1200
Обская и Тазовская губы	1800/495	1650/350	1650/350	1650/350	1070/265	1070/265	1070/265	1070/265	1070/265	1070/265
Моря восточнее полуострова Ямал	0/0	0/0	6000/0	11750/0	11600/300	14250/400	14500/350	10500/200	9250/0	6000/0
Всего	17115/8154	17115/7359	23915/6330	26655/6324	24065/5539	23415/3755	23695/3745	17295/2315	16045/2115	12295/1965

Источник: анализ RPI

ТАБЛИЦА 2. Прогноз потребности в обсадных трубах в акваториях Балтийского и арктических морей России в 2015–2025 годах, км

Акватория	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Балтийской море	4,7	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	2,6
Баренцево и Печорское моря	15,6	22,7	18,7	22,9	28,1	15,6	28,8	28,6	4,5	0
Карское море	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0
Обская и Тазовская губы	0	0	0	0	0	2,1	0	2,1	26,0	39,0
Моря восточнее полуострова Ямал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	24,8	22,7	18,7	27,6	32,6	17,7	35,9	30,7	30,5	41,6

Источник: анализ RPI

Сейсмика

В связи с ограничением доступа российских нефтедобывающих компаний к дешевому западному финансированию, а также падению курса рубля они начали в резко сокращать инвестиционные программы и первым делом пострадали шельфовые проекты, как наименее перспективные в современной макроэкономической обстановке. По сравнению с прошлыми планами компаний наибольшее сокращение ожидает 3D-сейсмику, прежде всего в акваториях Баренцева и Печорского морей. Максимум ее придется на 2016–2019 гг. (6–8 тыс. кв. км), с целью поддержания процесса освоения месторождений (в противном случае лицензия на месторождение может быть отозвана). К 2025 году объем сейсмики сократится до 18 тыс.

пог. км для 2D бурения и до 2 тыс. кв. км для 3D бурения. В первую очередь, по сравнению со сценарием 1, значительно сократится 3D-разведка в акваториях.

Для выполнения представленных объемов сейсморазведочных работ необходимо количество судов для сейсморазведки составит 25–27 единиц.

Обсадные трубы

Суммарная потребность в обсадных трубах в 2015–2025 годах составит 282 км труб, что меньше прогнозов годовалой давности почти в три раза. При этом потребность в акватории Печорского и Баренцева морей и Обской и Тазовского губ составит более 90% от суммарной потребности в обсадных трубах на шельфе Балтийского и западных арктических морей России.

Буровые и добычные платформы

Предполагается, что эксплуатационное бурение в акватории Баренцева и Печорских морей начнется после 2025 (за исключением Приразломного месторождения, где в 2014 году уже отгружены первые объемы товарной нефти и необходимости в добычных платформах нет). Таким образом, потребность в морских добычных платформах будет формироваться после 2025 года.

Максимальная потребность в буровых установках всех типов придется на 2020 год – примерно в 6 единиц в сумме для южных морей Балтийского моря и западных арктических морей России.

KEY WORDS: equipment, shelf, Arctic, drilling rigs, oil production.

ТАБЛИЦА 3. Прогноз потребности в морских буровых установках на шельфе Балтийского и западных арктических морей России в 2016–2025 годах, ед.

Акватория	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Балтийской море	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
Баренцево и Печорское моря	2	2	1	2	3	2	3	2	1	0
Карское море	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0
Обская и Тазовская губы	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0
Моря восточнее полуострова Ямал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	4	2	1	3	6	2	5	2	1	0

Источник: анализ RPI

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ШЕЛЬФА

Применение блочно-модульных конструкций систем управления фонтанными арматурами на морских платформах

ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ В ОБВЯЗКЕ СКВАЖИН БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ПОЛНОЙ ЗАВОДСКОЙ ГОТОВНОСТИ. ЧЕМ УДОБНЫ ТАКИЕ КОНСТРУКЦИИ И ЗА СЧЕТ ЧЕГО ОНИ ПОЗВОЛЯЮТ СНИЖАТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ?

A PROMISING DIRECTION IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE HYDROCARBON FIELDS IS USED IN THE PIPING WELLS MODULAR DESIGNS OF FULL FACTORY READINESS. WHAT ARE THE ADVANTAGES OF SUCH DESIGNS AND WHAT THEY ALLOW TO REDUCE PRODUCTION COSTS?

Ключевые слова: блочно-модульные конструкции, фонтанная арматура, шельф, нефтяные и газовые месторождения.



Шевцов Александр Петрович,
генеральный директор
ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ»

С одной стороны, блочно-модульные конструкции оборудования обеспечивают более высокие показатели качества, надежности, экологической и промышленной безопасности, с другой – при оснащении их системами управления и контроля существенно снижается роль человеческого фактора в процессе управления технологическими процессами.

В соответствии с этим направлением, компания ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ», г. Воронеж, разработала и изготовила для компании ООО «Лукойл-Нижневожскнефть», г. Астрахань, блочно-модульную станцию управления фонтанной арматурой СУФА77 (рис. 1) для морской ледостойкой стационарной платформы ЛСП-1 нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) им. В. Филановского.

Конструктивно станция управления разделена на следующие основные составные части:

- восемь модулей управления эксплуатационными скважинами;
- один модуль управления газонагнетательной скважиной;
- насосно-аккумуляторная установка (рис. 2);
- два модуля управления водонагнетательными скважинами (рис. 3);
- электрооборудование и комплекс программно-технических средств.

РИС. 1. Станция управления СУФА77 в процессе изготовления



Станция обеспечивает следующие функции управления одновременно всеми эксплуатационными, газонагнетательными и водонагнетательными скважинами платформы:

1. Ручное закрытие приводов скважин:
 - ручное закрытие приводов WV, MV, SSSV всех скважин от грибковой электрической кнопки с фиксацией, расположенной на блоке контроля возгораний и аварийного останова скважин.
 - ручное закрытие приводов WV, MV всех скважин от грибковой электрической кнопки блока контроля возгораний и аварийного останова.

УДК 629.563.2

- ручное закрытие приводов WV всех скважин от грибковой электрической кнопки на блоке контроля возгораний и аварийного останова скважины.
2. Автоматическое закрытие приводов скважин:
 - автоматическое аварийное закрытие приводов WV, MV, SSSV всех скважин при расплавлении плавких вставок предохранительных контуров нижней палубы или платформы.
 - автоматическое закрытие WV, MV, SSSV всех скважин при падении давления до установленного предельного значения в гидравлической системе управления приводами SSSV.
 - автоматическое закрытие приводов WV, MV всех скважин при падении давления до установленного предельного значения в гидравлической системе управления приводами WV, MV.
 3. Дистанционное закрытие приводов скважин:
 - дистанционное закрытие приводов WV, MV, SSSV всех скважин по сигналу ESD-B от АСУ ТП.
 - дистанционное закрытие приводов WV, MV всех скважин по сигналам PSD-B/ESD-A от АСУ ТП.
 4. Мониторинг и передача в АСУ ТП следующих параметров работы станции:
 - давление в линии нагнетания насосов станции/ датчик BP1, аналоговый сигнал;
 - давление в линии управления WV, MV насосно-аккумуляторной установки станции/ датчик BP2;
 - понижение давления в линии управления WV, MV насосно-аккумуляторной установки (PSL);
 - предельно низкое давление в линии управления WV, MV насосно-аккумуляторной установки (PSLL);
 - давление в линии управления SSSV насосно-аккумуляторной установки станции/ датчик BP3;
 - понижение давления в линии управления SSSV насосно-аккумуляторной установки (PSL);
 - предельно низкое давление в линии управления SSSV насосно-аккумуляторной установки (PSLL);
 - давление в линиях управления SSSV эксплуатационных скважин / датчик BP4/X;

РИС. 2. Насосно-аккумуляторная установка станции управления СУФА77



РИС. 3. Модули управления скважинами



- давление в линиях управления SSSV газонагнетательных скважин/ датчик BP5/X;
- давление в линиях управления SSSV водонагнетательных скважин/ датчик BP6/X;
- информация о положении SSSV эксплуатационных, газонагнетательных или водонагнетательных скважин (закрыт или открыт по уставке датчиков давления) задается программно контроллером станции, первичная информация от датчиков давления BP4/X, BP5/X, BP6/X.
- информация о положении WV, MV всех скважин (закрыт или открыт)/от датчиков конечного положения, установленных на приводах WV, MV.
- низкое (аварийное) давление в предохранительном контуре плавких вставок нижней палубы – «Пожар на нижней палубе» / реле давления РД1;
- низкое (аварийное) давление в предохранительном контуре плавких вставок платформы – «Пожар на платформе» / реле давления РД2;
- низкий и критический уровни жидкости в гидравлическом баке/ реле уровня SL1;
- ввод в работу резервного насоса;
- переход на работу источника бесперебойного питания;
- режим работы станции – местный или дистанционный.

Программно-технический комплекс станции выполнен на базе взрывозащищенного оборудования, микроконтроллерного оборудования с взрывозащитой вида 2ExibellBT6, предназначенного для работы во взрывоопасных зонах 2 при температуре окружающей среды от минус 30°C до плюс 70°C.

В конечном итоге применение блочно-модульных конструкций оборудования для обустройства месторождений углеводородов позволит более оптимально разместить оборудование в замкнутом пространстве (помещении), сократить сроки и снизить затраты на монтаж и пусконаладочные работы на объектах нефтегазодобычи, при этом суммарное ожидаемое снижение расходов составляет до 20%. ●

KEY WORDS: modular design, fountain fixture, shelf, oil and gas field.

РЕКУЛЬТИВАЦИЯ И ЛАРН

Автоматизация работ на водоемах, болотах, почве, побережье

В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ РАЗЛИВЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЯВЛЯЮТСЯ ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ. В СВЯЗИ С УВЕЛИЧЕНИЕМ КОЛИЧЕСТВА ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, КОТОРОЕ ОБУСЛОВЛЕНО РОСТОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ИЗНОСОМ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ (В ЧАСТНОСТИ, ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА), НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫМ. РАЗЛИВЫ СЕРЬЕЗНО НАРУШАЮТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ВСЕХ ЭКОСИСТЕМ НА МЕСТЕ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА (ПОЧВЫ, ВОДОЕМОВ, ПОБЕРЕЖЬЯ И БОЛОТ). ЭТА ПРОБЛЕМА КАСАЕТСЯ ВСЕХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ЧЬЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СВЯЗАНА С ДОБЫЧЕЙ, ПЕРЕРАБОТКОЙ, ТРАНСПОРТИРОВКОЙ И ХРАНЕНИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ. ЭТО НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ И БУРОВЫЕ КОМПАНИИ, НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ, НЕФТЕБАЗЫ, СТРОИТЕЛЬНЫЕ И СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА, КОМПАНИИ, ОКАЗЫВАЮЩИЕ УСЛУГИ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ, РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ. КАК ЛИКВИДИРОВАТЬ РАЗЛИВЫ С МИНИМАЛЬНЫМ УЩЕРБОМ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ВРЕМЕННЫМИ ЗАТРАТАМИ?

IN THE MODERN WORLD, OIL SPILLS ARE ONE OF THE KEY ENVIRONMENTAL ISSUES. IN CONNECTION WITH THE INCREASE IN THE NUMBER OF EMERGENCIES DUE TO THE GROWTH OF OIL PRODUCTION AND THE DEPRECIATION OF FIXED ASSETS (IN PARTICULAR, PIPELINE TRANSPORT), THE NEGATIVE IMPACT OF OIL SPILLS ON THE ENVIRONMENT BECOMES INCREASINGLY IMPORTANT. FLOODS WREAK HAVOC WITH THE INTERACTION OF ALL ECOSYSTEMS IN THE PLACE OF EMERGENCY OIL SPILLS (SOIL, WATER, COAST AND WETLANDS). THIS ISSUE AFFECTS ALL BUSINESSES, WHOSE ACTIVITY IS CONNECTED WITH PRODUCTION, PROCESSING, TRANSPORTATION AND STORAGE OF PETROLEUM PRODUCTS. OIL PRODUCING AND DRILLING COMPANIES, REFINERIES, TANK FARMS, CONSTRUCTION AND SERVICE COMPANIES IN THE OIL AND GAS SECTOR, COMPANIES PROVIDING SERVICES FOR SPILL RESPONSE, RECLAMATION. HOW TO ELIMINATE SPILLS WITH MINIMAL DAMAGE TO THE ENVIRONMENT AND TIME?

Ключевые слова: разливы нефти, ликвидация аварий, экскаваторы-амфибии, заградительные боны, аварийные скиммеры.

Нелли Корнилина,
Маркетолог
ООО «Терра-Экология»

Природоохранное законодательство России жестко регламентирует сроки и качество устранения последствий аварийного разлива нефтепродуктов. Ежегодно контроль за разливами усиливается, и сумма штрафных взысканий серьезно бьет по бюджету предприятий-нарушителей. Ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов предусматривает разработку комплекса

необходимых мероприятий, который опирается на следующие основы:

1. минимизация времени операции (все операции должны быть проведены в кратчайшие сроки),
2. максимальная эффективность (качественная зачистка территории),
3. аккуратность (минимальный ущерб от работ для экологии территории),
4. безопасность персонала.

УДК 502.6

Наиболее сложными, с технической точки зрения, являются разливы нефти/нефтепродукта на поверхности воды, в этом случае нефть распределяется по поверхности тонким слоем и загрязняет очень большие территории, даже при сравнительно небольших количествах пролива.

РИС. 2. Боны постоянной плавучести



Для локализации разлива, как правило, используют различные заградительные и сорбирующие системы

Для локализации разлива, как правило, используют различные заградительные и сорбирующие системы. Например, боновые заграждения, которые концентрируют очаг разлива и предотвращают дальнейшее загрязнение близлежащих территорий. Виды боновых заграждений разделяют по типу исполнения: надувные и с упругим наполнением.

Надувные боновые заграждения (рис. 1) предназначены для экстренного реагирования и локализации разливов аварийного характера на открытых морских акваториях, в портах, нефтеналивных терминалах и т.п. Отличаются быстрой установкой и компактными размерами при транспортировке и хранении.

РИС. 1. Надувные боны



Боны с упругим наполнением (рис. 2) также называют бонами постоянной плавучести. Обладают высокой разрывопрочностью и максимальным сопротивлением ветровым и волновым нагрузкам. Используются для обеспечения безопасности водного объекта от неконтролируемых поступлений разливов нефтепродуктов. Способны находится на воде долгое время, отдельные модели могут непрерывно служить более 10 лет.

На следующем этапе уборки загрязнения после локализации, применяют скиммеры – специальные нефтесборные устройства, которые собирают разлившуюся нефть непосредственно с поверхности воды. Чаще всего применяют олеофильные скиммеры (рис. 3). Они отличаются высокими показателями очистки воды от нефтепродуктов и низким содержанием воды в собранном нефтепродукте. Принцип действия олеофильного скиммера основан на адгезии нефтепродуктов к движущемуся элементу.

К аварийным скиммерам предъявляют такие требования, как скорость сбора, устойчивость к течению, уровень производительности и удобство эксплуатации

Северные регионы РФ лидируют не только по добыче нефти, но и по количеству аварий на трубопроводах. При этом почвенно-климатические условия крайне неблагоприятны, т.к. избыточное увлажнение почв, в первую

очередь, болотных, с одной стороны, ограничивает глубину проникновения нефти, но с другой стороны, создает массу сложностей технического и агробиологического характера при проведении работ по ЛАРН и рекультивации. Ликвидация разливов в подобной местности занимает большое количество времени, людей и средств. Только предварительный этап работ по ЛАРН составляет прокладку временных дорог, обеспечение судов и нефтесборного оборудования, скашивание и сбор растительности. Многоэтапный и длительный процесс способствует распространению разлива и усугублению экологической проблемы.

Актуальность вопросов механизации и автоматизации этих процессов способствовали разработкам и производству специальной техники для применения на заболоченной местности, водоемах, побережье и грунте. Она создает минимальное давление на грунт, т.к. смонтирована на понтонно-гусеничном ходу.

Известны следующие типы такой техники:

- 1) экскаваторы-амфибии для дноуглубительных работ,
- 2) многофункциональные вездеходы-амфибии для проведения комплекса работ по ЛАРН и рекультивации.

РИС. 3. Применение олеофильного скиммера



Экскаваторы-амфибии характеризуются более крупными размерами и предназначены для экскаваторных работ на водоемах и заболоченной местности.

Многофункциональные вездеходы-амфибии имеют небольшие габариты и выполняют широкий спектр работ:

- сбор разливов нефтепродуктов в труднодоступных местах (болотистой местности, заросших водоемах, побережье и т.п.);
- рекультивацию нефтезагрязненных земель и водоемов;
- очистку акватории от иловых отложений, скашивания растений, прорезки льда и др.

При этом для управления машиной достаточно одного человека. Корпус вездехода-амфибии выполнен из легких прочных металлов, благодаря чему имеет небольшой вес. Вездеход имеет грузоподъемность до 500 кг, и при этом давление на грунт при полной загрузке составляет не более 0,1 кг/см². Широкие гусеничные траки выполнены из армированной резины, устойчивой к негативному воздействию нефтепродуктов. К месту аварии вездеход-амфибию можно доставить на специальном автотрейлере.

Климатические и географические условия использования техники в России имеют свои особенности. Это способствовало разработке отечественных многофункциональных вездеходов-амфибий (рис. 4). Данные вездеходы-амфибии используются многими предприятиями, как в России, так и за рубежом.

Современные технологии, использованные при производстве отечественных вездеходов-амфибий, обеспечивают

РИС. 4. Работа вездеход-амфибии на водоеме



надежное применение машины на водных объектах, т.к. он имеет высокие показатели плавучести и маневренности на воде. По воде вездеход-амфибия может перемещаться со скоростью 9 км/ч.

Но главная особенность вездехода-амфибии – это возможность значительно расширить функциональность и диапазон его применения благодаря дополнительному навесному оборудованию с универсальным креплением:

Сегодня необходимость применения многофункциональной техники в качестве замены ручного труда и другого вспомогательного оборудования продиктована требованиями времени

- нефтесборное оборудование для сбора аварийных разливов нефтепродуктов с производительностью до 15 м³/час;
- насосное оборудование для удаления и перекачки донного ила или осадочных отложений в водоемах;
- ковш для рытья траншей (вариант экскаватора) с возможностью использования вездехода-амфибии на воде и заболоченной местности;
- культиватор для восстановления почвы, а также береговой линии и дна водоемов;
- косилка универсальная с гидроприводом для выкоса тростника и другой растительности в водоемах и на прибрежной территории;
- грабли для сбора растений в водоемах и по береговой линии;
- дополнительные гребные гидравлические винты для передвижения по воде;
- баровая установка для резки льда;
- система распыления диспергентов с шириной орошения до 6 м;
- гидравлический отбойный молоток с семью видами насадок.

Дополнительное навески дают возможность эксплуатировать вездеход-амфибию не только в экстренных ситуациях по устранению последствий нефтяных

разливов, но и в штатном режиме для выполнения различного рода сложных задач. Например, работ по рекультивации почвы, рытья траншей, скашивания и сбора растительности на сложных участках.

Таким образом, ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов требует разработки комплекса работ от локализации до рекультивации. На сложных участках (болота, заросшие водоемы, побережье), на которых

случается большинство аварий трубопроводов, работы по ЛАРН затруднены, требуют большого количества рабочей силы и времени. Как следствие, такие разливы распространяются, не ликвидируются полностью и превращаются в застарелые.

Необходимость применения многофункциональной техники позволяет:

- в разы увеличить масштабы обрабатываемых площадей;
- повысить оперативность реагирования на ЧС при аварийных разливах;
- улучшить качество выполняемых работ;
- сократить расходы на рабочий персонал, закупку судов и вспомогательного оборудования;
- минимизировать риски причинения вреда здоровью работникам;
- проводить работы в местах, где невозможно применение никакой другой техники.

Применение различной специализированной техники позволяет проводить комплекс работ по ЛАРН на труднодоступных местах высокотехнологичным, оперативным и экономически целесообразным методом. ●

KEY WORDS: oil spills, accident elimination, amphibious excavators, booms, emergency skimmers.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

СЕНТЯБРЬ

П		7	14	21	28
В	1	8	15	22	29
С	2	9	16	23	30
Ч	3	10	17	24	
П	4	11	18	25	
С	5	12	19	26	
В	6	13	20	27	

9–11 сентября

IX международная специализированная выставка «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия»

г. Самара

10 сентября

V ежегодная международная конференция

«Модернизация производств для переработки нефти и газа» –

Нефтегазопереработка 2015

Москва

15–18 сентября

12-я Международная выставка и конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore–2015)

г. Санкт-Петербург

23–25 сентября

XX Международная специализированная выставка

«Сургут. Нефть и Газ – 2015»

г. Сургут

28 сентября – 1 октября

19-я ежегодная конференция и выставка

«Нефть и газ Сахалина 2015»

г. Южно-Сахалинск

21–25 сентября

21–22 сентября

2-ая конференция

Op-Ex Russia & CIS 2015 –

Операционная эффективность в нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической промышленности

22–23 сентября

RPTC 2015

14-ая Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ

24–25 сентября

RRTC 2015

15-ая Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ

Москва



МОБИЛЬНЫЕ ПОГРУЖНЫЕ НАСОСЫ ДЛЯ ВЯЗКИХ ЖИДКОСТЕЙ

ИСТОРИЧЕСКИ ТАК СЛОЖИЛОСЬ, ЧТО ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ВЯЗКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ НАСОСЫ ОБЪЕМНОГО ТИПА. НО ЗАЧАСТУЮ ПРИМЕНЕНИЕ НАСОСОВ ТАКОГО ТИПА НЕ МОЖЕТ БЫТЬ РЕАЛИЗОВАНО ИЗ-ЗА СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ. ПОПАДАНИЕ ПРИМЕСЕЙ В РАБОЧИЙ ОРГАН НАСОСА МОЖЕТ БЫСТРО ПРИВЕСТИ К ИЗНАШИВАНИЮ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ, ЧТО ВЕДЕТ К ПОТЕРЕ ХАРАКТЕРИСТИК, А В ХУДШЕМ СЛУЧАЕ И К ВЫХОДУ ИЗ СТРОЯ НАСОСА. В ЧЕМ ВИДЯТ ВЫХОД ИЗ ПОДОБНОЙ СИТУАЦИИ СОВРЕМЕННЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ?

HISTORICALLY, FOR PUMPING VISCOUS OIL WAS USED POSITIVE DISPLACEMENT PUMPS TYPE. BUT OFTEN THE USE OF PUMPS OF THIS TYPE CANNOT BE IMPLEMENTED BECAUSE OF THE CONTENT OF MECHANICAL IMPURITIES IN THE PUMPED LIQUID. THE INGRESS OF IMPURITIES IN THE WORKING BODY OF THE PUMP CAN QUICKLY LEAD TO DETERIORATION OF THE FLOW PART, WHICH LEADS TO THE LOSS CHARACTERISTICS AND IN THE WORST CASE TO FAILURE OF THE PUMP. IN WHAT DO MODERN EXPERTS SEE THE SOLUTION TO THIS SITUATION?

Ключевые слова: погружные насосы, вязкие жидкости, оседагональные шнековые насосы.



**Германов
Алексей Викторович,**
Инженер
ГК «Корвет»

С 2005 года Группа Компаний «Корвет» совместно с ФГУП «Усть-Катавский вагоностроительный завод имени С.М. Кирова» филиал «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» занимается разработкой и производством оседагональных шнековых насосов. Являясь динамичными агрегатами, такие насосы обладают свойствами насосов объемного типа в перекачке вязких жидкостей, при этом они способны перекачивать значительное количество примесей.

Главной технической особенностью насосов марки ОДН (оседагональный насос) является наличие в их конструкции шнековых колес с винтовыми лопастями, как постоянного,

так и переменного шага. Это позволило получить межлопаточный канал, обеспечивающий низкую гидродинамическую загруженность лопастей рабочего колеса. Такая особенность профилирования колес дает возможность достичь в них одновременно высоких антикавитационных и энергетических качеств, а также обеспечить перекачивание высоковязких и двухфазных жидкостей со значительными включениями механических примесей и газов.

Особенность профилирования рабочих колес оседагональных насосов дает возможность достичь в них одновременно высоких антикавитационных и

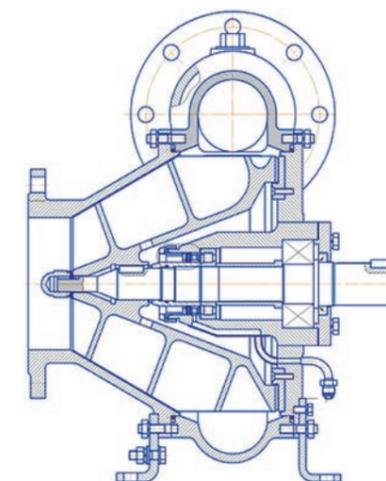
УДК 621

энергетических качеств. Все насосы обладают высокими антикавитационными качествами и имеют высоту всасывания не менее 8 м.

ОДН способны перекачивать самые различные типы жидкостей: бензины, дизтопливо, мазуты, масла, загрязненные нефтеостатки и воды с повышенным содержанием песка и волокнистых включений. Вязкость продуктов может достигать 500 сСт. При этом насосы могут работать с жидкостями с содержанием газа до 30%. Что выгодно отличает их от центробежных насосов неспособных перекачивать высоковязкие среды и объемных, в которых, при перекачке маловязких жидкостей, возможны значительные гидравлические утечки, а следовательно потеря КПД.

В настоящее время типоразмерный ряд насосов насчитывает одиннадцать размеров насосов с производительностью от 20 до 1000 м³/час. В 2015 году в типоразмерном ряду появилась новая установка УОДН 360-250-250, установка обладает высокой производительностью при достаточном большом напоре. Широкий диапазон производительности позволяет использовать насосы ОДН при перекачке нефтепродуктов из аварийных железнодорожных цистерн, разгрузке нефтеналивных барж, на железнодорожных эстакадах, при зачистке шламовых прудов и резервуаров.

Развитие компании происходит не только в увеличении типоразмерного ряда, а так



Насос в разрезе

Сводная таблица погружных насосов НПШГ производства ГК «Корвет»

Наименование параметра и характеристики, ед.измерения	НПШГ-120	НПШГ-170	НПШГ-200	НПШГ-201	НПШГ-290	НПШГ-300
1. Подача Q, м³/час, не менее	27.54	90.198	75.185	50.95	36.180	100.450
2. Напор H, м, не менее	13.8	30.16	52.28	60.30	30.20	90.35
3. Температура перекачиваемой жидкости, °С	-20...90					
4. Вязкость перекачиваемой жидкости, сСт, не более	500					
5. Плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³, не более	1000					
6. Объемная концентрация твердых частиц в жидкости, %, не более	2	5	10			
7. Максимальный размер твердых частиц в жидкости, мм	5		10		20	
8. Эффективная мощность гидромотора, кВт	9,28		32	17,92	75	
9. Крутящий момент эффективный гидромотора, Нм	35		168	84,6	748	
10. Внешняя утечка в местах соединений	Отсутствует					
11. Утечка среды через торцевое уплотнение, см³/час, не более	-	-	2			
12. Габаритные размеры насоса, мм	288x540x720	510x420x680	430x481x820	378x389x815	378x585x820	514x558x930
13. Масса насоса, кг, не более	22	74	100	77	125	195

же в качественном изменении установок. Ведутся разработки по агрегатированию большей части насосов дизельными двигателями, доработки насосных установок самовсасывающим оборудованием, изготовление погружных насосов с гидравлическим приводом (НПШГ).

Отличительная особенность шнековых погружных насосов с гидроприводом является возможность перекачки вязких жидкостей из заглубленных резервуаров, железнодорожных цистерн, открытых водоемов, амбаров без возможности подвода электричества. В отличие от других погружных насосов крутящий момент на вал насоса передается через гидропривод, посредством рукавов высокого давления, может быть подключен к любому механизму с гидросистемой подачи масла, отвечающей необходимым требованиям, на расстояние в несколько десятков метров, размещенной вне взрывопожароопасной зоны. Откачиваемая жидкость по напорно-всасывающим рукавам может отводиться на несколько сот метров. В настоящее время изготовлены опытные

образцы НПШГ на базе насосов ОДН 120 и ОДН 201, образцы успешно прошли испытания в полевых условиях. Ведутся разработки по изготовлению НПШГ на базе ОДН 170, ОДН 200, ОДН 290, ОДН 300, характеристики насосов указаны в таблице.

В комплекте поставки насосов НПШГ может быть предложена дизельная, бензиновая или электрическая масляная станция. На насосы и на масляные станции имеется разрешительная документация. ●

KEY WORDS: submersible pumps, viscous liquid, SeverEnergia screw pumps.



Группа Компаний «Корвет»
Россия, 454091, г. Челябинск
тел: +7 (351) 225-10-55,
8-912-303-10-55
факс: +7 (351) 225-10-57
E_mail: sales@oilpump.ru
www.oilpump.ru



Насос НПШГ-120



Насос НПШГ-201



Насос НПШГ-120 с дизельной маслостанцией

От НПЗ до бензобака

Во главе угла – качество

Одной из важнейших составляющих инфраструктуры любой экономики является автомобильный транспорт. Это своего рода «кровеносная система» в сложном организме страны, и от того, как эффективно она действует, зависит социально-экономическое развитие регионов и государства в целом. Уже сейчас более половины всех перевозок осуществляется именно автомобильным транспортом и поэтому стратегически важно, чтобы автопарк пополнялся современной и надежной техникой, активно развивалась дорожная сеть, а отрасль обеспечивалась качественным топливом

ONE OF THE MOST IMPORTANT COMPONENTS OF THE INFRASTRUCTURE OF ANY ECONOMY IS AUTOMOBILE TRANSPORT. IT IS A KIND OF "CIRCULATORY SYSTEM" IN THE COMPLEX ORGANISM OF THE COUNTRY, AND SOCIAL-ECONOMIC DEVELOPMENT OF REGIONS AND COUNTRY AS A WHOLE DEPENDS ON ITS EFFICIENCY. NOWADAYS MORE THAN HALF OF ALL TRANSPORTATION IS CARRIED OUT BY MOTOR VEHICLES. THAT'S WHY TO REPLENISH THE FLEET WITH MODERN AND RELIABLE EQUIPMENT, TO DEVELOP ROAD NETWORK ACTIVELY AND TO PROVIDE THE INDUSTRY WITH QUALITY FUEL ARE STRATEGICALLY IMPORTANT

Ключевые слова: бензин, дизельное топливо, качество нефтепродуктов, нефтеперерабатывающий завод, автозаправочная станция, оптовые поставки топлива.

Леонид Васильев

Вопрос качества реализуемого в стране топлива все чаще обсуждают эксперты. О масштабах проблемы говорят цифры – «теневой» рынок некачественных нефтепродуктов оценивается в 10 млн тонн в год! Суррогат не только выводит из строя транспорт, вредит экологии и кормит коррупционеров, но и наносит прямой ущерб экономике страны. По данным Минфина, только в прошлом году бюджеты всех уровней потеряли от 20 до 30 млрд рублей из-за недополученных топливных акцизов.

Наибольшим злом топливного рынка эксперты называют судовое маловязкое топливо, которое недобросовестные дельцы выдают за дизельное. Стоимость тонны такого «продукта» на 4–5 тыс рублей ниже ДТ. Любопытный факт: при отсутствии роста перевозок речным транспортом объем производства судового маловязкого топлива вырос в стране на 35%! В условиях экономической нестабильности и жесточайшей конкуренции бизнес сознательно готов заправляться некондиционными нефтепродуктами, даже несмотря на огромные риски, ведь «характеры» дорогой импортной техники и

судового топлива несовместимы. В одной лишь Москве ежегодно по этой причине отказывают 90 тыс двигателей, в результате чего транспортные компании несут значительные потери.

Обезопасить себя от транспортных проблем и имиджевых рисков можно только одним способом: закупать топливо у проверенного поставщика. Работая с крупными потребителями, для которых качество нефтепродуктов определяет успешность деятельности компании и, в значительной степени, уровень ее дохода, «Газпромнефть-Региональные продажи» уделяют пристальное внимание этому вопросу.

УДК 662

«Газпром нефть» за первое полугодие 2015 года реализовала мелким оптом порядка 6,8 млн тонн нефтепродуктов, что на 2% больше, чем в аналогичном периоде 2014 года. Компания уделяет ключевое внимание вопросам качества топлива – на всех этапах его производства, транспортировки и реализации действует строгая многоступенчатая система контроля. Специалисты аккредитованных лабораторий следят за тем, чтобы нефтепродукты поступали с НПЗ до потребителя с сохранением всех первоначальных параметров.

На оптовых поставках топлива для промышленных, строительных компаний, сетей АЗС и компаний с собственными автопарками специализируется дочернее предприятие «Газпром нефти» – «Газпромнефть-Региональные продажи». География деятельности топливного оператора представлена одиннадцатью отделениями, офисы которых находятся в Москве, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Ярославле, Тюмени, Челябинске, Екатеринбурге, Омске, Новосибирске, Красноярске и Кемерове. Во всех регионах предприятие реализует нефтепродукты, соответствующие требованиям Технического регламента Таможенного Союза.

Почему использовать качественное топливо выгодно?

Производители автомобилей рекомендуют всегда использовать бензин с определенным октановым числом и сезонное ДТ. Загадка кроется в том, что современные



двигатели очень восприимчивы к качеству нефтепродуктов. Соответственно, «мнимая экономия» при использовании более дешевого бензина и ДТ приводит к детонационному сгоранию, которое в свою очередь вызывает перегрев, ускоренный износ деталей двигателя, повышенный расход топлива. Избежать всего этого можно только заправляя автомобильную технику качественными нефтепродуктами проверенного поставщика.

Как проходит проверка бензина и дизеля?

Прибывающее с НПЗ на нефтебазу топливо имеет паспорт качества производителя, в котором отражены все его характеристики и соответствие Техническому регламенту. При приеме нефтепродуктов осуществляется входной контроль качества в

аккредитованной испытательной лаборатории.

Основные показатели, по которым анализируется качество бензина – октановое число, содержание серы, фракционный состав, содержание бензола, кислорода, давление насыщенных паров, углеводородный состав, плотность и отсутствие воды. К примеру, по содержанию серы определяется экологический класс топлива. Топливо пятого экологического класса – «Евро-5», которое реализуется «Газпромнефть-Региональными продажами», отличается высокой степенью очистки и минимальным содержанием загрязняющих веществ, в том числе серы. Дизельное топливо также анализируется на содержание серы, температуру вспышки в закрытом тигле, фракционный состав и на низкотемпературные показатели. В целом, бензин испытывается по 15 параметрам, дизель – по 9.





Каждая партия нефтепродуктов, вышедшая с нефтебазы, сопровождается паспортом качества, в котором указаны основные характеристики данной конкретной партии топлива. Затем бензовоз отправляется к клиенту.

Кто осуществляет контроль?

Отбор проб и их анализ обеспечивает специальное подразделение компании – «Газпромнефть-Лаборатория».

Его основная задача – не допустить снижения качества топлива, вышедшего с нефтеперерабатывающего завода при его движении по товаропроводящей сети. Во всех регионах, где «Газпромнефть-Региональные продажи» осуществляет свою деятельность, ведут работу порядка 40 испытательных, метрологических, электротехнических лабораторий.

В июне 2015 года в компании был утвержден новый стандарт в области качества, который устанавливает требования по более глубокой проверке нефтепродуктов, чем того требует Технический регламент Таможенного Союза. Бензины дополнительно проверяются по характеристикам, отражающим влияние на материалы топливной системы и химическую стабильность при хранении. Дизельное топливо тестируется при резких понижениях температуры.

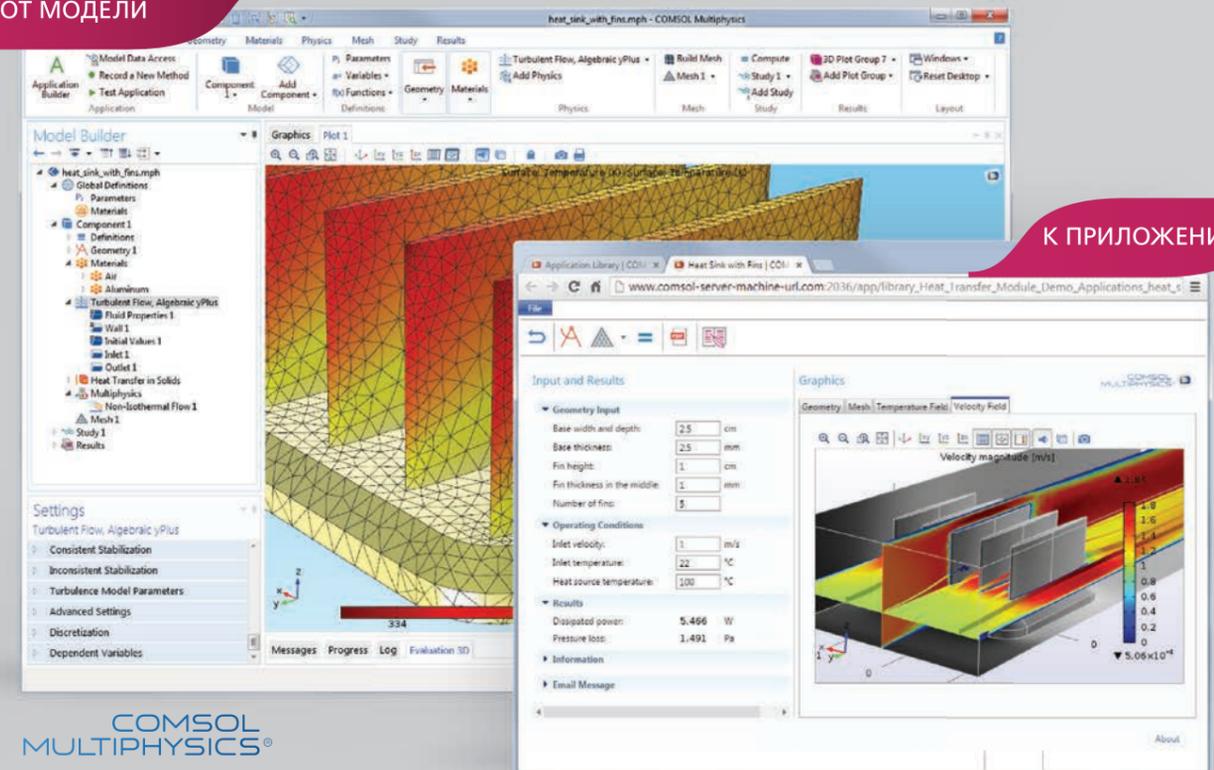
В первом полугодии 2015 года количество проанализированных специалистами «Газпромнефть-Лаборатории» проб по сравнению со вторым полугодием 2014-го увеличилось на 17,5% и составило 50 тысяч. Число проведенных испытаний достигло 270 тысяч.

При действующей в компании системе контроля качества получить некондиционное топливо невозможно, поэтому отклонения от нормы в лабораториях обнаруживаются крайне редко. И, если оно выявляется, то партия оперативно снимается с реализации. ●

KEY WORDS: *gasoline, diesel, petroleum quality, oil refinery, gas station, wholesale supply of fuel.*



ОТ МОДЕЛИ



К ПРИЛОЖЕНИЮ

COMSOL MULTIPHYSICS®

COMSOL SERVER™

Как создать лучший проект и поделиться опытом моделирования? С ПОМОЩЬЮ МОЩНЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ, И ПРИЛОЖЕНИЙ С ИНТЕРФЕЙСОМ ДОСТУПНЫМ КАЖДОМУ.

comsol.ru/5.1

СЕМЕЙСТВО ПРОДУКТОВ

- › COMSOL Multiphysics®
- › COMSOL Server™

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

- › Модуль AC/DC
- › Модуль Радиочастоты
- › Модуль Волновая оптика
- › Модуль Геометрическая оптика
- › Модуль MEMS
- › Модуль Плазма
- › Модуль Полупроводники

МЕХАНИКА

- › Модуль Теплопередача
- › Модуль Механика конструкций
- › Модуль Нелинейные конструкционные материалы
- › Модуль Геомеханика
- › Модуль Усталость материала
- › Модуль Динамика многотельных структур
- › Модуль Акустика

ГИДРОДИНАМИКА

- › Модуль Вычислительная гидродинамика
- › Модуль Миксер
- › Модуль Микрогидродинамика
- › Модуль Течения в пористых средах
- › Модуль Течения в трубопроводах
- › Модуль Молекулярные течения

ХИМИЯ

- › Модуль Разработка химических реакций
- › Модуль Аккумуляторы и топливные элементы
- › Модуль Электроосаждение
- › Модуль Коррозия
- › Модуль Электрохимия

МНОГОЦЕЛЕВЫЕ

- › Модуль Оптимизация
- › Модуль Библиотека материалов
- › Модуль Трассировка частиц

ИНТЕГРАЦИЯ

- › LiveLink™ for MATLAB®
- › LiveLink™ for Excel®
- › Модуль Импорт данных из САПР
- › Модуль Проектирование
- › Модуль Импорт данных из ECAD
- › LiveLink™ for SOLIDWORKS®
- › LiveLink™ for Inventor®
- › LiveLink™ for AutoCAD®
- › LiveLink™ for Revit®
- › LiveLink™ for PTC® Creo® Parametric™
- › LiveLink™ for PTC® Pro/ENGINEER™
- › LiveLink™ for Solid Edge®
- › File Import for CATIA® V5

НОУ-ХАУ В ПРОЕКТИРОВАНИИ СКВАЖИН

Оценка технологических параметров бурения при строительстве скважин для малых глубин залегания продуктивных пластов

РАБОТА СОДЕРЖИТ АНАЛИЗ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ОПРЕДЕЛЕНО, ЧТО ПЛАВНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ КРИВИЗНЫ ПРОФИЛЯ, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЛОТТОИДЫ, ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ ПЕРЕДАЧУ МАКСИМАЛЬНОЙ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОФИЛЯ С БОЛЬШИМИ ОТХОДАМИ ОТ ВЕРТИКАЛИ И МАЛОЙ ГЛУБИНОЙ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. ПРОВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ТАНГЕНЦИАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ С ПРОФИЛЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЛОТТОИДЫ, ПРЕДЛОЖЕНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПРОФИЛЬ С БИКЛОТТОИДОЙ, КАК ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН С БОЛЬШИМИ ИНТЕНСИВНОСТЯМИ НАБОРА КРИВИЗНЫ И ЗЕНИТНЫМИ УГЛАМИ

THE PAPER PROVIDES AN ANALYSIS OF FUNDAMENTALLY NEW SOLUTIONS FOR DESIGNING. IT WAS ESTABLISHED FOLLOWING THE ANALYSIS THAT GRADUAL CHANGE IN THE PROFILE CURVATURE ALLOWS TO INCREASE MAXIMUM AXIAL WEIGHT ON BIT IN A PROPOSED EXTENDED REACH HOLE AND SHALLOW PAY ZONE PROFILE, USING CLOTHOID. THE AUTHORS HAVE DRAWN A COMPARISON BETWEEN A TANGENTIAL PROFILE AND A CLOTHOID-BASED PROFILE. THE PROPOSED MODEL INCLUDES THE USE OF A PROFILE WITH BI-CLOTHOID AS AN EFFECTIVE SOLUTION FOR WELLS WITH HIGH DOGLEG SEVERITY AND ZENITH ANGLES

Ключевые слова: скважина с большим отходом от вертикали, энергосберегающий профиль, клотоида, биклотоида, малые глубины залегания продуктивных пластов, максимальная осевая нагрузка.

Цукренко Максим Сергеевич, аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Райхерт Роман Сергеевич, аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Оганов Александр Сергеевич, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Максимов Антон Олегович, инженер по телеметрическому сопровождению скважин "Halliburton International GmbH"

Основными факторами, влияющими на выбор типа профиля скважины, являются проходимость бурильной и обсадной колонн и возникающие нагрузки на крюке, которые, в том числе, будут влиять на выбор типа и грузоподъемности буровой установки.

При подъеме бурильной колонны из наклонно направленной скважины нагрузка на крюке талевого блока может достигать значительных величин. Показатели этой нагрузки необходимы для оценки возможности строительства конкретной скважины при выбранном наземном буровом оборудовании и бурильных трубах.

Как известно, нагрузка на крюке зависит от типа и диаметра применяемых бурильных труб, коэффициента трения, профиля скважины. Её величину можно уменьшить за счет использования бурильных труб из легкого сплава, антифрикционных добавок в промывочную жидкость, подъема бурильной колонны с вращением, использования проектного профиля с минимальными силами

сопротивления перемещению инструмента.

Параметры оптимального профиля должны удовлетворять следующим требованиям, связанными с геолого-техническими условиями бурения и последующей эксплуатацией скважины:

- длина вертикального участка профиля должна находиться в заданном интервале глубин;
- интервал набора зенитного угла не должен пересекаться с интервалом расположения внутрискважинного оборудования, а зенитный угол в конце интервала не должен превышать проектных значений;

- зенитный угол на проектной глубине должен быть равен или меньше заданного максимального значения;

Алгоритм поиска профиля скважины с минимальными силами трения заключается в следующем:

- для различных видов проектного профиля рассчитываются возможные параметры, которые удовлетворяют приведенным выше ограничениям;
- для всех полученных вариантов проектного профиля определяется нагрузка на крюке. Профиль, для которого величина этой нагрузки минимальна, является оптимальным.

Рассчитать величину сил сопротивления, возникающих при перемещении колонны труб в

наклонно направленной скважине различного профиля можно с использованием математических зависимостей, полученных при следующих допущениях:

- колонна труб не вращается;
- жёсткость труб на изгиб не учитывается;
- на колонну труб действуют только силы трения скольжения;
- профиль скважины состоит из дуг окружности и тангенциальных участков.

Вся колонна бурильных или обсадных труб разбивается на секции, отличающиеся друг от друга весом единицы длины, геометрией ствола скважины, в котором они расположены, а также коэффициентом трения. По форме завершающего участка различают три типа профиля наклонно направленной скважины: S-образный, тангенциальный и J-образный. В зависимости от количества участков с различной кривизной профили скважины внутри каждого типа разделяются на виды: трёхинтервальный, четырёхинтервальный и т.д. В свою очередь, профили скважины каждого вида могут отличаться друг от друга геометрическими параметрами.

Поэтому поиск оптимального профиля скважины может производиться по всем заданным типам и видам или последовательно по трем уровням:

- среди типов профиля;
- внутри каждого типа профиля;
- в пределах заданного диапазона изменения геометрических параметров вида профиля.

При поиске оптимального профиля предпочтительнее алгоритм, в соответствии с которым сначала определяется тип, потом вид, а затем и геометрические

параметры профиля скважины с минимальными силами трения.

Максимальными силами трения обладает S-образный профиль, а минимальной J-образный профиль. Тангенциальный профиль в результатах расчета демонстрирует промежуточные значения, но именно данный тип профиля является перспективным в практике проектирования скважин с большим отходом от вертикали, так как тангенциальный участок позволяет достичь большего отхода, чем дуга окружности с заданным значением радиуса кривизны.

При проектировании профиля наклонно направленной скважины с большим отходом забоя от вертикали кроме сил сопротивления, возникающих при подъеме бурильной колонны из скважины немаловажным, а зачастую и определяющим, является величина максимальной осевой нагрузки на долото, создаваемой весом бурового инструмента.

Движение бурильной колонны в наклонном стволе скважины осуществляется под действием осевой составляющей собственного веса колонны. По мере роста зенитного угла ствола скважины величина осевой составляющей веса уменьшается при одновременном росте сил трения.

Тенденция к движению бурильной колонны сохраняется до тех пор, пока величина осевой составляющей превышает силы сопротивления движению бурильной колонны.

Для практических целей величина или коэффициент передачи максимальной осевой нагрузки на долото представляется в процентах от собственного веса бурильной колонны для различных зенитных углов и коэффициентов трения.

Коэффициент передачи максимальной осевой нагрузки на долото:

$$k_p = \frac{G}{Q},$$

где G – максимальная осевая нагрузка на долото, Н; Q – вес колонны бурильных труб, Н.

Уменьшение веса бурильной колонны является существенным

УДК 622.24

фактором снижения осевых сил сопротивления, но приводит к нежелательному снижению компонентов веса колонны, определяющей нагрузку на долото и продвижение буровой колонны. Поэтому зачастую нижняя часть, расположенная над компоновкой низа буровой колонны, комплектуется буровыми трубами, в т.ч. толстостенными а утяжеленные буровые трубы располагают в вертикальном участке ствола скважины.

Также, направлением снижения сил сопротивления движению буровой колонны по стволу скважины является применение растворов на нефтяной основе или специальных смазочных добавок в буровой раствор.

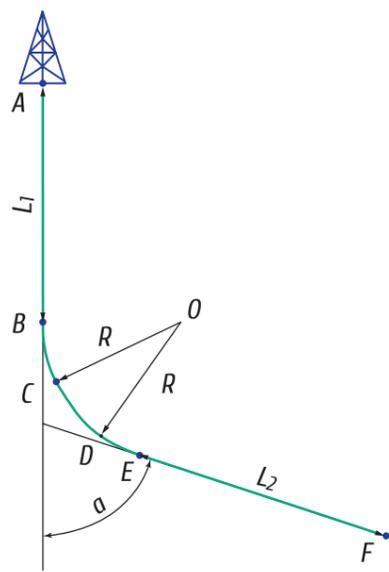
Определение максимальной осевой нагрузки на долото

В свете обозначенных проблем оптимизации профиля наклонно-направленной скважины с большим отходом от вертикали проведем расчет технологических показателей тангенциального профиля, использующего дугу окружности на участке набора кривизны, и профиля, использующего симметричную биклотоиду на участке набора кривизны. Расчет будем проводить при условии, что движение буровой колонны по стволу скважины осуществляется за счет компоненты веса буровой колонны.

Выбор профиля с симметричной биклотоидой в качестве объекта исследования обоснован постепенным и равным изменением основных параметров профиля (радиус кривизны, зенитный угол, изгибающий момент), обеспечивающим гладкое сопряжение вертикального участка и участка стабилизации зенитного угла.

Для обоснования выбора оптимального тангенциального профиля проведем расчет максимальной осевой нагрузки на долото, с учетом величины зенитного угла ствола скважины и отхода ствола от вертикали. Для анализа были проведены расчеты нагрузки, доходящей до долота, в предположении, что колонна буровых труб полностью разгружена на забой.

РИСУНОК 1. Профиль наклонно-направленной скважины с использованием биклотоиды



Максимальная осевая нагрузка рассчитывается «сверху-вниз», т.е. сначала рассчитывается осевая нагрузка в конце самого верхнего участка колонны труб. Расчет осевой нагрузки в конце каждого расположенного ниже участка колонны труб производится с учетом осевой сжимающей силы, действующей на этот участок со стороны верхних секций колонны труб. Оценка максимальной осевой нагрузки проводится в следующей последовательности.

Вес одного погонного метра буровых труб в буровом растворе:

$$q = q_0 * (1 - \frac{\rho_{п.ж}}{\rho_{ст}})$$

Угол трения (рад):

$$j = 2 * \text{ArcTan}[\mu]$$

Нагрузка в конце вертикального участка АВ, кг:

$$P_V = q * H_B$$

Нагрузка в конце участка набора зенитного угла, участок АЕ, кг:

$$P_{C1} = P_V * e^{-\mu * \alpha_1 / 57.3} + q * R_1 * (\text{Sin}[\alpha_1 / 57.3 + j] - \text{Sin}[0 + j] * e^{-\mu * \alpha_1 / 57.3})$$

Вес колонны буровых труб в конце участка АЕ, кг:

$$P_{VBE} = P_V + q * l_2$$

Потери на трение при бурении интервала набора зенитного угла, участок АЕ, кг:

$$\Delta P_{AE} = P_{VBE} - P_{C1}$$

Нагрузка в конце участка стабилизации зенитного угла, участок АF, кг:

$$P_{AF} = P_{C1} + (q * L + P_{кнбк}) * (\text{Cos}[\alpha_1] - \mu * \text{Sin}[\alpha_1])$$

Вес колонны буровых труб в буровом растворе в конце участка АF, кг:

$$P_{VAF} = P_{VBE} + q * L + P_{кнбк}$$

Потери на трение по длине ствола скважины в конце участка АF, кг:

$$\Delta P_{AF} = P_{VAF} - P_{AF}$$

Определение веса на крюке при подъеме колонны труб

Результаты показывают, что при подъеме буровой колонны из пологой скважины нагрузка на крюке может превышать значение веса буровой колонны. Значение этой нагрузки необходимо для оценки возможности строительства конкретной скважины при выбранном наземном оборудовании и буровом инструменте. При расчете силы на крюке талевого блока при подъеме колонны труб сначала рассчитывается величина силы, которая должна быть приложена к верхнему концу нижней секции, поднимаемой колонны. Для каждой последующей секции колонны труб расчет производится с учетом растягивающей силы, которая приложена к предыдущей секции. Расчет проведем снизу вверх для момента отрыва колонны от забоя скважины.

Нагрузка в верхней точке участка стабилизации зенитного угла (точка Е), кг:

$$P_E = P_F + (q * L + P_{кнбк}) * (\text{Cos}[\alpha_1] + \mu * \text{Sin}[\alpha_1]),$$

где P_F – растягивающая сила, приложенная к нижнему концу участка колонны труб.

Вес колонны в точке Е, кг:

$$P_{VE} = q * L + P_{кнбк}$$

Нагрузка в верхней точке участка набора угла отклонителем в точке В, кг:

$$P_B = P_E * e^{\mu * \alpha_1 / 57.3} + q * R_1 * (\text{Sin}[\alpha_1] * e^{\mu * \alpha_1 / 57.3} - \text{Sin}[0])$$

Вес колонны в точке В, кг:

$$P_{VB} = P_{VE} + q * l_2$$

РИСУНОК 2. Изменение нагрузки на долото в зависимости от параметров профиля скважины

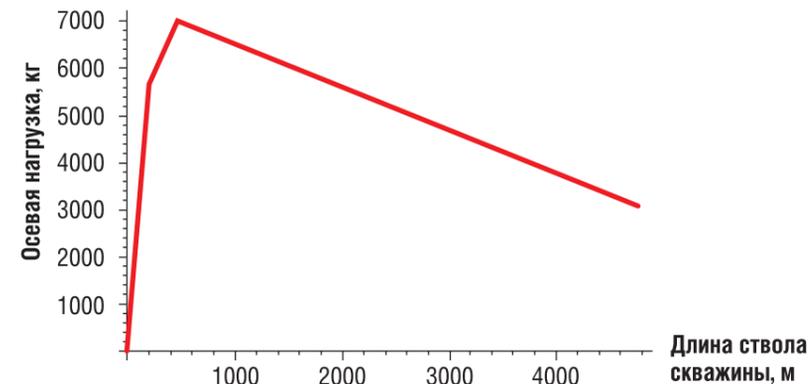
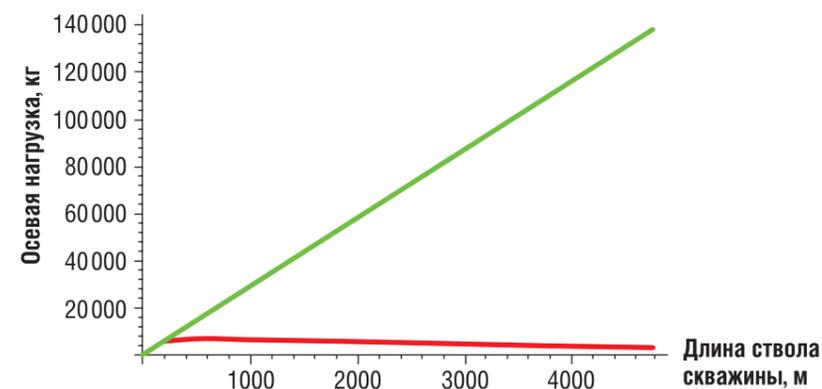


РИСУНОК 3. Совмещенный график изменения осевой нагрузки и веса колонны буровых труб по стволу скважины



Вес на крюке в верхней точке вертикального участка в точке А, кг:

$$P_A = P_B + q * H_B$$

Вес колонны в верхней точке вертикального участка в точке А, кг:

$$P_{VA} = P_{VB} + q * H_B$$

Результаты расчетов параметров традиционного профиля

Для наглядного представления изменения максимальной осевой нагрузки и веса на крюке по стволу скважины для тангенциального (традиционного) профиля рассмотрели вариант:

1. Глубина по вертикали – 1500 м;
2. Глубина начала набора зенитного угла – 200 м;
3. Зенитный угол – 75°;
4. Интенсивность набора зенитного угла – 3 град/10 м.

Осевая нагрузка изменяется линейно, как показано на рисунке 2. На вертикальном участке АС происходит значительное

скажины. На тангенциальном участке DF значение максимальной осевой нагрузки падает из-за значительного трения буровой колонны о горную породу.

Анализ полученных графиков позволяет сделать вывод о том, что потери на трение по длине ствола скважины в конце участка AD – 134 848 кг, что составляет 98% от веса колонны. Из-за сил трения на долото на конечном забое доходит не более 2% веса колонны.

Исследование параметров специального типа профиля

Одной из сложнейших проблем, возникающих при строительстве пологих и горизонтальных скважин, является доведение нагрузки до долота. Поэтому оптимизация профиля, то есть создание энергосберегающего профиля является важной технико-экономической задачей. Произведем расчет нагрузки, доходящей на долото, в предположении, что колонна буровых труб полностью разгружена на забой. Используем методику, применяющуюся для традиционного профиля.

Пример расчета при следующих исходных данных:

- 1500 м – глубина по вертикали
- 200 м – длина вертикального участка
- 75° – зенитный угол
- 3 градуса/10 м – интенсивность

РИСУНОК 4. Изменение максимальной осевой нагрузки в зависимости от параметров профиля скважины

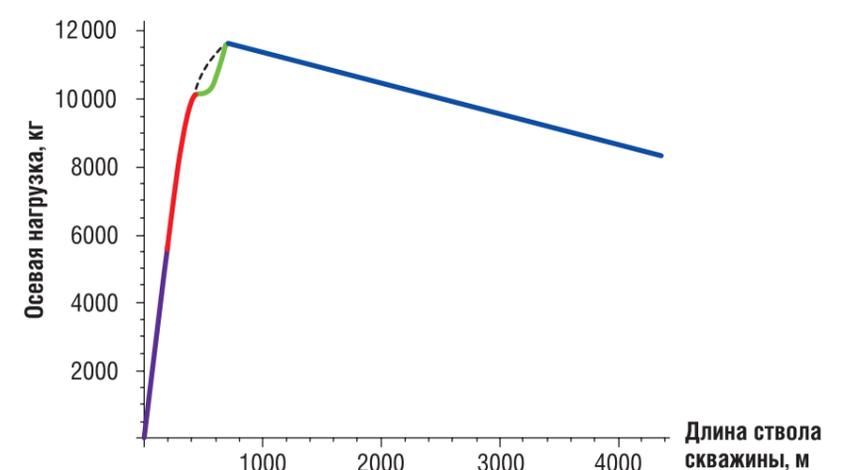
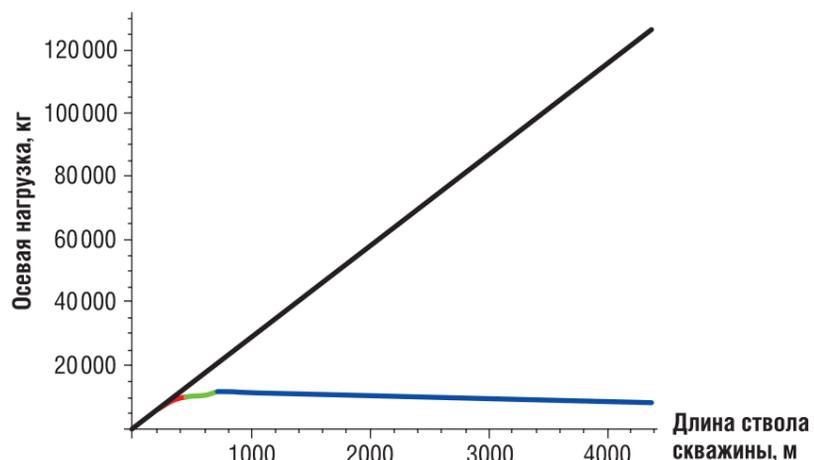


РИСУНОК 5. Совмещенный график максимальной осевой нагрузки и веса колонны буровых труб по стволу скважины



- 33 кг/м – вес одного погонного метра с замками (127 мм ТБВК)
- 0.3 – коэффициент трения стальных труб о породу
- 1100 кг/м³ – плотность бурового раствора
- 3000 кг – вес КНБК
- Использовалась симметричная биклотоида

Анализируя данные можно сделать следующие выводы, что потери на трение по длине ствола скважины в конце участка AD составляет 94% от веса колонны, из-за сил трения на долото до забоя доходит 6% веса колонны.

Сравнение параметров традиционного профиля и профиля с использованием биклотоиды

С целью определения возможности существования всех возможных вариантов профилей наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали для указанных глубин залегания продуктивного пласта и начала набора зенитного угла получены результаты расчетов для традиционного типа профиля и профиля с биклотоидой, представленные в таблице 1.

На основании расчетов при сравнении двух типов профилей можно сделать следующие выводы:

В области средних интенсивностей набора зенитного угла (3 град/10 м) использование профиля с биклотоидой обеспечивает

наилучшую передачу осевой нагрузки на долото. Снижение длины тангенциального участка и увеличение длины участка набора зенитного угла, часть которого практически прямолинейна ввиду малого изменения интенсивности

ТАБЛИЦА 1. Сравнение традиционного профиля с профилем с биклотоидой по максимальному значению осевой нагрузки Глубина пласта – 1300 м, глубина начала искривления – 200 м

Интенсивность, градус/10 м	Зенитный угол, градус	Традиционный профиль	Профиль с симметричной биклотоидой
		Максимальная осевая нагрузка, кг	Максимальная осевая нагрузка, кг
1	75	12833	27634
	76	11170	26119
	77	9284	24522
	78	7119	22831
	79	4598	21031
	80	1616	19100
	81	1526	17006
	82	1468	14703
3	83	1306	13321
	84	Минимальные значения	9121
	85		5496
5	75	5331	10613
	76	2824	8319
	77	Минимальные значения	5789
78	2689		
7	75	3831	7125
	76	1155	4599
	77	Минимальные значения	1751

набора зенитного угла, позволяет уменьшить потери на трение по стволу скважины.

Профиль с симметричной биклотоидой обеспечивает большой выбор вариантов профиля, что позволяет подобрать необходимое решение для конкретных геологических условий и обеспеченности буровой бригады.

Наглядным показателем эффективности энергосбережения профиля скважины с большим отходом от вертикали является коэффициент передачи максимальной осевой нагрузки на долото. Графики изменения коэффициентов передачи максимальной осевой нагрузки на долото в зависимости от зенитного угла представим для:

- вертикальной глубины 900 м и глубины начала искривления 300 м – рисунок 6;
- вертикальной глубины 1500 м и глубины начала искривления 300 м – рисунок 7.

РИСУНОК 6. Изменение коэффициента передачи максимальной осевой нагрузки на долото при глубине по вертикали 900 м и глубине вертикального участка 300 м

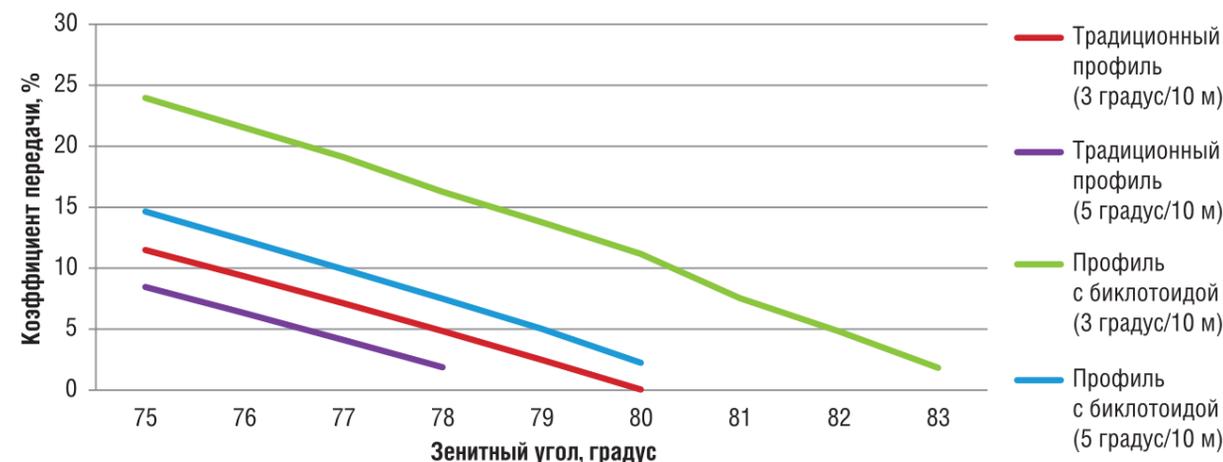
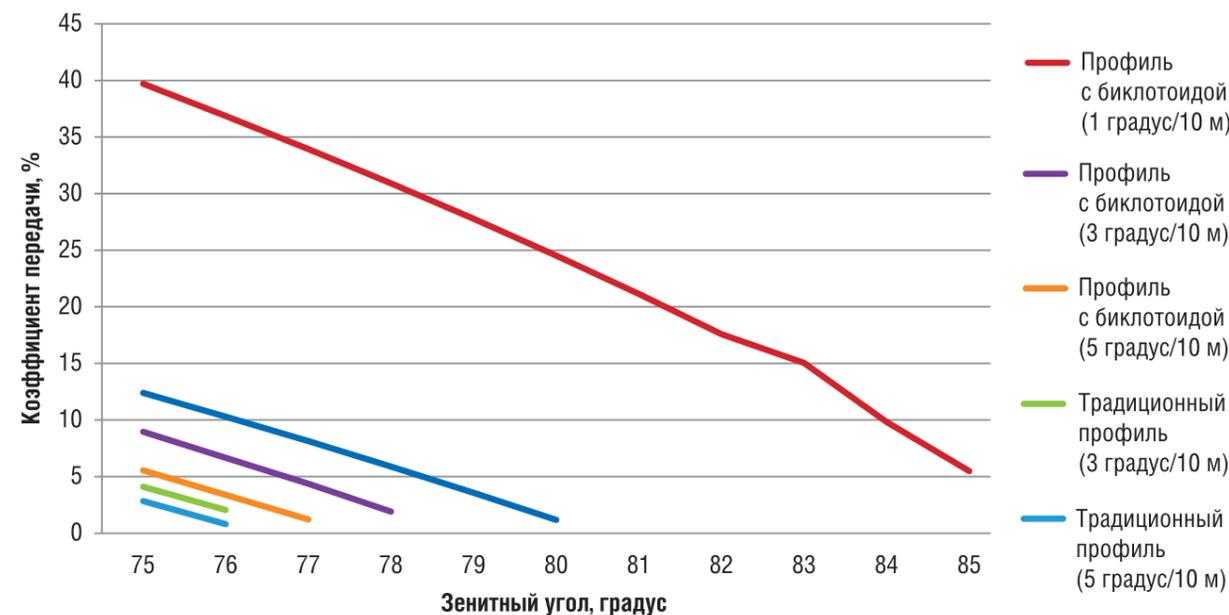


РИСУНОК 7. Изменение коэффициента передачи максимальной осевой нагрузки на долото при глубине по вертикали 1500 м и глубине вертикального участка 300 м



Наглядно видно, что профиль с симметричной биклотоидой расширяет диапазон доступных значений зенитного угла в пределах заданной интенсивности набора зенитного угла, вертикальной глубины и глубины начала искривления. Коэффициент передачи максимальной осевой нагрузки для профиля с биклотоидой практически в 2 раза превышает значение этого показателя для традиционного профиля.

Интересным является то, что даже при больших значениях интенсивности набора зенитного угла профиль позволяет лучше

передавать осевую нагрузку на долото, чем традиционный профиль с меньшей интенсивностью.

Плавное изменение радиуса кривизны позволяет увеличить передачу максимальной осевой нагрузки на долото. Это свойство энергосберегающих профилей, и в частности биклотоиды, позволит без использования дополнительного оборудования и специальных смазочных добавок к буровым растворам достигать значительных показателей в бурении горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали при малых глубинах залегания продуктивных пластов. ●

Литература

1. Гусман А.М., Оганов Г.С., Барский И.Л. К вопросу о создании энергосберегающих профилей наклоннонаправленных, многозабойных и горизонтальных скважин. ОАО «Научно-производственное объединение «Буровая техника», М.: Труды ВНИИБТ №3 (71), 2011. – С. 17. С. 29
2. Samuel R., A new well path design using clothoid spiral (curvature bridging) for ultra-extended-reach drilling, SPE Drilling & Completion, 2010. – С. 363–368
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили наклонных скважин и компоновки низа буровых колонн. – М.: Недра, 1995. – С. 54.

KEY WORDS: extended reach well, energy efficient profile, clothoid, biclothoid, shallow producing reservoirs, maximum axial weight on bit.

ЖЕСТКИЕ ВОДОЛАЗНЫЕ СКАФАНДРЫ для подводно-технических работ

Ключевые слова: скафандр, водолаз-глубоководник, подводные работы, подводное бурение скважин, подводное строительство, обустройство шельфовых месторождений.



**Гайкович
Борис Александрович,
к.т.н.,
заместитель генерального
директора
ЗАО «НПП ПТ «Океанос»**

При проведении традиционных глубоководных водолазных спусков, безопасный подъем водолаза-глубоководника с глубины 365 метров на поверхность (адаптация к нормальному атмосферному давлению) занимает более двух недель.

Жесткие водолазные скафандры (ЖВС) типа Hardsuit™ позволяют пилоту погружаться на глубины до 365 метров в течение всего нескольких минут и выполнять работы на заданной глубине без подъема на поверхность в течение длительного времени. Более того, подъем на поверхность осуществляется в течение нескольких минут без необходимости прохождения длительной декомпрессии.

ЖВС Hardsuit™ (изначально Newtsuit, рабочая глубина 300 м.) начали использоваться в коммерческих подводно-технических работах (ПТР) еще в 1984. Высокая подвижность новых соединений и полный контроль за работой двигателей-движителей позволили вытеснить с коммерческого рынка более ранние модели ЖВС других

производителей. Скафандры Hardsuit™ начали использоваться для строительства и обслуживания дамб, устьев канализационных коллекторов, портов и гаваней. В начале 90-х годов, после признания и сертификации классификационным обществом DNV применения жестких водолазных скафандров типа Hardsuit™ в сфере ПТР для морского нефтегазового комплекса, к выполняемым работам добавилось решение различных задач на нефтегазовых промыслах Северного моря.

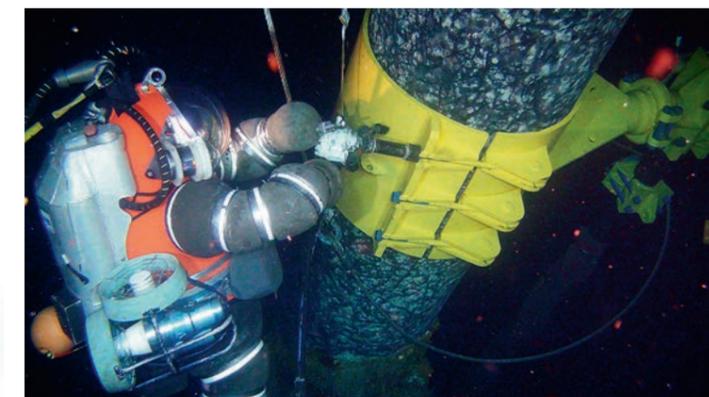
Спектр выполняемых работ ЖВС Hardsuit™ включал в себя как обеспечение бурения морских скважин и установку оснований донного оборудования, так и проведение инспекции различного уровня. Столь широкие возможности применения ЖВС возможны благодаря отсутствию ограничений по вертикальным перемещениям пилота скафандра. Проще говоря, скафандр может свободно перемещаться в различном диапазоне глубин без необходимости прохождения декомпрессии (что невозможно при работе водолазов).



Начиная с 2000 года скафандры Hardsuit™ были приняты на снабжение ВМС США, Италии, Франции, Японии, Турции для проведения аварийно-спасательных операций. Неудивительно, что, оценив преимущества систем ЖВС, командование ВМФ РФ в ходе программы усиления аварийно-спасательной службы после трагедии АПЛ «Курск» закупило 4 комплекта (8 скафандров) типа Hardsuit™ HS1200, которые вместе с телеуправляемыми подводными аппаратами рабочего класса (РТПА) составили костяк аварийно-спасательных сил на флотах РФ.

В настоящее время скафандры успешно работают в Австралии, Бразилии, Мексиканском заливе. Самым успешным коммерческим оператором ЖВС выступает компания Phoenix International Holdings Inc, которая еще в 2003 году приобрела в собственность 4 скафандра Hardsuit™ HS1200. Благодаря универсальности, а также высокой экономической выгоде использования ЖВС по сравнению с привлечением традиционных судов обеспечения глубоководных водолазных спусков, компания быстро завоевала репутацию

УДК 626.025.3



экономически и технически эффективного исполнителя ПТР любой сложности. За 12 лет работы Phoenix провела более 90 коммерческих работ по всему земному шару, от Средиземноморья и Мексиканского залива до Мадагаскара и южноафриканских морей, длительностью от нескольких недель до нескольких месяцев и с рабочими глубинами от 30 до 300 метров.

Наиболее успешный метод выполнения глубоководных ПТР – применение ЖВС Hardsuit™ вместе с телеуправляемым аппаратом рабочего класса (РТПА). В этом случае пилот ЖВС берет на себя руководство операцией на месте, выполнение тонких и сложных работ, используя зрительное и тактильное восприятие, способность к импровизации, оставляя РТПА роль «рабочей лошади» – силовой и инструментальной платформы большой мощности (150–250 л.с.).

Недавно с помощью данного метода работы был успешно заменен участок трубопровода с фланцевым соединением внутри уже существующей платформы на глубине 350 метров. ЖВС проводил замеры и делал разметку участка старого трубопровода, который необходимо было вырезать, затем направлял РТПА с алмазной пилой на непосредственную точку распила, тем самым, обеспечивая идеально точный разрез. Затем через платформу был спущен новый трубопровод и расположен на точке. Для монтажа нового участка трубопровода потребовалось значительное стягивающее усилие, которое было обеспечено внешней направляющей рамой с гидравлическими приводами, запитываемыми через разъемные соединения непосредственно на

месте работ от гидравлических станций РТПА. От этой же станции были запитаны и гидравлические гайковерты для обжима фланцевого соединения нового участка трубопровода, которыми оперировал ЖВС.

По мере того как набирался опыт, стало возможным привлечение ЖВС к все более сложным и тяжелым видам ПТР, особенно в области подводного строительства и обустройства нефтегазовых месторождений. За последние три года ЖВС Hardsuit™, помимо проведения инспекций различного уровня, выполнили установку гибких трубопроводов (райзеров), жестких трубопроводов большого диаметра, донной и устьевой арматуры, направляющих рам и прочих конструкций.

Столь интенсивное практическое использование ЖВС Hardsuit™ привело к естественной потребности увеличения его функциональных возможностей. Фирма-производитель Hardsuit™, OceanWorks International выпустила на рынок новое поколение ЖВС – Hardsuit™ Quantum, который получил новый двигательный комплекс. Теперь, в отличие от старых двигателей постоянной частоты со сложным механизмом винтов переменного шага, на скафандре устанавливаются беззубчатые двигатели увеличенной мощности с винтами фиксированного шага. Это изменение не только увеличило мощность скафандра практически в 2 раза, но и на порядок сократило длительность обслуживания и ремонта. Руководствуясь принципом «не чинить то, что не сломано», конструкторы не стали вносить существенных изменений в механическую часть системы жизнеобеспечения, которая за

десятилетия эксплуатации доказала свою высокую надежность. Однако несколько устаревшая по сегодняшним меркам электроника была заменена, и теперь ЖВС оборудован полностью цифровой системой телеметрии и контроля параметров системы жизнеобеспечения.

ЗАО «НПП ПТ «Океанос» – представитель производителя ЖВС Oceanworks International Corp в России и СНГ, партнер наиболее успешного коммерческого оператора ЖВС Phoenix International. «Океанос» является единственной в Европе компанией, имеющей высококлассных техников и сертифицированных пилотов и руководителей спусков ЖВС Hardsuit™ (в том числе Hardsuit™ Quantum), и на протяжении многих лет ведет авторский надзор, осуществляя обслуживание, необходимый ремонт, модернизацию и полную техническую поддержку находящихся на вооружении ВМФ РФ систем ЖВС. ●

KEY WORDS: suit, diver-deep water diver, underwater work, underwater drilling, underwater construction, construction of offshore fields.



Более подробно ознакомиться с возможностями ЖВС Hardsuit™ можно на стенде «ОКЕАНОС» в рамках 12-ой Международной выставки и конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS Offshore (15–18 сентября 2015, Ленэкспо, Санкт-Петербург).

10 ЛЕТ УСПЕШНОГО ПУТИ К НЕДРАМ

КОМПАНИЯ ОАО «НПП «БУРСЕРВИС» ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН. В ЭТОМ ГОДУ ОНА ОТМЕЧАЕТ СВОЙ 10-ЛЕТНИЙ ЮБИЛЕЙ. ЗА ЭТИ ГОДЫ МНОГОЕ СДЕЛАНО. НО ГЛАВНОЕ – ЭТО ЗАЯВКА О СЕБЕ КАК О ДИНАМИЧНО РАЗВИВАЮЩЕМСЯ ПРЕДПРИЯТИИ, ПРЕДЛАГАЮЩЕМ ЗАКАЗЧИКУ НЕ ТОЛЬКО ЭФФЕКТИВНЫЙ, ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ, НО И СЕРВИС. «НАША МИССИЯ ТАКОВА: МЫ СОЗДАЕМ И ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОТКРЫВАЮЩИЕ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ», – РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ МАРАТ ДАУТОВ

THE COMPANY OJSC "NPP"BURSERVICE" IS A MANUFACTURER OF EQUIPMENT AND TOOLS FOR DRILLING AND WORKOVER OF OIL AND GAS WELLS. THIS YEAR IT CELEBRATES ITS 10TH ANNIVERSARY. OVER THE YEARS MUCH HAS BEEN DONE. BUT THE MAIN THING IS THE APPLICATION ITSELF AS A DYNAMIC COMPANY OFFERING THE CUSTOMER NOT ONLY EFFECTIVE, HIGH-TECH TOOLS, BUT ALSO A SERVICE. "OUR MISSION IS A CREATION AND IMPLEMENT OF INNOVATIVE TECHNOLOGICAL SOLUTIONS OPENING UP NEW OPPORTUNITIES FOR THE APPLICATION OF ROCK CUTTING TOOL BY OIL AND GAS COMPANIES" – SAYS CEO MARAT DAUTOV

Ключевые слова: буровое оборудование, капитальный ремонт скважин, инжиниринг, технологии, инновации.



Марат Даутов,
генеральный директор
ОАО «НПП «Бурсервис»

– **Марат Ноильевич, история компании – пример становления успешного предприятия с нуля. Сегодня она активно и стремительно развивается, набирая обороты в сфере нефтегазовой промышленности. Какими основными этапами и историческими достижениями можно охарактеризовать прошедшие 10 лет?**

– Компания начала свою историю в 2005 году с идеи единомышленников по проектированию и производству отечественного инструмента для бурения и ремонта скважин.

В 2005 г. предприятие открыло производство инструмента для бурения и КРС на собственной производственной базе

Сегодня ОАО «НПП «Бурсервис» – это современное предприятие с передовой конструкторской базой, занимающее 12 тысяч квадратных метров административных и производственных площадей, с полным циклом производства в городе Уфе, столице Республики Башкортостан. Техничко-технологические

мощности позволяют оказывать нефтесервисные услуги на нескольких десятках скважин одновременно.

Становление проходило в условиях жесткой конкуренции и распределенного рынка среди крупных иностранных и отечественных производителей.

В этот период, ознаменованный ростом объемов бурения в стране, буровые компании не хотели брать на себя риски по применению высокотехнологичного инструмента, производителем которого является молодая компания,

еще не зарекомендовавшая себя на нефтесервисном рынке. Из-за отсутствия инвестиций и узнаваемого бренда работа велась с единичными заказами, жесткими требованиями по качеству и эксплуатационным характеристикам. Но именно в этот период сотрудники предприятия своим упорством, титаническим

трудом и техническими решениями зарабатывали репутацию на нефтегазовом рынке.

Так, уже в 2005 году предприятие открыло производство инструмента для бурения и капитального ремонта скважин на собственной производственной базе. За два года были разработаны и изготовлены первые опытные образцы PDC-долот и PDC-буроголовок, инструмента для капитального ремонта скважин (КРС) и элементов компоновки низа буровой колонны (КНБК). В 2007 году мы начали оказывать услуги по долотному сопровождению, по отбору керна. В том же году были изготовлены образцы инструмента для вырезки «окна» в обсадной колонне и проведены первые работы по инженерному сопровождению вырезки «окна». В течение двух лет компания приобрела телеметрическое оборудование и открыла новое

Для более эффективного разбуривания средне-твердых пород разработана линейка долот дробяще-режуще-скалывающего типа «BULAVA»

направление деятельности – услуги по наклонно-направленному бурению телеметрическими системами с электромагнитным каналом связи (ТС с ЭМКС), также приобретены телеметрические системы с гидравлическим каналом связи (ТС с ГКС), запущено их применение при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Тем самым компания совершила прорыв, освоив значительную часть услуг, востребованных при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин, с применением гидравлических забойных двигателей (ГЗД) и яссов.

В 2009–2010 гг. с целью модернизации процессов производства и укрепления позиций на международном уровне компания внедрила интегрированную систему менеджмента и успешно прошла сертификацию по стандартам ISO. Благодаря этому уже в 2011 году мы вышли на новый качественный уровень и стали оказывать интегрированный сервис, предоставляя полный спектр услуг при строительстве скважин.



В 2011 году были приобретены обрабатывающие центры, и мы начали изготавливать долота со сложным профилем лопастей.

В 2012 году ключевым событием стало открытие сервисной компании ООО «Бурсервис-ЗБС», целью которой является оказание услуг по вырезке «окна» в обсадной колонне под «ключ».

компании. Проведены работы по улучшению качества продукции и снижению издержек на производстве. Внедрили новый концепт управления системы качества, где ключевыми аспектами стали: стабилизация поставок сырья и материалов и внедрение процесса рекламационной работы по методу 8D. Также ввели систему 3-уровневых совещаний по качеству (первый уровень – с рабочими и мастерами, второй – с руководителями среднего звена, третий – с руководством предприятия). Запустили процесс внедрения постоянного улучшения на производстве и проект внедрения процессного подхода в управлении на производстве.

Чтобы успешнее продвигать продукцию на рынке, мы первыми в России придумали торговые марки для своих инструментов. Их начали узнавать. Один из брендов – долота под маркой «cutmix» (для бурения интервала под эксплуатационную колонну). Это совмещенные лучшие характеристики от резцов большого и малого диаметров. Действует также технологическая линейка «hob-bit» – под девизом «маленький герой больших проектов» (долота для бурения интервала под хвостовик).

В этом году предприятие разработало специальную линейку долот «BULAVA» для более эффективного разбуривания средне-твердых пород.



Преимущества долот «BULAVA» в комбинированном типе вооружения, позволяющем эффективно разбуривать перемежающиеся средние и твердые горные породы, а конические вставки не только эффективнее скалывают породу, но и сами выдерживают более интенсивные ударные нагрузки. При бурении средних пород конические вставки играют роль снижения вибраций, увеличивая долговечность стандартных PDC резцов.

Ожидаемый эффект от применения долот «BULAVA» – увеличение механической скорости проходки при бурении средне-твердых пород при сохранении механической скорости бурения в мягких, средних породах, как на стандартных долотах PDC, повышение износостойкости.

– Как отразился переезд на эффективность работы предприятия?

– С расширением производства пополнилось и его оснащение: на шлифовальный участок приобрели станок-полуавтомат, позволяющий одному рабочему шлифовать детали сразу на двух станках. Был налажен процесс с термообработкой крупногабаритных деталей – введена в эксплуатацию шахтная печь, что позволило добиться стабильности процесса термообработки и выполнять данную операцию на собственном производстве, участок покраски и упаковки оборудован фильтровентиляционной

установкой, организованы сварочные посты, введен в эксплуатацию обрабатывающий центр импортного производства. Каждый сварочный пост оборудован вытяжкой для максимального снижения вредного воздействия на человека при пайке и сварке.

Разделение производственного процесса на два материальных потока: изготовление породоразрушающего инструмента (ПРИ) и инструмента для вырезания

Аренда долот освобождает от необходимости нести затраты на покупку, хранение, ремонт и утилизацию инструмента

«окна» в обсадной колонне (КОТ) с последовательным движением деталей в процессе производства продукции, позволило более эффективно планировать производство, более гибко и мобильно реагировать на потребности и пожелания заказчиков.

– Какова общая доля продукции предприятия на нефтесервисном рынке?

– Доля ОАО «НПП «Бурсервис» на рынке России по проходке PDC-долот за 2014 год составила 18–20%.

– Вы упоминали про собственную службу долотного сервиса. Каковы

её основные преимущества? Каким образом выполняется операция по вырезке «окна» в обсадной колонне? И какие ещё услуги технологического сервиса предоставляет ваше предприятие?

– Буровая компания, которая не имеет сервисного сопровождения, не может отвечать за полный цикл строительства скважины. Зачастую клиентам предоставляют лишь буровую установку и обслуживающий

персонал. Остальными услугами занимаются специализированные нефтесервисные компании. С открытием сервисной службы, мы позволили заказчику платить не за долото, а за метры пробуренной горной породы. Сняли с него вопросы по закупке инструмента, заключению договора на поставку, его транспортировке, хранению, ремонту и утилизации. Очевидно, что платить за услугу – инженерное сопровождение – более выгодно.

Долотное сопровождение представляет собой и другие услуги, направленные на эффективную обработку породоразрушающего инструмента с целью получения требуемых заказчиком параметров бурения (высокая механическая скорость, большая проходка, минимальная себестоимость одного метра проходки, управляемость). В данные услуги входит подбор имеющихся долот или проектирование новых конструкций инструмента для конкретных геолого-, технико-технологических условий и непосредственно сама обработка долот на скважине под контролем инженеров-технологов. Постоянная связь с нашими заказчиками позволяет совершенствовать выпускаемую продукцию и повышать уровень оказания сервисных услуг.

Что касается операции по вырезке «окна» в обсадной колонне, то подготовка к забуриванию бокового ствола из обсадной колонны выполняется путем вырезки «окна» комплектом инструмента типа КОТ. Клиноклонитель, входящий в комплект КОТ, можно устанавливать ориентированно

или не ориентированно, как с упором на забой, так и без него. Вырезка «окна» осуществляется за две или за одну СПО. При необходимости резки бокового ствола из необсаженной скважины возможно использование специальных резных долот производства ОАО «НПП «Бурсервис» как с клина-отклонителя, так и с цементного моста. Нашими специалистами были успешно проведены работы по ЗБС через двойные колонны, на глубинах более 4000 м, а также в осложненных условиях при высоких рабочих температурах и проявлениях на скважинах. За короткий промежуток времени (всего три года) предприятие заняло более 30% рынка услуг по вырезке «окна» в обсадной колонне.

Также мы предлагаем своим заказчикам услуги по бурению скважин с использованием собственных или арендованных гидравлических забойных двигателей. Данная услуга позволяет оптимально обработать породоразрушающий инструмент с высокими технико-экономическими показателями к применяемым ГЗД. Это достигается благодаря оптимизации режимов бурения и внедрению новых технологических решений по подбору КНБК.

Для анализа процесса углубления долота в породу при вращении разработан программный пакет BS-DrillMod™

Услуги по отбору керн оказываются с использованием отечественных и зарубежных керноотборных снарядов с применением бурильных головок собственного производства. Способ отбора керн по желанию заказчика может быть: неизолированный, изолированный и герметизированный. Диаметр отбираемого керн: 120; 101,6; 100; 80; 67; 52 мм. Отбор керн может быть выполнен в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах с высокой рейсовой проходкой (до 45 метров). Средний вынос керн – 97–99%.

Также мы предоставляем такую услугу, как аренда долот. Сегодня долота PDC имеют широкое распространение, и доля их в объемах бурения растет. Буровые подрядчики накопили значительный



опыт бурения PDC-долотами, поэтому в некоторых случаях они могут осуществлять бурение без присутствия на буровой инженера по сопровождению долот. Это позволяет нашему заказчику снизить затраты на пересчете на метр проходки. Наша компания предоставляет услугу по аренде долот. Услуга аренды долот также освобождает нашего заказчика от необходимости нести затраты на покупку, хранение и утилизацию

инструмента. Это не только снижает затраты на бурение, но и минимизирует риски, так как оплачивается проходка только за пробуренные долотом метры. Немаловажно и восстановление долот. В процессе бурения PDC-резцы долота подвергаются не только абразивному износу, но и ударному, вибрационному воздействию. В результате, при видимой целостности PDC-резца, в его теле присутствуют накопленные повреждения, которые могут привести к катастрофическому износу при следующем спуске в скважину. Перед ремонтом долота проходят комиссионный осмотр нашими специалистами. При ремонте производится, как правило, смена всей режущей структуры долота, а также, при необходимости,

восстанавливаются износостойкое покрытие, присоединительная резьба и элементы промывки долота.

Сегодня наше предприятие успешно проводит работы по восстановлению рабочего ресурса матричных и стальных PDC-долот, произведенных как российскими, так и зарубежными компаниями. В каждом случае подбор вооружения производится исходя из условий работы инструмента.

– Какова география вашей деятельности?

– Деятельность предприятия охватывает все основные нефтегазодобывающие регионы России. Региональные представительства компании находятся в городах Ноябрьск, Муравленко, Нефтеюганск, Ханты-Мансийск, Краснодар, Бузулук, Нижневартовск.

В планах открытие дополнительных офисов в Восточной Сибири – в городах Красноярск и Иркутск.

– В каких регионах сегодня ведутся основные проекты?

– Это Западная Сибирь, Восточная Сибирь, Урало-Поволжский регион, страны Ближнего Зарубежья и Ближнего Востока.

– Расскажите, пожалуйста, какую роль играет научная составляющая деятельности компании?

– Сегодня значительные усилия компании сосредоточены на развитии научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработках реализации программы оптимизации производственного цикла, повышении собственной экономической эффективности, ориентации на требования заказчиков. Все это достигается с помощью применения специализированных программных продуктов, разработанных внутри компании. Совместными усилиями конструкторов и программистов разработан программный пакет BS-DrillMod™ для анализа процесса углубления долота в породу при вращении. Данная расчетная система позволяет оптимизировать режущую структуру долота на этапе проектирования, а именно увеличить плотность установки

породоразрушающих резцов на более нагруженных участках и свести к минимуму дисбаланс долота при бурении.

Учитывая положительный опыт использования новой системы проектирования, наши специалисты проводят модернизацию режущей структуры применяемых 5- и 6-лопастных долот. Для улучшения выноса бурового шлама с призабойной зоны при бурении, а также для подбора гидравлических насадок проводится математическое моделирование гидравлики долота в программе hmod™. С применением данных программ проведена модернизация серии долот SD416 под эксплуатационную колонну. В результате чего удалось достичь повышения показателей механической скорости проходки на Приобской группе месторождений.

– С чем связан современный этап развития компании на рынке производителей породоразрушающего инструмента?

– Сегодня есть компании – лидеры по занимаемой доле рынка, по количеству производимых долот, пробуренных метров, по ценовой категории. Они выпускают конкурентоспособные долота по низкой цене. Но нет четкой позиции лидера, который предлагал бы технологические решения. Стремление занять эту позицию и стало стратегическим направлением развития ОАО «НПП «Бурсервис» в производстве российских

PDC-долот и оказании сервисных услуг по технологическому сопровождению их отработки. Сегодня мы производим PDC-долота для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Мы обеспечиваем комплексный сервис при бурении боковых стволов, а также – отбор керна на поисково-разведочных скважинах. Есть уникальные проекты, итоги реализации которых подтверждают эффективную работу предприятия. За последнее время мы видим, как изменилось

За десятилетний период деятельности на данном рынке предприятие приобрело репутацию высокотехнологичной и стабильной компании

отношение к нам со стороны заказчиков, в том числе и буровых компаний. Сотрудничество вышло на новый уровень и приносит очень хорошие результаты для всех заинтересованных сторон. За десятилетний период деятельности на данном рынке компания приобрела репутацию высокотехнологичной и стабильной компании.

– И всё-таки какие основные перспективные направления развития у предприятия?

– В первую очередь, это внедрение современных технологий производства бурового инструмента. Также инвестирование в производство и расширение

номенклатуры выпускаемых буровых долот, бурильных головок, инструмента для капитального ремонта скважин. Плюс повышение надежности, качества и эффективности выпускаемой продукции, укрепление позиции на внутреннем рынке и выход на новые зарубежные рынки. Кроме того, обеспечение соответствия продукции и услуг системе менеджмента качества, охраны труда и экологии ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007; обеспечение финансовой

устойчивости предприятия на протяжении всего стратегического горизонта.

Основной акцент компании сосредоточен на качественном росте. Здесь вниманию уделяется обеспечение необходимыми для качественного выполнения процессов ресурсами, использование методов теории ограничения систем (ТОС), внедрение процессного подхода, повышение культуры производства и сервиса.

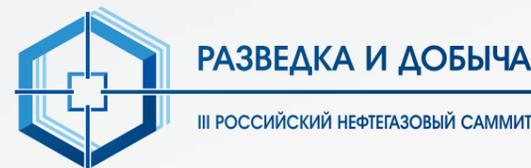
В 2015–2017 гг. компания планирует укрепить уже существующие позиции на нефтесервисном рынке России и СНГ, а также выйти на зарубежные рынки, реализовать стратегические проекты и неисчерпаемый потенциал по развитию.

Впереди много юбилейных дат и еще больше нам предстоит сделать, чтобы путь к недрам был успешным... ●

KEY WORDS: *drilling equipment, workover, engineering, technology, innovation.*



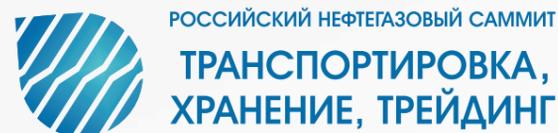
ОАО «НПП «Бурсервис»
450112, Россия, РБ, г. Уфа,
ул. Соединительное шоссе 2/2
а/я 134,
тел./факс +7 (347) 292 59 77
e-mail: mail@burservice.ru
www.burservice.ru



11 Ноября, Москва, Lotte Hotel
www.rogsummit.ru



12 Ноября, Москва, Lotte Hotel
www.gassummit.ru



13 Ноября, Москва, Lotte Hotel
www.midstreamsummit.ru

Организатор:



Генеральный медиа партнер:



Российские Нефтегазовые Саммиты в этом году пройдут в условиях фундаментальных перемен в геополитической и экономической сфере. Главы компаний нефтегазового сектора активно стремятся к взаимодействию, а Саммиты становятся уникальной площадкой для обмена опытом, обзора инноваций, принятия стратегических решений.



Телефон: +7 499 346 6967

E-mail: info@bamics.com

Телефон: +7 812 389 2584

Website: www.bamics.com

ПОБЕДА НАД КОРРОЗИЕЙ

Современные противокоррозионные материалы фирмы «Индустриальные покрытия»

В СОВРЕМЕННОМ ИНДУСТРИАЛЬНОМ МИРЕ ПОТЕРИ ОТ КОРРОЗИИ ВЕЛИКИ И МОГУТ ДОСТИГАТЬ ПО РАЗНЫМ ОЦЕНКАМ ОТ 5 ДО 7% ЕЖЕГОДНОГО МИРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА МЕТАЛЛА, А В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, С УЧЕТОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ – ВОДА, НЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, СОЛЯНЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИСУТСТВИЕ СЕРОВОДОРОДА – ПОТЕРИ МОГУТ ДОСТИГАТЬ ЕЩЕ БОЛЬШИХ ЗНАЧЕНИЙ. КАК ЭТОГО ИЗБЕЖАТЬ?

IN THE MODERN INDUSTRIAL WORLD LOSS FROM CORROSION IS LARGE AND CAN REACH AN ESTIMATED FROM 5% TO 7% OF THE ANNUAL WORLD PRODUCTION OF THE METAL, AND IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, GIVEN THE HARSH ENVIRONMENTS – WATER, OIL EMULSION, BRINES, THE PRESENCE OF HYDROGEN SULFIDE – LOSS CAN REACH EVEN HIGHER VALUES. HOW WE CAN AVOID IT?

Ключевые слова: антикоррозионные покрытия, ремонт, лакокрасочные материалы, нефтедобывающие и нефтехимические предприятия.



Валерий Раммо,
Технический директор
ООО «Индустриальные
покрытия»,
к.т.н.

Материальные потери от процесса коррозии, можно выделить в две категории: прямые – от непосредственного выхода из строя конструкций и механизмов, и косвенные – связанные с простым и ремонтом.

Существует несколько типов антикоррозионной защиты: лакокрасочными материалами, протекторными металлами, легированием сталей, снижением агрессивности среды и некоторыми другими способами.

Компания «Индустриальные материалы» разрабатывает, производит и внедряет современные лакокрасочные материалы, базирующиеся на новых актуальных принципах

композиционного строения и пленкообразования покрытий. Специалисты нашей фирмы считают, что поставлять на нефтедобывающие и нефтехимические предприятия необходимо не отдельные лакокрасочные материалы, а системы покрытий, полностью отвечающие за комплексную антикоррозионную защиту металлоконструкций.

В компании выработаны принципы создания антикоррозионных лакокрасочных систем:

- долговременность антикоррозионной защиты,
- декоративный внешний вид,

УДК 620.191

ТАБЛИЦА 1. Схемы покрытий с длительным сроком службы (более 15 лет)

№ п/п	Схема покрытия	Отличительные особенности покрытия
1	Грунтовка Masscoroxy Zinc – 1 слой 60 мкм Грунт-эмаль Masscoroxy1264 – 1 слой 100 мкм Полиуретановая эмаль Masscopur 14 – 1-слой 60 мкм	3-хслойная система с цинкнаполненной протекторной грунтовкой
2	Грунт-эмаль эпоксидная Masscoroxy 1264 – 1слой 150 мкм Полиуретановая эмаль Masscopur 14 – 1 слой 60 мкм	2-хслойная эпокси-полиуретановая тиксотропная система Допускается нанесение на поверхность с чистотой St2, Sa2 и при температуре до -10°C.
3	Полиуретановая грунт-эмаль Masscopur 15 – 2 слоя 160 мкм	2-хслойная быстросохнущая грунт-эмаль в схемах для холодного климата и кислых парогазовых сред

- технологичность нанесения и ремонтпригодность,
- экологическая безопасность материалов,
- увеличение срока проведения окрасочных работ (в том числе, и в условиях повышенной влажности, при отрицательных температурах),
- по возможности толерантность к подготовке поверхности,
- использование в основном отечественного сырья,
- оптимальное соотношение технико-экономических показателей (цена-качество покрытия)

Исходя из данных параметров, были разработаны системы покрытий для определённых типов нефтяного оборудования, различных условий эксплуатации и агрессивности сред.

Для защитных покрытий наружных поверхностей емкостного оборудования, металлоконструкций

и эстакад, эксплуатирующихся в жестких атмосферных условиях, предлагается использовать три основных схемы покрытий: классическую трехслойную протекторную и двухслойную адгезионную и двухслойную полиуретановую, способные обеспечить длительный срок службы покрытия в жестких условиях эксплуатации (С-4, С-5М).

На диаграмме №1 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в агрессивных условиях данных трех схем.

Из диаграммы видно, что все системы имеют примерно одинаково высокие защитные характеристики покрытий, и только у чисто полиуретановой системы изначальная адгезионная прочность ниже, а также хуже стойкость в условиях соляного тумана.

Однако, двухслойные системы имеют ряд преимуществ, более низкие финансовые и

трудозатраты, экономию времени окраски, снижение экологического давления на окружающую среду.

Для защиты внутренних поверхностей ёмкостного оборудования, цистерн, топлиохранилищ наиболее приемлемы толстослойные, химстойкие покрытия. Мы предлагаем три системы покрытий: стандартная эпоксидно-диановая, состоящая из одного слоя грунтовки «Masscotank 01» и одного-двух слоев эмали «Masscotank 10», усиленная эпоксидно-фенольная, формируемая одним слоем из эмали «Masscotank 11» и однослойная эмаль «Masscoroxy1267».

Системы при толщине покрытия 350–400 мкм сохраняют защитные свойства в течение не менее 15 лет до балла не более АЗ 1 ГОСТ 9407 в условиях воздействия нефти, нефтепродуктов, технической минерализованной воды, содержащей сероводород, и

ДИАГРАММА 1

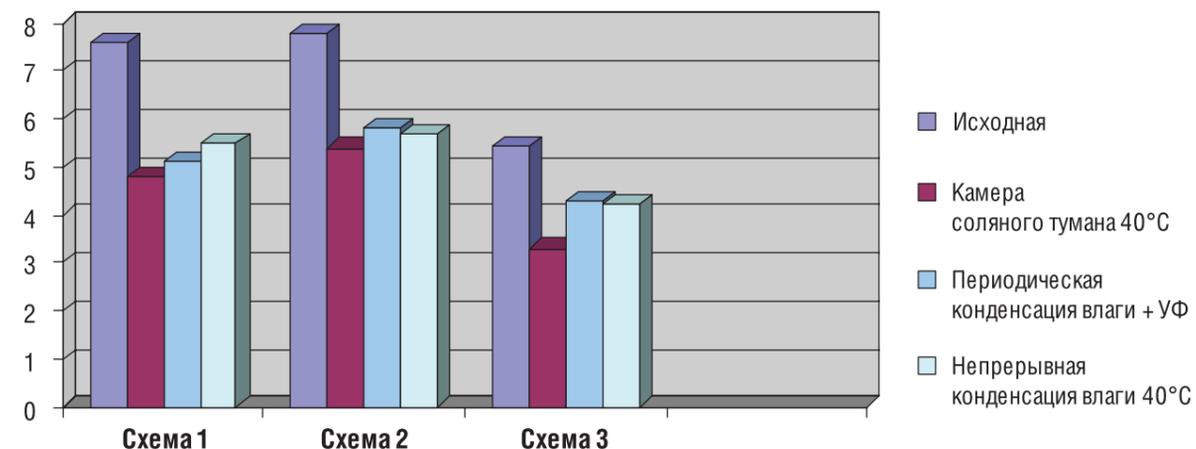


ТАБЛИЦА 2. Схемы покрытий для защиты внутренних поверхностей емкостей для нефти, нефтепродуктов и водоснабжения

№ п/п	Схема покрытия	Отличительные особенности материала и покрытия
1	Грунтовка Masscotank 01 – 1 слой Эмаль Masscotank 10 – 1 слой Толщина покрытия 350-400 мкм	Для защиты внутренней поверхности емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов и других жидкостей с температурой эксплуатации до +80°C
2	Эмаль Masscotank 11 – 1 слой Толщина покрытия 350-400 мкм	Для защиты внутренней поверхности емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов, нефтяных эмульсий, подтоварной воды с высоким содержанием сероводорода и других жидкостей с температурой эксплуатации до +100°C
3	Эмаль «Masscoroxy1267» – 1 слой Толщина покрытия 350-400 мкм	Для использования в системах холодного и горячего водоснабжения с температурой эксплуатации до +100°C

водо-нефтяной эмульсии. Система «Masscoroxy1267» сохраняет кондицию питьевой воды и пищевых продуктов.

Для менее ответственной защиты металлоконструкций, как внутри помещений, так и в атмосферных условиях, может быть рекомендована схема, состоящая из 2 слоев однокомпонентной тиксотропной грунт-эмали «Masscoat 155» на основе модифицированного полиолефина. Основными достоинствами данной окрасочной системы являются:

- отсутствие предварительного грунтования;
- толерантность к подготовке поверхности (допускается степень подготовки Sa2, St2);
- совместимость с большинством старых ЛКМ;

- ремонтпригодность;
- высокая атмосферостойкое покрытие;
- быстрое высыхание и короткое время до начала эксплуатации;
- широкий температурный интервал нанесения от минус 15°C до 40°C.

Для получения глянцевых покрытий с хорошими декоративными свойствами, мы предлагаем грунт «Masscoat 031» и эмаль «Masscoat 131» на основе винилированных алкидов. Это однокомпонентные материалы с временем высыхания 1 час, атмосферо-, масло-, бензостойкие. Применяются для отделки спецтехники: автоцистерн, станков, электрооборудования.

Для межоперационной защиты металла и в качестве заводского грунта разработан тиксотропный акрилэпоксидный грунт «Masscoroxy 047».

Особенностью данного материала является отличная, в течение 5 лет атмосферостойкость покрытия с полным сохранением антикоррозионных свойств, короткое время перекрытия материала, менее 3 часов, устойчивость к механическим нагрузкам, абразивному износу и удару. Грунтовка может наноситься в условиях повышенной до 95% влажности.

Для защиты железобетонных строительных конструкций, эстакад, пролетных конструкций наиболее целесообразно применение водно-дисперсионных и водоразбавляемых эпоксидных материалов «Masscoroxy Wep» и «Masscoroxy Lat», обеспечивающих наилучшие характеристики в условиях повышенной влажности, циклов замораживания-оттаивания, гидростатического воздействия грунтовых вод, а также парогазовых агрессивных сред. Эти материалы могут быть рекомендованы так же для защиты бетонных резервуаров пожаротушения и емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов.

В ассортименте компании «Индустриальные покрытия» имеется полный комплект материалов, способных удовлетворить потребности отрасли в лакокрасочных материалах, мы готовы адаптировать выпускаемые ЛКМ под конкретные объекты применения. ●

KEY WORDS: anti-corrosion coatings, repairs, paints, oil and petrochemical enterprises.



МОСКОВСКИЙ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

РОССИЙСКИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СОРТАМЕНТА

Московский инструментальный завод (МИЗ) организован в 1919 г. В конце 70-х годов первым в СССР наладил промышленный выпуск твердосплавных резьбовых неперетачиваемых гребёнок для оснащения вновь построенных трубных производств. С 1985 г. началось производство неперетачиваемых резьбовых твердосплавных пластин с износостойким покрытием и была освоена вся номенклатура токарных резцов, головок, блоков для токарной обработки труб и муфт, что позволило стране отказаться от покупаемого за валюту импортного твердосплавного инструмента.

Сегодня завод не только сохранил рабочие и инженерно-технические кадры, но и переоснащён новым прецизионным оборудованием, позволяющим выпускать продукцию, отвечающую современным требованиям к точности и стойкости инструмента.



<http://www.miz.ru>



Приглашаем к совместной работе по внедрению высококачественного российского металлообрабатывающего инструмента, способного обеспечить все производственные нужды



105094, Москва, ул. Б. Семёновская, д. 42
Телефон: +7 (499) 369 0750, 369 1886
Факс: +7 (499) 369 0422 E-mail: miz@miz.ru

ПЕРЕДВИЖНЫЕ АЗОТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО КОМПРЕССОРОСТРОЕНИЯ

РЫНОК АЗОТНЫХ КОМПЛЕКСОВ СЕГОДНЯ НАСЧИТЫВАЕТ БОЛЕЕ 20 ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ, ПРЕДЛАГАЮЩИХ ИНТЕРЕСНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, НО НА БАЗЕ ИНОСТРАННЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК, ЛИБО НА БАЗЕ РАЗРАБОТОК 30-ТИ ЛЕТНЕЙ ДАВНОСТИ. РАЗВИТИЕ НОВЫХ МОДЕЛЬНЫХ РЯДОВ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ НА БАЗАХ М7-М9 ПОЗВОЛЯЕТ «КОМПРЕССОРНОМУ ЗАВОДУ КОСМА» ВНЕСТИ НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ДАННОМ НАПРАВЛЕНИИ

NITROGEN COMPLEXES MARKET HAS MORE THAN 20 VENDORS OFFERING INTERESTING TECHNICAL SOLUTIONS NOWADAYS, BUT ON THE BASIS OF FOREIGN COMPRESSOR UNITS, OR BASED ON OUTDATED MODELS OF COMPRESSORS DEVELOPED 30 YEARS AGO. DEVELOPMENT OF THE NEW MODEL SERIES OF RECIPROCATING COMPRESSORS ON THE BASES M7-M9 ALLOWS "COMPRESSOR PLANT COSMA" TO INTRODUCE NEW TECHNICAL SOLUTIONS IN THIS AREA

Ключевые слова: *мобильные азотные комплексы, компрессоростроение, поршневые компрессоры.*



Райчук Дмитрий Андреевич,
Директор
компрессорного завода
КОСМА

– Что представляет сегодня рынок азотных комплексов в России?

– Поставками мобильных азотных комплексов занимаются все производители компрессорного и газоразделительного оборудования – потребность в них большая и постоянно растет. Но не стоит забывать, что при разработке мобильных азотных комплексов основной задачей является обеспечение их транспортабельности, соответствие транспортным габаритам, регламентированным законодательством. В результате на рынке есть 2 типа предложений: исполнение азотных комплексов на базе иностранных винтовых компрессоров с разделением при низком давлении и на базе поршневых компрессоров серии М2,5 в 2-х или 4-хрядном исполнении (варианты моделей серии СДА и НДА). Учитывая транспортные

габариты шасси станции, позволяющие без оформления дополнительных разрешительных документов их транспортировку, все производители ограничены габаритами самих компрессорных агрегатов, являющихся основным источником сжатого воздуха перед блоком разделения. Поэтому наиболее массовые предложения рынка ограничены производительностью мобильных азотных комплексов – 10 м³/мин при 90% азоте, единицы производителей могут предложить до 20 м³/мин при той же концентрации азота.

– В какой номенклатуре представлен «Компрессорный завод КОСМА»?

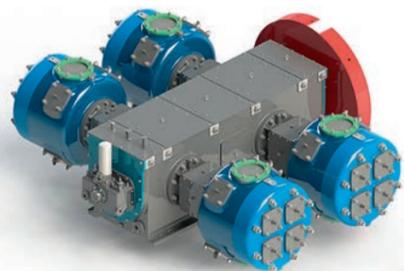
– КОСМА продолжает выпуск переносных и мобильных комплексов серии СДА/НДА по ранее действующей конструкторской документации и техническим условиям. Анализ опыта эксплуатации данных станции показал, что технически они требуют модернизации, в том числе и поршневого компрессора. Для всех эксплуатируемых компаний не секрет, что номинальная производительность комплексов СДА/НДА всегда приводилась при 90%. И в конкурентной борьбе производители, используя все тот же компрессор, уже обещают ту же производительность, но при 95% концентрации азота. Как показывает практика – это невозможно без модернизации самого поршневого компрессора. Поэтому проведем модернизацию цилиндрово-поршневой группы компрессоров модельного ряда М2,5, мы гарантируем выдачу номинальной

производительности при 95% концентрации азота, а при 90% будет даже больше. Именно развитие новых компрессорных баз позволило нам создать принципиально новый модельный ряд азотных комплексов, с производительностью по азоту до 60 м³/мин при 95% концентрации азота. И все это в рамках транспортировочных габаритов – в блок-боксе или на шасси.

– И такие комплексы востребованы?

– Да. И выставка «Нефть и Газ/МIOGE-2015» тому свидетельство. Многие подразделения ведущих нефтегазовых компаний проявили крайне высокую заинтересованность. Ведь даже старая модель азотной станции серии СДА-20/251 с трудом конкурирует с новой разработкой. Обновленная станция СДА-20/251СМ изготавливается на базе шасси КАМАЗ, а не МЗКТ, имеет массу на 9–10 тонн ниже, и, самое главное, работает в однокаскадном цикле (только один поршневой компрессор) без применения иностранного винтового

Компрессор 4ГМ7-45/251С
для СДА-20/251СМ



УДК 621.5

МОДЕРНИЗАЦИЯ АЗОТНЫХ КОМПЛЕКСОВ КОСМА



компрессора и в исполнении без смазки цилиндров. Таким образом, проведена принципиальная модернизация азотного комплекса. Мы гарантированно выдаем 20–21 м³/мин при 95% азота, тогда как производительность старой модели составляла 17–18 м³/мин. Мы уменьшаем расход топлива, применяя 1 современный компрессор вместо 2-х масляных и устаревших, когда мы в 6 раз увеличиваем межсервисную наработку до 3000 часов вместо 500 часов ранее. Все это уже оценено ведущими нефтегазовыми компаниями. Интерес увеличивается вдвойне, когда разговор доходит до более высокопроизводительных комплексов. Азотные станции СДА 30/251СМ или СДА-40/251СМ заменяют уже от 2-х до 4-х существующих устаревших азотных станций, что снижает количество персонала, затраты топлива и повышает надежность производимых работ.

– И это только за счет компрессора?

– В основном. Компрессорная установка является источником сжатого воздуха, из которого с помощью газоразделительного блока вырабатывается азот. Но и сам мембранный блок претерпел изменения. Совместная работа с ведущими производителями

мембран позволили снизить их количество – с 50 до 15, что отразилось и на габаритах, и на массе. В том числе это стало возможно за счет применения сухого сжатия воздуха, исключающего попадание масла в газоразделительный блок. Поэтому модернизация азотных станций высокой производительности коснулась не только компрессорного блока, здесь мы внедрили множество новых технологических решений.

– Ваш завод в последнее время радует нас новыми разработками, что сегодня?

– Сегодня ведутся активные разработки в области создания передвижных газовых станций с мощностью привода до 1 МВт. Среди азотных комплексов ведутся работы по завершению разработки азотных комплексов среднего давления – СДА-60/25СМ для газотранспортных сетей нашей страны, как не только аналог сегодняшних низкопроизводительных азотных станций на базе иностранных винтовых машин, но и как новейшая высокопроизводительная отечественная разработка. Ну, и, конечно же, компрессорная база М15, которая уже находится в производстве и может быть реализована в 2-х, 4-х и 6-ти

рядном исполнении. Она позволит повысить мощность поршневых компрессорных установок до 4 МВт. Поэтому работы много, нам интересно развивать и поддерживать отечественные традиции компрессоростроения, стремиться к выпуску высокотехнологичного компрессорного оборудования. И мы очень надеемся, что сможем помочь нефтегазовым компаниям обойти стороной иностранных производителей, исключить зависимость от санкций, которые вынужденно поддерживают иностранные производители, блокируя работу наших компаний на месторождениях. ●

KEY WORDS: *mobile nitrogen complexes, compressionratio, piston compressors.*

Приглашаем посетить стенд «Компрессорного завода КОСМА» на 22 международной выставке «Нефть, газ. Нефтехимия» в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума в городе Казань 2–4 сентября 2015 года, и на 20-й международной выставке «Сургут. Нефть и газ-2015» 23–25 сентября 2015 года



350072, РФ, Краснодар,
Ростовское шоссе, 14/2
www.kosma.ru

МIOGE-2015 экскурсия по стендам

ЭТИМ ЛЕТОМ В МОСКВЕ ПРОШЛА 13-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА МIOGE-2015. НА ПЛОЩАДИ 25 000 КВ. М РАЗМЕСТИЛИ СВОИ СТЕНДЫ ТЫСЯЧА КОМПАНИЙ-УЧАСТНИЦ ИЗ БОЛЕЕ, ЧЕМ 40 СТРАН МИРА. ТРИ ТЫСЯЧИ ПОСЕТИТЕЛЕЙ РАЗГУЛИВАЛИ ПО ЗАЛАМ, ГДЕ ЭКСПОНИРОВАЛОСЬ ОБОРУДОВАНИЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ТЕХНИКА, НЕОБХОДИМЫЕ В КАЖДОМ СЕГМЕНТЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ПРЕДЛАГАЕМ ВАМ ВМЕСТЕ С НАШИМИ ФОТОКОРАМИ ПРОЙТИСЬ ПО ПАВИЛЬОНАМ И ПОРАССМАТРИВАТЬ ЭКСПОНАТЫ

Колтубинговые установки, компрессоры, электростанции, ветряки и другое массивное оборудование разместили на открытом пространстве между павильонами, где эти достижения технической мысли можно было посмотреть, потрогать и даже (незаметно) нажимать на кнопки.



Блочно-комплексная электрическая станция

Колтубинговая установка МК30Т-50

Азотная компрессорная станция ТФ-10 251 С90

Колтубинговая установка LGC 270



Микроавтомобиль Мессершмитт 1962-1964

Разбавляли общие промышленные «натюрморты» не совсем нефтегазовые диковинки. Такие, как, например, ретро-автомобиль завода Камышмаш и ультра-современный мотоцикл (который поначалу скрывали под покрывалом, интригуя посетителей).

Несмотря на громадные площади выставочного пространства, разместить промплощадку там не получилось бы, а похвастаться своими достижениями хотелось, поэтому китайские компании локализовали оборудование до транспортабельных размеров и демонстрировали не менее притягивающие взгляд макеты.



Arctic drilling rig model



Еще один, замеченный нами, таинственный предмет – кресло, привезенное компанией Yokogawa.



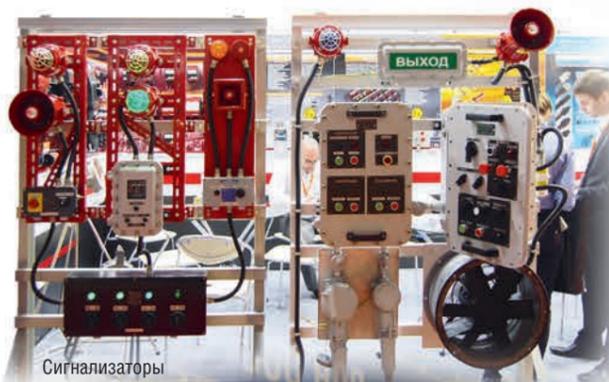
В переходах между чудесами технической мысли фланировала девушка-газета. Следуя за этим шедевром боди-арта, мы попали в зал экспонатов оборудования и приборов.

Робот Борец

Робот ENSTO

Робот Total

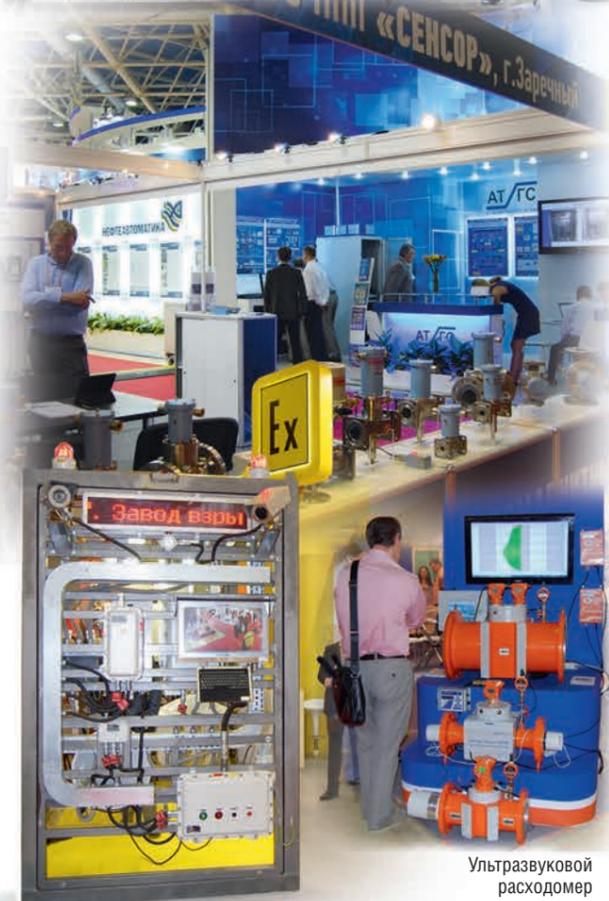
Среди множества систем сигнализаций и оповещений, взрывозащищенного оборудования и контрольно-измерительных приборов сложно было не заметить антропоморфного робота ENSTO. Это уже не первый робот в мире нефтегаза, посещающий выставки. В прошлом году, на аналогичной выставке, нам посчастливилось поболтать с роботом Total и встретить его, можно сказать, брата – робота Борец.



Сигнализаторы



Еще из схожих тенденций обнаружили матрешки. В 2014 г. вырезанных из фанеры русских красавиц привозила одна из китайских компаний (видимо, в знак симпатии к русской культуре), а в нынешнем году на МIOGE матрешек привезла российская компания Виа риалтайм, как символ импортозамещения.



Ультразвуковой расходомер



Костюм чиновника Берг-коллегии 1755 г.

Колесный ассессор горного ведомства в форме для Туркестана и Кавказа 1880-е гг.

А вот из необычного были исторические экспонаты. Музей истории Газпрома (есть, оказывается, и такой) среди прочих привез изваяние бурового мастера, а Lukoil – нарядил манекены в одежду 18–19 вв. Все чин по чину, как положено, согласно Табели о рангах.

ПЕТЕРБУРГ СТАНЕТ МЕСТОМ ВСТРЕЧИ ЛИДЕРОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С 6 ПО 9 ОКТЯБРЯ 2015 ГОДА НА ПЛОЩАДКЕ КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНОГО ЦЕНТРА «ЭКСПОФОРУМ» ПРОЙДЕТ V ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – ЕЖЕГОДНОЕ СОБЫТИЕ, СОБИРАЮЩЕЕ ЛИДЕРОВ ОТРАСЛИ

FROM 6 TO 9 OCTOBER, 2015 EXPOFORUM CONVENTION AND EXHIBITION CENTRE WILL HOST THE 5th ST. PETERSBURG INTERNATIONAL GAS FORUM – THE ANNUAL EVENT THAT ATTRACTS INDUSTRY LEADERS

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, шельф, СПГ, экология, переработка газа.

В этом году в рамках Форума пройдет более 40 различных конференций и круглых столов. Уже традиционно участники соберутся на Международном конгрессе специалистов нефтегазовой индустрии, где обсудят мировые тенденции и государственную политику в газовой отрасли, приоритетные отраслевые проекты Российской Федерации – «Сила Сибири», «Турецкий поток», проекты освоения шельфовых месторождений. Особое внимание в ходе дискуссий будет уделено международному опыту в освоении шельфовых месторождений Арктики, соблюдению требований экологии, использованию СПГ, СУГ, КПГ и ПНГ, а также новейшим научным разработкам в области переработки газа.

Обсуждаемые в ходе деловых мероприятий вопросы найдут практическое отражение в выставочной экспозиции, которая объединит на площади более 25 тысяч кв. м три крупнейших отраслевых проекта: Международную специализированную выставку «InGAS Stream – инновации в газовой отрасли», Международную специализированную выставку «Газомоторное топливо», а также Международную специализированную выставку газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства «РОС-ГАЗ-ЭКСПО».



В рамках выставочной экспозиции Министерством промышленности и торговли Российской Федерации будет организована специализированная выставка производителей нефтегазового оборудования. Цель экспозиции – демонстрация производственного потенциала российских предприятий для обеспечения независимости российского ТЭК от импорта оборудования, технологий, услуг и ПО и развития нефтегазового комплекса.

Официальную поддержку проекту в 2015 году окажут федеральные и региональные органы власти: Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство промышленности и торговли Российской Федерации, Министерство транспорта Российской Федерации, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, Правительство



Санкт-Петербурга, а также зарубежные и российские отраслевые ассоциации, среди которых Национальный газомоторный консорциум Италии, Ассоциация производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли», Ассоциация производителей независимости оборудования и другие.

Свое участие в мероприятии уже подтвердили ведущие нефтегазовые компании – ПАО «ГАЗПРОМ», ООО «Газпром газомоторное топливо», инновационные центры, учебные заведения и проектные институты страны – «РОСНАНО», «СКОЛКОВО», ОАО «Гипроспецгаз», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, поставщики оборудования и сервисные компании – АО «Группа ГМС», ОАО «Межрегионгаз», лидеры в области разведки и добычи газа – ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым». Свое оборудование и опыт в рамках выставочной экспозиции представят также ООО «Стройгазмонтаж», ТКЗ «ИЗМЕРОН», Группа компаний INTRATOOL, ООО «Ротор Инжиниринг», CRYOSTAR SAS и другие. ●

ПРИ УЧАСТИИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



6-9
ОКТЯБРЯ
2015



V ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ

- Мировые тенденции и государственная политика в газовой отрасли
- Ресурсная база для крупнейших газовых проектов и ключевые аспекты их реализации
- Эволюция роли сжиженного природного газа и его доля в будущем мировом энергетическом балансе
- Газомоторное топливо как фактор экономической эффективности грузоперевозок
- Газохимия – катализатор инновационного развития России
- Сервис и инфраструктура для газовой отрасли
- Экологические аспекты газовой отрасли

КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА



IV Международный конгресс специалистов нефтегазовой индустрии

ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА

III Международная специализированная выставка
«INGAS STREAM 2015 – ИННОВАЦИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»



II Международная специализированная выставка
«ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО»



XIX Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства
«РОС-ГАЗ-ЭКСПО»



ДО ВСТРЕЧИ В ОКТЯБРЕ!

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ



IT-ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ЭКСПОФОРУМ
КОНГРЕССНО-
ВЫСТАВОЧНЫЙ
ЦЕНТР

ПЕТЕРБУРГСКОЕ
ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 127, 114)

GF@EXPOFORUM.RU

WWW.GAS-FORUM.RU

18+





*Уважаемые коллеги -
работники нефтяной,
газовой и топливной
промышленности!*

От имени коллектива **Euro Petroleum Consultants** и от себя лично сердечно поздравляю вас с этим значимым профессиональным праздником!

Изменчивая ситуация на рынке промышленности показала, что благодаря вашему самоотверженному труду и профессионализму, преодоление самых нелегких вызовов, стоящих на ее пути, становится возможным.

Мы искренне желаем вам достижения новых профессиональных успехов, реализации самых смелых планов, неисчерпаемой энергии! Здоровья, счастья и благополучия вам и вашим близким!

Colin Chapman

Колин Чапман
Президент **Euro Petroleum Consultants**



Euro Petroleum Consultants

**SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS**



12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ
АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2015

12TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES
DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 15 – 18 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG



Генеральный спонсор



Официальные спонсоры



Спонсор круглого стола



СЕКРЕТАРИАТ



Тел.: (812) 320 9660, 303 8863

E-mail: geo@restec.ru, rao2@restec.ru



www.rao-offshore.ru



Участники форума
Большая химия-2015



Н. Аверьянов



М. Шуляк,
С. Кононенко



Д. Конов



Участники
12 нефтегазового
конгресса



В. Бессель



А. Золотухин,
Г. Шмаль



И. Санин



С. Чижиков



А. Сергеев, И. Шпуров



А. Михеев



В. Пармон



А. Дворкович



IV Международный форум
Большая Химия



А. Курмакаев



Г. Кукушкин



Н. Грачев



А. Вашкевич



А. Романихин



К. Закиров



А. Василенко, П. Завальный, К. Молодцов

Д. Терехин



Р. Минниханов,
Р. Бабич



А. Садчиков



Л. Ямаева



М. Бородин



Г. Шмаль,
В. Капустин



«Русские разворачиваются на восток, к Китаю – на удивление европейцам. Мне всегда казалось, что в отношениях России и Китая нефть и газ постепенно вытеснят Маркса и Ленина»

Д. Ергин

«Кризис советской экономики, приведший к распаду СССР, то, когда и в каких формах он разворачивался – все это было сопряжено с развитием событий на нефтяном рынке»

Е. Гайдар



«Почему считается, что найти место для обсерватории важнее, чем пройти планету по меридиану, от полюса до полюса? Почему важнее искать нефть, чем тайны?»

Братья Стругацкие
(«Стажеры»)



«Если вы хотите контролировать мир, вы должны контролировать нефть, одно из главных условий этого – сломить Ирак»

С. Хусейн

«Чтобы стать членом Европейского Союза, Украина должна набрать в долг столько денег, чтобы Европе просто некуда было деваться, и она забрала нас»

Л. Бирюк



«40% акций российского ЮКОСа дали бы Вашингтону через нефтяных гигантов США фактическое право вето на любые будущие российские нефте- и газопроводы и нефтяные сделки»

У. Энгдаль

«Там, где есть мусульмане, есть нефть; обратное утверждение неверно»

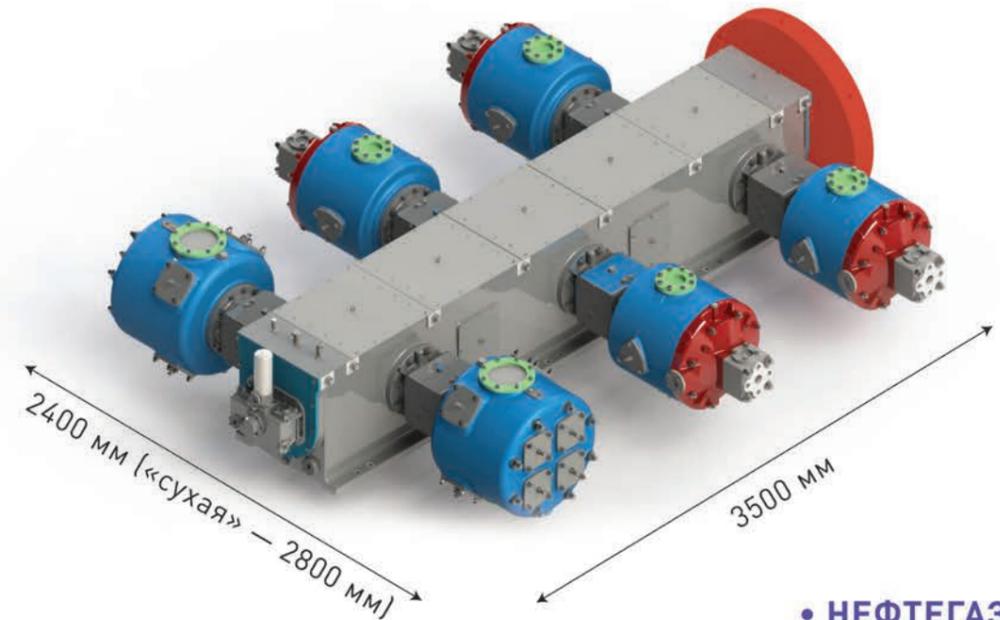
Ч. Иссави

М7 и М15
До 4 МВт

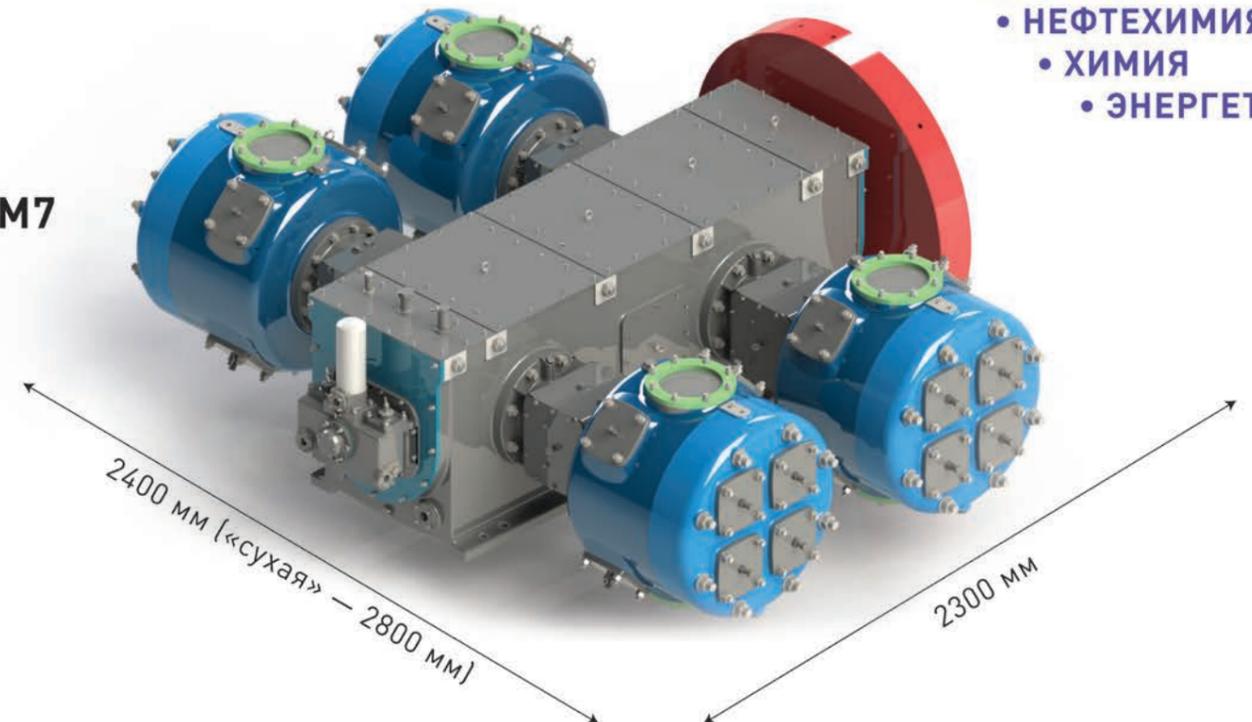
До 700 АТМ

СОВРЕМЕННЫЙ МОДЕЛЬНЫЙ РЯД ПКУ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

М15



М7



- НЕФТЕГАЗ
- НЕФТЕХИМИЯ
- ХИМИЯ
- ЭНЕРГЕТИКА

Компрессорный завод КОСМА

г. Краснодар
Ростовское шоссе, 14/2
тел. +7 (861)299 5 299
www.kosma.ru





БУРСЕРВИС®

Уфа

Успешный путь
к недрам!



Открытое акционерное общество
«Научно-производственное предприятие «Бурсервис»

450112, Россия, РБ, г. Уфа, ул. Соединительное шоссе, 2/2,
а/я 134, тел./факс +7 (347) 292-59-77.

E-mail: mail@burservice.ru
www.burservice.ru

