



ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

АНАЛИЗ
РАЗРАБОТКИ
ПЛАСТОВ

АНАТОМИЯ
СКВАЖИНЫ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[9] 2014

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
НЕФТЕДОБЫЧИ





Индивидуальная комплектация под ваши потребности Гарантия качества и надежности

Корпорация Ариель – крупнейший в мире производитель поршневых компрессоров. С 1966 года корпорацией было произведено и поставлено в более 100 стран мира 48000 компрессоров. Компрессоры Ариель используются в нефтегазовой промышленности и энергетике для добычи нефти и газа, переработки, транспортировки, хранения и распределения природного газа от скважины до конечного потребителя.

Промысловый сбор газа • Газлифт • Закачка в пласт
ПХГ (закачка и отбор) • Транспорт газа • АГНКС
Переработка и нефтехимия (H₂, N₂, CO₂ и др.)
Сжатие воздуха • Дожим топливного газа
Шахтный метан • Газы с H₂S • Мобильные КС



АРИЕЛЬ ИНТЕРНЭШНЛ КОРПОРЕЙШН

Представительство в России и СНГ
125047, Россия, г. Москва, Бизнес Центр «Парус»
ул. 1-я Тверская-Ямская д.23, строение 1

Телефон: +7 (495) 721-1113

Телефон: +7 (495) 721-1118

Факс: +7 (495) 721-1114

Email: Russia@arielcorp.com

www.arielcorp.com

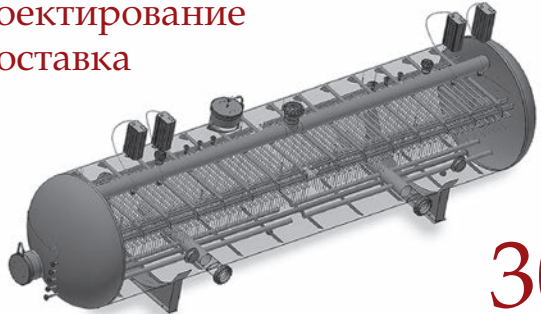
Корпорация Ариель примет участие в выставке KIOGE с 30 сентября по 3 октября в г. Алматы, Республика Казахстан. Будем рады видеть вас на нашем стенде № 39А, в павильоне 9а.



Запустили все,
что можно



Электродегидраторы
Проектирование
и поставка



Анатомия
скважины



Штокман

СОДЕРЖАНИЕ

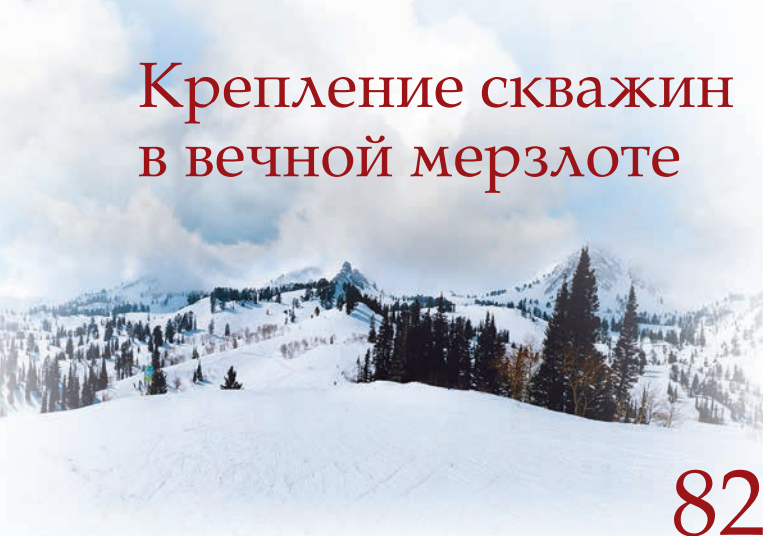
Эпохи НГК	4
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Оценка эффективности работы ТЭЦ на РСВ	12
Динамика автоматизированных электроприводов буровых станков	16
Электроснабжение нефтедобывающего предприятия	22
Россия в заголовках	25
Метод оценки риска при эксплуатации противовибросового оборудования с помощью дерева отказов	26



Эффективное
заземление
электроустановок

Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	29
Анализ разработки пластов	34
Промавтономность Кто обеспечит движение к импортозамещению	41
Безаварийная проводка морских скважин	42
Календарь событий	47
Совершенствование системы бюджетирования и управленческого учета	64
«Камский кабель» для крупнейших нефтяных месторождений России	70

Крепление скважин
в вечной мерзлоте



weTORQ™85 – механический «помбур»	72
Система UniSim для управления на НПЗ	74
Оружие против огненного шторма	78
НЕФТЕГАЗ Life	86
Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК	88
Цитаты	96

Технические
решения для новых
месторождений



211 лет назад

В 1803 году бакинец Г.Мансурбеков начал добывать нефть из двух скважин, расположенных на море, в бухте Биби-Эйбат в 18 и 30 м от берега.

78 лет назад

В 1936 году группа советских инженеров (Петр Шумилов, Эйуб Тагиев и др.) создали многоступенчатый безредукторный турбобур.

73 года назад

В 1941 году впервые в мире на Баилово турбинным способом была пробурена наклонная скважина глубиной 2000 м.

49 лет назад

В 1965 году в России открыто месторождение-супергигант Самотлор, входящий в число крупнейших месторождений мира, с начальными запасами нефти промышленных категорий свыше 47 млрд баррелей.

45 лет назад

В 1969 году произошла первая крупная экологическая катастрофа, вызванная аварией на нефтедобывающей платформе у побережья Калифорнии.

43 года назад

В 1971 году было открыто Бованенковское месторождение с запасами газа 5,9 трлн куб. м конденсата 100,2 млн т. и нефти 227 млн т.

17 лет назад

В 1997 году заключено межправительственное соглашение о поставках российского газа в Турцию через газопровод по дну Черного моря.

13 лет назад

В 2001 году учреждено Российское газовое общество.

12 лет назад

В 2002 году впервые в мировой нефтяной практике профессор А. Шабанов применил химические сенсоры и органические соединения для определения водного состава нефтяных пластов.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Алексей Кулюшин

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Руслан Козлов
rk@neftegaz.ru

Дмитрий Аверьянов
Анна Мунтян
Артем Аракелов
Екатерина Козлова
Анна Антоненко
reklama@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Елена Зазулина

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Владислав Карпов

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

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

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
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



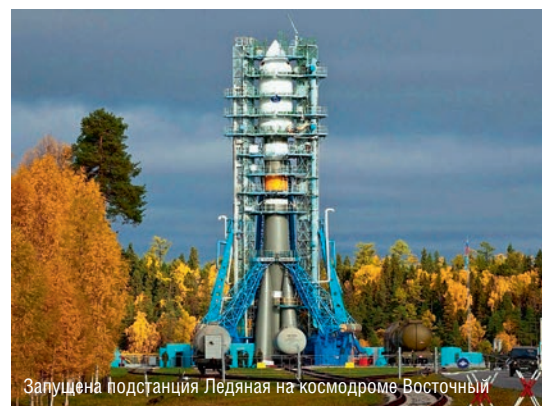
КОМПРИМИРОВАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 34, стр. 8. Тел.: +7 (495) 589-36-61. Факс: +7 (495) 589-36-60.

info@energass.ru www.energass.ru



Дан старт строительству МГП «Сила Сибири»



Запущена подстанция Ледяная на космодроме Восточный



Начато бурение на Северном Чайво



Заработала Кош-Аганская солнечная электростанция на Алтае

ЗАПУСТИЛИ ВСЕ, ЧТО МОЖНО

Помните, в детстве сразу после передачи Спокойной ночи, малыши начиналась программа Время? И в заставке этой передачи токарь выточивал деталь у заводского станка, комбайнер собирал с огромного поля урожай, ткачихи работали в прядильном цехе... и все это создавало, даже тогда, в детском сознании, ощущение величия страны, промышленного роста, движения вперед. Со временем ощущение могущественности Родины начало постепенно исчезать. То ли потому, что в новостях вместо токарей и комбайнеров стали показывать военные кампании, то ли потому что авиакатастрофы дают более высокие рейтинги, чем ткачихи прядильного цеха...

Анна Павлихина

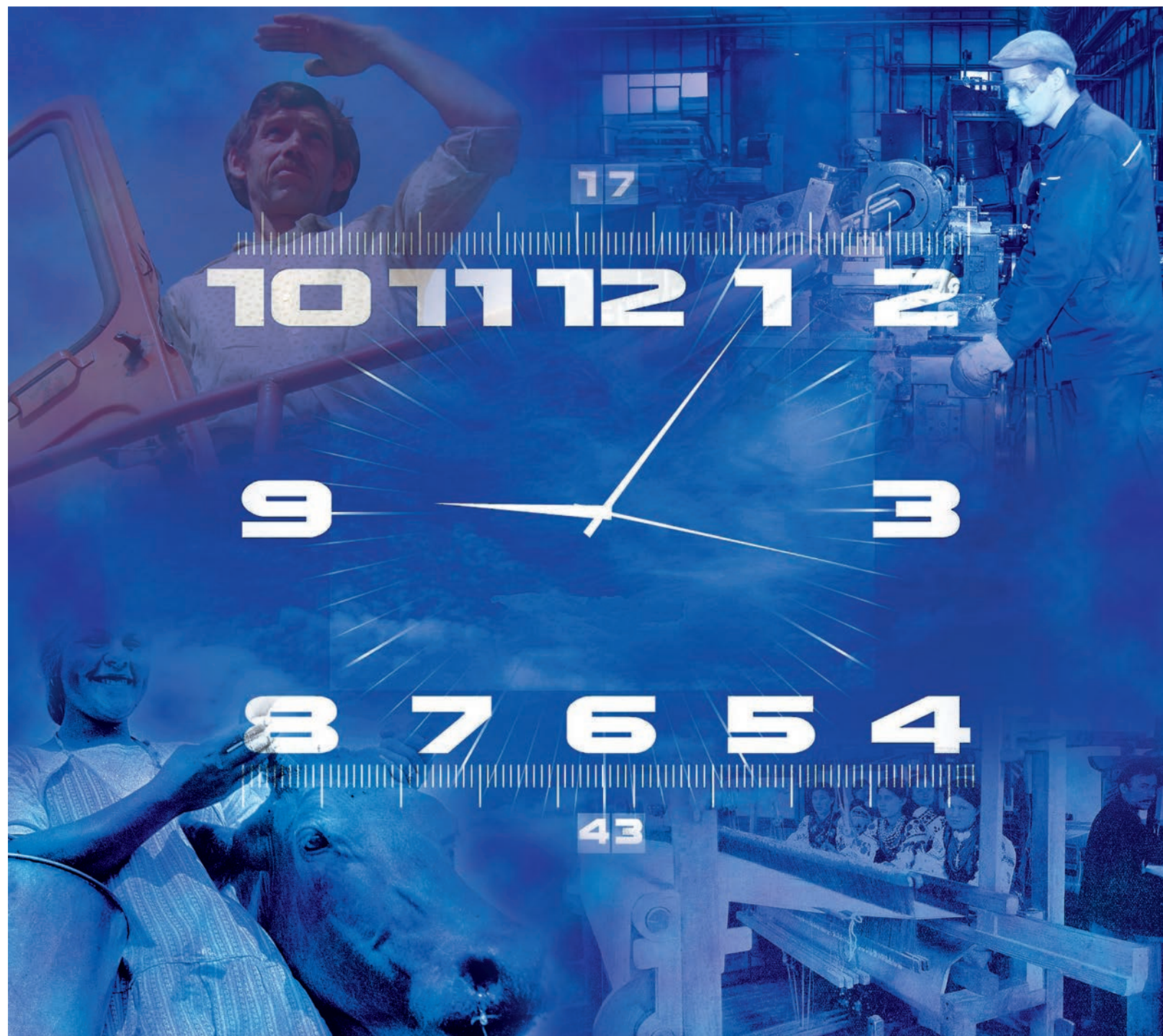
И вот, проводя очередной мониторинг новостей в попытке увидеть, чем наша страна жила истекающий месяц, не без приятного удивления обнаружилось то самое забытое чувство небольшого, но все-таки прогрессирующего, развития. Почему? Все дело в том, что с завидной периодичностью то в одном, то в другом конце страны строились трубопроводы, вводились в строй электростанции, производства прирастали мощностями, получали старт новые проекты. В общем, запустили все, что можно. И все эти события сопровождались, ставшим уже традиционным, президентским «начинайте».

Итак, о чем писали новости:

3 сентября В. Путин в режиме видеоконференции открыл Кош-Аганскую солнечную электростанцию на Алтае.

9 августа В. Путин дал старт разведочному бурению на ППБУ West Alpha – самой северной скважины в Карском море – Университетская-1.

Роснефть ввела в эксплуатацию первую очередь нефтегазоконденсатного месторождения Северное Чайво в мелководной части Северо-Восточного



шельфа Сахалина. О запуске месторождения В. Путину традиционно доложил в ходе видеоконференции И. Сечин.

1 сентября начали строительство проекта, дающего мощный импульс многим отраслям отечественной промышленности, таким, как металлургия, трубная промышленность, машиностроение, химическая промышленность. Президент РФ В. Путин дал торжественный старт строительству магистрального газопровода «Сила Сибири».

3 сентября И. Сечин и министр образования и науки Монголии Л. Гантумур в Улан-Баторе в присутствии глав государств В. Путина и Ц. Элбэгдоржа подписали соглашение о содействии организации обучения граждан Монголии в вузах-партнерах Роснефти.

В.Путин ввел в эксплуатацию подстанцию Ледяная, входящую в систему энергоснабжения космодрома Восточный. «Начинайте, – сказал В.Путин, и 2 сентября ПС Ледяная была введена в эксплуатацию».

Звучит вдохновляюще. Не правда ли?

И кто бы знал, где находится эта Ледяная, если бы не президент.

Во времена средневековой монархии, как в Европе, так и в России, люди верили, что если государь-батюшка прикоснется к прокаженному, тот излечится. Видимо, с этим связана традиция присутствия президента (во всяком случае, в России) на подобных церемониях, если и не лично «благословить» запуск, то по видео связи. Для верности, чтоб не сломалось.

Да и вообще, есть что-то волшебное в этой традиции: места, посещаемые президентом обрастают инфраструктурой, а по пути его следования улучшается качество дорог (где-то они просто появляются).

Не зря все-таки сильны в России монархические настроения. Но это к слову. К слову о том, как хорошо иногда заметить, что события в нашей стране не ограничиваются введением против нее все новых и новых санкций, военными сводками и недружелюбным отношением Европы (хотя и неприятно, соседи все-таки) и что не смотря на это продолжают запускаться заводы, трубопроводы и электростанции. ●

РОСНЕФТЬ ЗАПУСТИЛА СЕВЕРНОЕ ЧАЙВО

Роснефть ввела в эксплуатацию 1-ю очередь нефтегазоконденсатного месторождения Северное Чайво в мелководной части Северо-Восточного шельфа Сахалина

Алексей Кулюшин

По словам А. Новака, 1-я скважина, бурение которой завершилось 4 сентября 2014 г., установила новый отраслевой рекорд – ее общая длина составила 10,875 км, в т.ч. 9,517 км составляет отклонение от вертикали.

И. Сечин добавил, что уровень добычи на Северном Чайво в перспективе составит 1,5 млн т / год.

На полку добычи нефти месторождение планируется вывести в 2017 г., газа – к 2027 г.

Участок недр находится рядом с месторождением, которые Роснефть разрабатывает совместно с американской компанией ExxonMobil в рамках проекта Сахалин-1.

Работы на месторождении осуществляются с помощью буровой установки «Ястреб», которая в настоящее время приступила к бурению второй скважины.

Всего на месторождении будет работать куст из 5 скважин. Установка, специально построенная для проекта Сахалин-1 по технологиям Exxon Mobil, бурит на российском шельфе уже более 10 лет.

4 сентября 2014 г. Роснефть приступила к 1-му бурению с помощью платформы «Беркут», в запуске которой участвовал президент РФ.

Роснефть выиграла тендер на право разрабатывать месторождение Чайво-море осенью 2011 г. Хотя справедливости ради нужно сказать, что конкурс был, вероятно, формальным, потому что в конкурсе участвовала кроме Роснефти лишь ее дочка РН-Сахалинморнефтегаз.

Запуск 1-й очереди месторождения Северное Чайво – это 2-й этап освоения месторождений проекта Сахалин -1.

На очереди 3-й этап – освоение месторождения Аркутун-Даги. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Зима и отопительный сезон уже не за горами, а вопросы по газоснабжению европейских стран так и висят в осеннем и уже прохладном воздухе. Несколько попыток организовать трехсторонние переговоры не увенчались успехом. Что же мешает встрече А. Новака, Г. Этингера и Ю. Продана?

Что мешает встрече Новака, Этингера и Продана?

36 %

Европа взвешивает все «за» и «против» после неудавшегося блицкрига

9 %

Технические аспекты газоснабжения требуют дополнительного рассмотрения

9 %

До наступления отопительного сезона проблема газоснабжения не стоит столь остро

27 %

Отсутствие аргументов для успешного проведения переговоров

18 %

Занятость Продана

Роснефть и ExxonMobil до 2030 г. инвестируют в Арктику 400 млрд долл США. ЛУКОЙЛ приобретает ветряные электростанции в Болгарии. Газпром нефть вложит 7 млрд рублей в модернизацию сербских НПЗ... Во что сегодня выгодно вкладывать инвестиции?

Какая сфера выгоднее для инвестирования?

16 %

Освоение углеводородных месторождений Арктики

8 %

Ветроэнергетика

34 %

Нефтепереработка

14 %

Нефтехимия

22 %

Электроэнергетика

0 %

Угольная промышленность

6 %

Инвестировать в ТЭК не выгодно

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Приразломная» — первый проект по добыче нефти на арктическом шельфе России

На правах рекламы



www.gazprom-neft.ru

СТРЕМИТЬСЯ К БОЛЬШЕМУ

Персонажи

Орбидман

Новое назначение

События

Медведев
Прозоров

Артемишев

Сечин

Русакова

Абрамович

Дворкович

Алексеев

Лисин

Миллер



Влада Вилориковна
Русакова

В. Русакова родилась в 1953 г. в г. Москве. В 1977 г. окончила Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз».

В газовой отрасли работает с 1978 года.

В 1995 г. В. Русакова начала работать в «Газпроме», где занимала должность начальника службы развития зарубежных проектов управления перспективного развития, затем – заместителя начальника управления прогнозирования перспективного развития. С 2003 г. была руководителем департамента стратегического развития, входила в состав правления «Газпрома». В марте 2012 г. стала начальником департамента перспективного развития концерна.

В декабре 2012 г. В. Русакова покинула «Газпром», формальной причиной увольнения стало достижение ею пенсионного возраста. Некоторые издания писали, что она «ушла не очень хорошо – ее сделали «крайней» в том, что компания оказалась не готова к изменениям на рынке». В газовом концерне В. Русакова

всегда «прямо выражала свое мнение», даже если оно не совпадало с мнением руководства, и открыто критиковала многие направления деятельности «Газпрома».

В.Русакова считалась человеком из команды прежнего главы концерна Р. Вяхирева, но с приходом в «Газпром» Миллера сохраняла свои позиции так как он в первые годы испытывал острый дефицит собственных кадров.

Покинув газовый концерн, с начала апреля 2014 г., по приглашению И. Сечина, В. Русакова стала работать в «Роснефти», возглавив департамент развития газового бизнеса.

Сегодня задача газового направления «Роснефти» – завоевание доли на внутреннем рынке и усиление влияния на внешнем. Для этого компания будет использовать сложные технологии, применяемые в мировой практике для добычи углеводородов на шельфовых месторождениях, а также для производства СПГ, который она будет поставлять в АТР. «Газпром», пока не может похвастаться успехами в освоении технологий сжижения газа и поставками в азиатские страны, равно как и в морской добычей.

«Газпром», определенно, рано отправил Владу Вилориковну на пенсию. В новой должности она не только активно развивает газовый бизнес «Роснефти», но и, зная бизнес «Газпрома» изнутри, умело это использует.

Несмотря на то, что Печоре СПГ оказалась практически единственным проектом лишенным права экспорта сжиженного природного газа, «Роснефть» и Alltech собираются завершить создание СП, для чего «Роснефть» собиралась получить лицензии на Ванейвисское и Лаявожское газовые месторождения и внести их в СП. Эти месторождения ранее принадлежали Газпрому, который от них отказался, но В.Русакова решила их прибрать к рукам уже в «Роснефти». Узнав об этом, «Газпром» потребовал вернуть ему участки, и уже традиционно, как и по Сахалину, выступил против проекта Печора СПГ.

В одном из недавних заявлений В. Русакова отметила, что «Роснефть» направила в «Газпром» письмо с предложениями по сотрудничеству на Сахалине. По ее словам, компания в любом случае реализует свой СПГ-проект на Сахалине, даже если не получится договориться с «Газпромом» по транссахалинскому МГП. ●

Юрковский поток

Сила Сибири

Торги на бирже

Вторая ветка ВСТО

Продажа квот

Цены на газ

Обвал рынка акций

Помощники компаний



Владимир Путин и Чжан Гаоли открыли строительство газопровода Сила Сибири, маршрут которого пройдет вдоль трассы действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Россия 10 лет добивалась возможности поставлять газ в Азию. Санкции ускорили этот процесс.

Церемония соединения 1-го звена МГП, предназначенного для обеспечения поставок газа на внутренний рынок и на экспорт в Китай, состоялась 1 сентября 2014 г в районе села Ус Хатын в Якутии. Сварка первого стыка магистрального газопровода «Сила Сибири» в Якутске и работы по подготовке площадки для сварки обошлись примерно в 94 млн руб.

«Новая газовая магистраль позволит существенно укрепить экономическое сотрудничество с государствами Азиатско-Тихоокеанского региона и прежде всего – с нашим ключевым партнером Китаем», – заявил В.Путин.

Стоимость строительства МГП Сила Сибири составит примерно 770 млрд рублей. Хотя есть и другие мнения. Глава Администрации президента РФ С.Иванов 9 июля 2014 г. на

встрече в г. Пекине со студентами, изучающими русский язык, сообщил о стоимости до 70 млрд долл. США или более 3 трлн рублей.

МГП станет общей газотранспортной системой (ГТС) для иркутского и якутского центров газодобычи. Маршрут Силы Сибири пройдет вдоль трассы действующего магистрального нефтепровода (МНП) Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), что поможет оптимизировать затраты на инфраструктуру и энергоснабжение.

Проект реализует Газпром трансгаз Томск. Протяженность – около 4000 км (Якутия – Хабаровск – Владивосток – около 3200 км, Иркутская область – Якутия – порядка 800 км); диаметр – 1420 мм; рабочее давление – 9,8 МПа (100 атм.); производительность – 61 млрд куб. м газа в год.

На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия – Хабаровск – Владивосток», на втором этапе Иркутский центр будет соединен газопроводом с Якутским центром. Этап включает строительство участка газопровода Чаяндынского НГКМ – Благовещенск. Ввод в строй участка запланирован на конец 2018 г.

На Ковыктинском и Чаяндынском месторождениях Газпром планирует добывать до 60 млрд м³ газа / год.

Китай собирается покупать 38 млрд м³. Оставшиеся 22 млрд м³ планируется направить на газификацию юга Якутии, Амурской области и Еврейской автономной области, и потенциально на экспорт.

Объем запасов Чаяндынского НГМК оцениваются в 1,45 трлн м³ газа и около 93 млн т жидких углеводородов. Обустройство газовой залежи Чаяндынского НГМК начнется в 2015 г.

30-летний контракт с Китаем стоимостью в 400 млрд долл США был подписан в мае 2014 г, начало прямых поставок по нему запланировано на 2019 г.

Поставлять газ по МГП Сила Сибири, в лучших традициях Зго энергопакета ЕС, очень хочет Роснефть, что, вероятно, печалит Газпром.

Газопровод будет построен практически полностью из труб отечественного производства. На строительстве первой очереди «Силы Сибири» будет задействовано около 11 700 специалистов, эксплуатировать газопровод будут еще порядка 3 тыс. человек. ●

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ НА РСВ

Игорь Митрофанов,
Филиал ФГБОУ ВПО «НИУ
МЭИ» в г. Смоленске
К.т.н.

Переход в 2001 г. к принципиально новой концепции российского рынка электроэнергетики, включившей в себя сектор свободной торговли, поставил электроэнергетические компании в новые конкурентные условия. Крупные потребители и генерирующие поставщики на данный момент полностью выведены на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Наиболее ёмким его сегментом является «рынок на сутки вперед» (РСВ), в рамках которого по различным оценкам реализуется до 90% производства электроэнергии. И поскольку генерирующие компании в нынешней ситуации являются коммерческими структурами, основной целью которых является извлечение прибыли, получение преимуществ за счет эффективного оперирования на РСВ является существенным вопросом. Однако здесь стоит отметить, что реализация комплекса задач, обеспечивающих такие преимущества, может оказаться затратным для субъекта ОРЭМ мероприятием, с неочевидным экономическим эффектом.

Оценка резерва экономической эффективности работы электростанции на РСВ с одной стороны позволит априорно выполнить ранжирование электростанций по эффективности оптимизационных мероприятий, с другой стороны – дать апостериорную оценку эффекта их реализации.

Оценка основывается на обработке выборок временных рядов, электрической нагрузки станции, затрат на топливо узловой цены РСВ ГТП станции. Результатами такой обработки являются статистически значимые зависимости удельных затрат на топливо и узловой цены РСВ на электроэнергию от часовой выработки станции.

В предположении, что в течение достаточно длительного интервала наблюдений в выборку попадут как «наилучшие», так и «наихудшие» (в смысле экономичности) значения режимных параметров, могут быть получены соответственно верхние и нижние границы оценок.

В качестве объекта наблюдения и анализа была выбрана

теплоэлектроцентральный, с поперечными связями, электрическая установленная мощность которой составляет – 300 МВт, тепловая мощность – 774 Гкал/час. Основным топливом станции является природный газ. Наблюдения проводились в период отопительного и неотопительного сезонов.

Группировка значений в распределении затрат на топливо в зависимости от электрической нагрузки ТЭЦ (рис. 1 а, б) позволила визуально выделить несколько достаточно выраженных полос (интервалов загрузки ТЭЦ).

Для выделенных интервалов нагрузки были построены частотные распределения затрат на топливо и узловой цены РСВ на электроэнергию (рис. 2.)

Далее были получены оценки математического ожидания $\bar{X}_B$, дисперсии и стандартного отклонения $\pm \sigma$ удельных затрат на топливо и узловой цены для каждого из диапазонов загрузки, рассчитаны доверительные интервалы оценок (надежность $\gamma=0,95$) (таблица 1, 2 – соответственно отопительный и неотопительный сезоны).

Анализ показывает, что наибольший резерв по эффективности (с точностью до постоянных затрат) оценивается в диапазоне нагрузок 110-165 МВт и 251-300 МВт для неотопительного и отопительного сезонов соответственно. Причем «оптимистические» и «пессимистические» оценки маржинального дохода, с учетом доверительных интервалов составляют 800 руб/МВт час и 300 руб/МВт час, соответственно.

В конечном счете, наличие резерва оправдывает применение тех или иных оптимизационных мер. Однако лишь с той оговоркой, что метод оптимизации позволит снизить резерв по экономичности на величину, превосходящую точность полученной оценки.

Картина анализа работы станции была бы не полной без анализа стратегии формирования ценовых заявок, подаваемых субъектом ОРЭМ на РСВ, поскольку она непосредственно связана с объемом выручки от продажи электроэнергии. Проанализировав результат применения этой стратегии, можно судить

РИС. 1. Распределение затрат на топливо от мощности

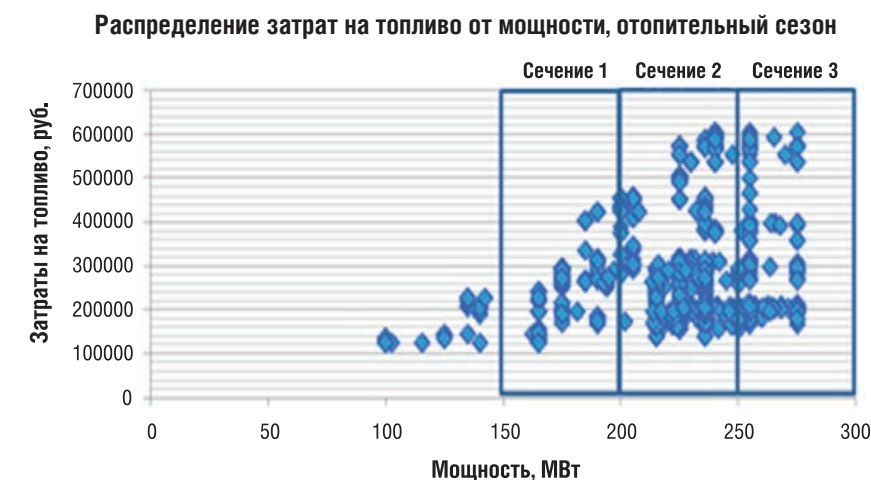
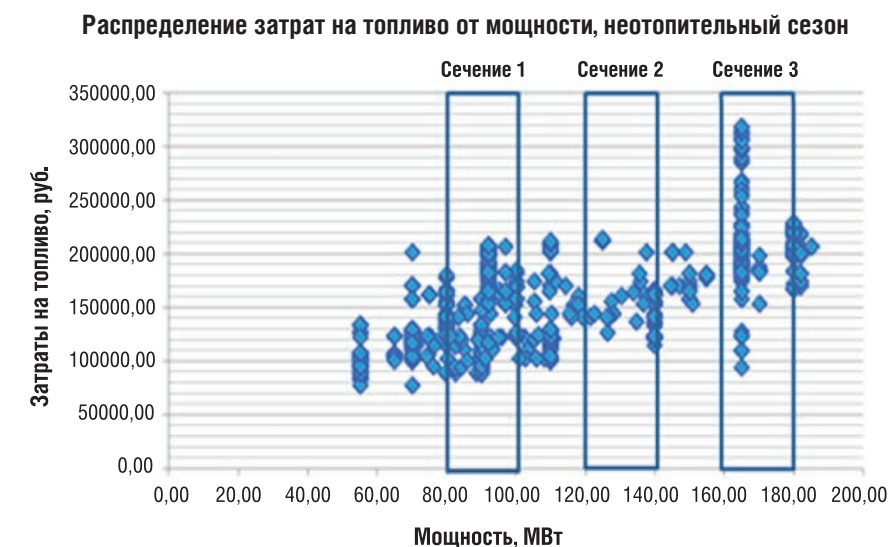


РИС. 2. Частотное распределение затрат на топливо и узловой цены в сечении 80-100 МВт, неотопительный сезон

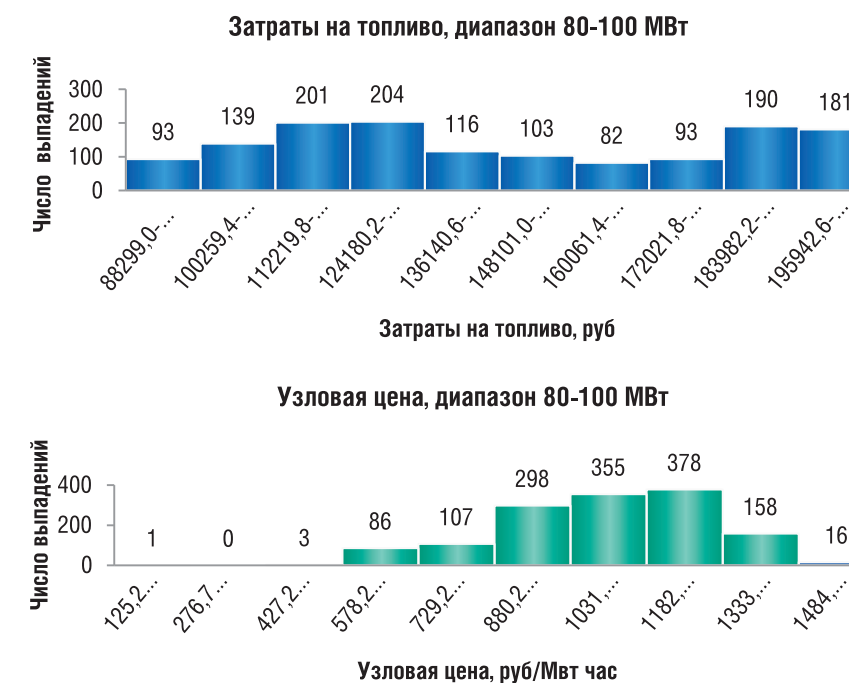


ТАБЛИЦА 1. Статистические оценки показателей эффективности для неотапительного сезона

Интервал, МВт; характеристики		Узловая цена руб/ Мвт час		Затраты на топливо руб/ Мвт час	
		Min	Max	Min	Max
80-100	$\overline{X_B}$	917,32	1254,37	1330,98	2031,83
	$\pm \varepsilon_y$; % от X_B	11,71; 1,28%	8,68; 0,7%	14,09; 1,06%	17,23; 0,85%
	Доверительный интервал	(905,61; 929,03)	(1245,69; 1263,05)	(1316,89; 1345,07)	(2014,6; 2049,06)
	Вероятность выпадения	0,46	0,54	0,53	0,47
101-159	$\overline{X_B}$	1120,74	1413,32	966,37	1399,61
	$\pm \varepsilon_y$; % от X_B	11,71; 1,28%	11,71; 1,28%	15,04; 1,56%	27,47; 1,96%
	Доверительный интервал	(1103,15; 1138,33)	(1407,55; 1419,09)	(951,33; 981,41)	(1372,14; 1427,08)
	Вероятность выпадения	0,19	0,81	0,67	0,33
160-180	$\overline{X_B}$	1209,1	1535,69	1122,31	1354,69
	$\pm \varepsilon_y$; % от X_B	23,16; 1,9%	19,69; 1,28%	11,71; 1,28%	11,71; 1,28%
	Доверительный интервал	(1185,94; 1232,26)	(1516; 1555,38)	(1110,6; 1134,02)	(1342,98; 1366,4)
	Вероятность выпадения	0,49	0,51	0,81	0,19

ТАБЛИЦА 2. Статистические оценки показателей эффективности для отопительного сезона

Интервал, МВт; характеристики		Узловая цена		Затраты на топливо	
		Min	Max	Min	Max
150-199	$\overline{X_B}$	811,17	1155,12	1220,42	1902,91
	$\pm \varepsilon_y$; % от X_B	7,89; 0,97 %	6,27; 0,54 %	44,9; 3,68 %	82,51; 4,34 %
	Доверительный интервал	(803,3; 819,06)	(1148,85; 1161,4)	(1175,52; 1265,32)	(1820,4; 1985,42)
	Вероятность выпадения	0,45	0,55	0,73	0,27
200-250	$\overline{X_B}$	859,2	1211,35	1048,65	2054,75
	$\pm \varepsilon_y$; % от X_B	21,37; 2,48 %	24,69; 2,04 %	14,9; 1,42 %	117,43; 5,72 %
	Доверительный интервал	(837,8; 880,57)	(1186,66; 1236,04)	(1033,75; 1063,55)	(1937,32; 2172,18)
	Вероятность выпадения	0,66	0,34	0,81	0,19
251-300	$\overline{X_B}$	1181,1	1272,04	822,39	1750,4
	$\pm \varepsilon_y$; % от X_B	3,24; 0,27 %	21,85; 1,71 %	36,31; 4,42 %	87,94; 5,02 %
	Доверительный интервал	(1177,86; 1184,34)	(1250,19; 1293,89)	(786,08; 858,69)	(1662,46; 1838,35)
	Вероятность выпадения	0,95	0,05	0,77	0,23

(по крайней мере, качественно) о наличии/отсутствии возможности увеличения объема выручки.

При планировании работы поставщика на ОРЭМ без использования ценовых прогнозов оптимальной стратегией генераторов на аукционе является подача заявок с ценой, максимально приближенной к переменным издержкам (топливная составляющая производства ЭЭ). Действительно, если равновесная цена сложится выше переменных издержек, то будет продан полный объем, указанный в торговой заявке, по

цене, превышающей затраты на производство указанного объема. В случае, если равновесная цена сложится ниже предельных издержек, то весь объем (за исключением технического минимума генерирующего оборудования), не будет продан.

Но при таком раскладе и нет стремления его реализовывать, так как это убыточно – затраты на топливо превысили бы выручку от продажи электроэнергии. Подача заявок выше или ниже предельных издержек влечет за собой риски либо получения убытка, либо потери возможной прибыли.

Возможность планирования объемов покупки и продажи ЭЭ на РСВ делает актуальной задачу выбора стратегии составления заявок, лучшей, чем простое приближение цены к переменным издержкам станции.

Будем считать, что соотношение ценовых границ и уровней выработки определены на технологическом этапе планирования, где определяется оптимальный режим работы оборудования с точки зрения минимального потребления топлива или минимальной себестоимости энергии.

При этом может варьироваться состав работающего оборудования, загрузка отдельных агрегатов вид и цена топлива.

На рыночном этапе прогнозируется поведение вариантов заявки на рынке и установление равновесной цены на энергию. Выбирается оптимальный вариант заявки с точки зрения ее реализации на РСВ, обеспечивающий получение максимальной маржинальной прибыли. Ценовые границы ступеней загрузки станции устанавливаются при этом в соответствии с ожидаемым движением цены (рис. 3).

Разделим реализованные на рынке заявки на «хорошие» и «плохие», исходя из следующего соображения: в пределах границ ценового диапазона, при фиксированной загрузке станции, объем выручки определяется фактическим значением цены РСВ на электроэнергию.

Таким образом, положение фактической цены вблизи правой границы ступени обеспечивает наибольшую выручку, к левой – наименьшую (условно «+» и «-»). Будем считать (условно), что границей между «плохими» и «хорошими» заявками является середина соответствующей ценовой ступени (рис. 4.).

По вероятности нахождения цены РСВ в правых и левых частях ценовых ступеней, можно судить, насколько «хорошо» или «плохо» соответствует стратегия формирования заявок реальному движению цены. При равной вероятности выпадения в обеих частях ценовой ступени, имеет место подача заявок без привязки к движению цены, они носят скорее случайный характер; группировка в правой части ступени свидетельствует о рациональной в той или иной степени стратегии; в противном случае можно говорить об ошибках в составлении ценовых заявок.

На рис. 5 показаны вероятности нахождения цены РСВ в соответствующих ценовых ступенях № 1 - 4 : синим цветом обозначена вероятность «плохих заявок», красным – «хороших».

РИС. 3. Связь между значением цены в заявке и уровнем равновесной цены РСВ

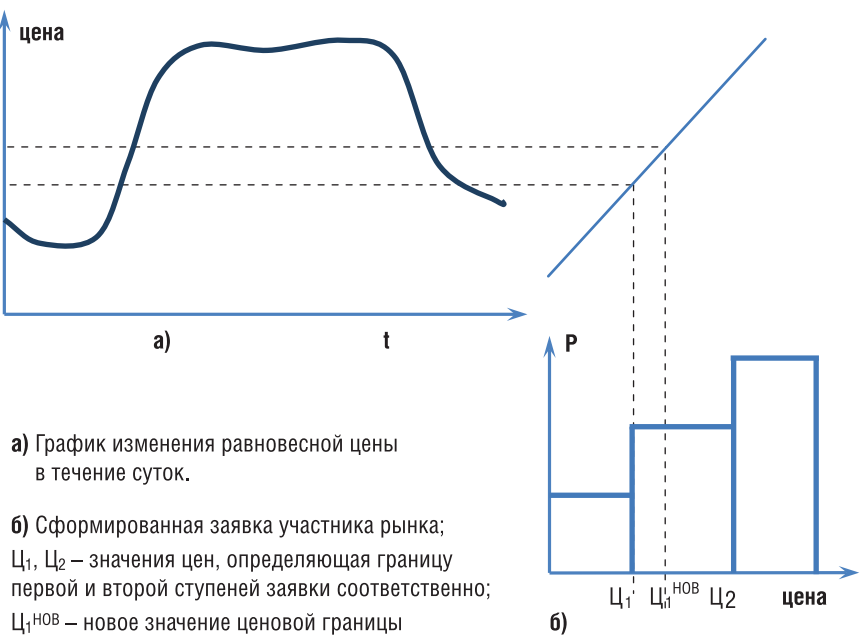


РИС. 4. Разграничение заявок в пределах ценовой ступени

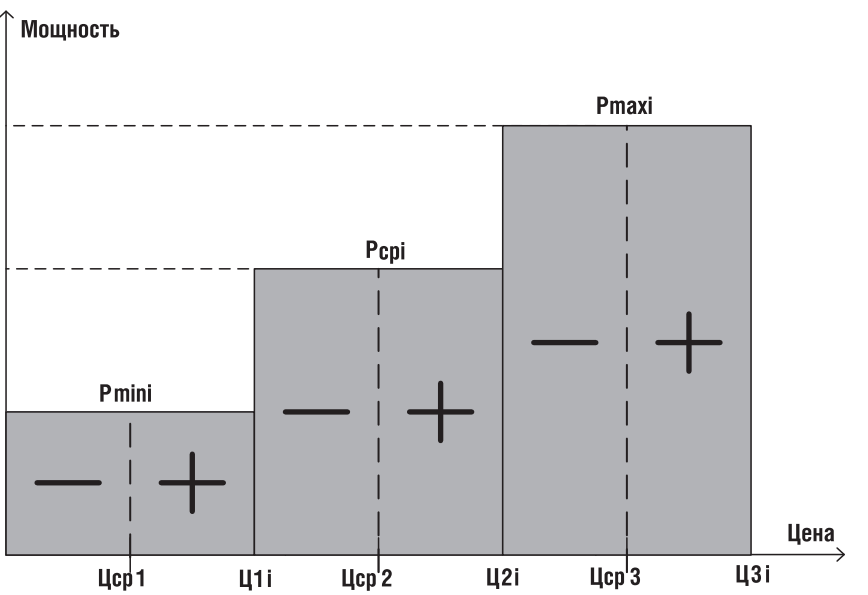
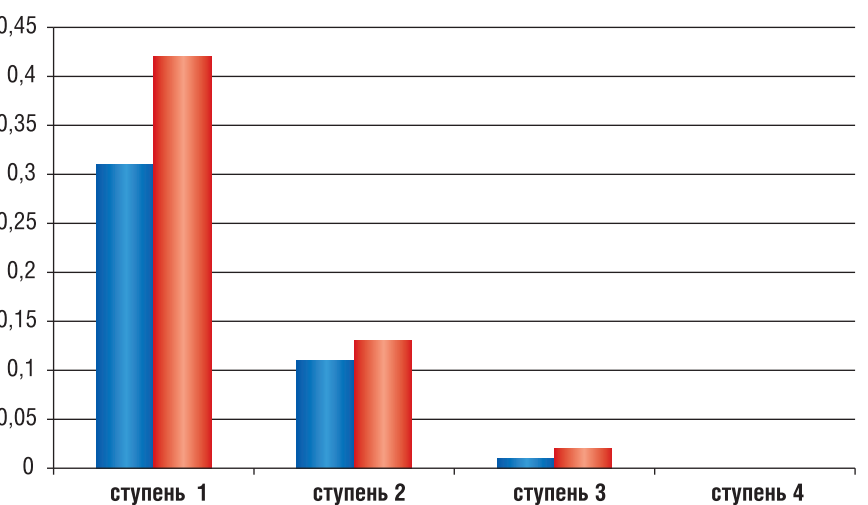


РИС. 5. Результат обработки реализации поданных на РСВ заявок



ДИНАМИКА АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ БУРОВЫХ СТАНКОВ

Одним из основных направлений совершенствования электромеханических и электротехнических технологий для нефтегазовой промышленности является проектирование и применение эффективных векторных систем управления частотными приводами с асинхронными двигателями. Каковы преимущества векторных систем?



Анатолий Козярук,
Заведующий кафедрой
электротехники,
электроэнергетики,
электромеханики,
Национальный, минерально-
сырьевой университет
«Горный»
профессор, доктор
технических наук



Василий Алексеев,
Доцент кафедры
электротехники,
электроэнергетики,
электромеханики,
Национальный, минерально-
сырьевой университет
«Горный»
кандидат технических наук

Основное направление развития промышленной технологии – это обеспечение высокой надежности и эффективной, экономичной работы оборудования.

Обеспечить надежную и эффективную работу бурового оборудования может автоматизированный асинхронный электропривод с векторным управлением. Отметим, что системы на основе электропривода потребляют больше 60 % производимой в мире электроэнергии.

Асинхронный бесконтактный двигатель имеет высокую надежность по показателю интенсивности отказов (до 10^{-6} 1/час при условиях эксплуатации УХЛ4) и меньший динамический момент инерции ротора по сравнению с двигателями постоянного тока. Векторные системы управления на современных микроэлектронных элементах способны обеспечить полное использование динамических показателей асинхронного двигателя.

Сочетание этих факторов открывают возможности совершенствования технологических процессов в механизмах с переменной нагрузкой, характеризующихся значительным моментом в динамике, в том числе при пуске. В таких автоматизированных электроприводах решается задача получения стабильной скорости, режима постоянной мощности, рационального использования электроэнергии в установившихся и динамических режимах работы.

Системам подчиненного векторного управления электроприводом (СПВУ) уделено значительное место в литературе [1–7].

Практический интерес, наряду с системой «Transvektor» фирмы Siemens (с опорным вектором потокоцепления ротора), представляют системы с управлением по вектору главного потокоцепления двигателя Ψ_0 , которые появились в нашей стране и стали именоваться векторными системами, а теоретические основы этих систем нашли отражение в материалах VII Всесоюзной конференции по автоматизированному электроприводу в 1975 г. [1], а также других работах.

Анализ процессов в асинхронной машине во вращающейся системе координат вектора главного потокоцепления, а также в системе вектора потокоцепления ротора позволил сделать следующие заключения.

1. В системе подчиненного векторного управления с опорным вектором главного потокоцепления – и вектором потокоцепления ротора при стабилизации модуля

потокоцепления регулирование составляющей тока статора i_2 обеспечивает управление электромагнитным моментом и, следовательно, скоростью. При этих условиях значения переменных i_1, i_2, u_1, u_2 определяются только неконтролируемым входом M_c . В этих системах электромагнитный момент асинхронного двигателя (АД):

$$M = \frac{3p_0}{2} |\Psi_0| i_2, \quad (1)$$

$$M = \frac{3L_m p_0}{2L_r} |\Psi_r| i_2^r, \quad (2)$$

где L_r – индуктивность обмотки ротора;
 L_m – взаимная индуктивность ротора и статора;
 p_0 – число пар полюсов;

i_2, i_2^r – проекции вектора тока статора на оси ординат систем координат с опорными векторами Ψ_0 и Ψ_r соответственно.

2. Магнитный поток в асинхронной машине пропорционален модулю главного потокоцепления. Магнитное напряжение воздушного зазора составляет до 80 % напряжения всех магнитных участков и мало изменяется при существенном изменении нагрузки. Использование в качестве опорного вектора Ψ_0 позволяет осуществить оптимальное векторное управление по критерию минимума потерь в меди.

3. При использовании координат, связанных с главным потокоцеплением, стабилизация Ψ_0 определяет ограничение перегрузочной способности системы. Максимальный момент системы $M_{\max}$ (при индуктивных сопротивлениях рассеяния статора и ротора $x_1 \approx x_2$ и активном сопротивлении статора $r_1 \rightarrow 0$) определяется выражением

$$M_{\max} = (3/2) p_0 |\Psi_0| / 2(\sigma_r L_r), \quad (3)$$

где σ_r – коэффициент рассеяния обмотки ротора;
 $|\Psi_0| \approx U_s / (4,44f_1)$ – модуль главного потокоцепления;
 U_s, f_1 – фазное напряжение и частота сети.

4. Насыщение магнитопровода при изменении магнитных потоков, связанное с существенным изменением индуктивности L_m , даже при стабилизации Ψ_r , влияет на динамику системы [1]. При использовании системы координат Ψ_r насыщение стали не фиксируется, а потокоцепление в зазоре машины в этом случае определяется выражением

$$|\Psi_0| = \left[|\Psi_r|^2 + \frac{4}{9} \frac{(\sigma_r L_r)^2}{(1 - \sigma_r)^2} M^2 \right]^{1/2} \quad (4)$$

Из (4) видно, что с ростом нагрузки модуль главного потокоцепления увеличивается. В реальной машине росту $|\Psi_0|$ препятствует насыщение, причем сталь машины может быть введена в зону значительного насыщения, что ограничивает перегрузочную способность АД. Кроме того, при возрастании степени насыщения стали ток статора АД растет быстрее, чем $|\Psi_0|$ и M , что способствует росту потерь.

Система векторного управления была испытана на станке геолого-разведочного бурения СКБ-4 и обеспечила все требующиеся режимы работы. Вместе с тем исследование некоторых, в том числе предельных режимов работы электропривода, с использованием физической модели затруднено или невозможно.

К наземным буровым установкам, применяемым для разведочного и эксплуатационного бурения на нефть и газ, предъявляются высокие требования по улучшению эксплуатационных параметров. Чтобы в современных условиях достичь новых месторождений полезных ископаемых компаниям необходимы различные установки для бурения. Согласно методике поиска нефти и газа на первом этапе проводится сейсмическая разведка для выявления перспективных нефтегазоносных структур. Затем возможен этап разведочного бурения, потребуется бурить оценочные или параметрические скважины, что необходимо для промышленной эксплуатации месторождения. Установки разведочного бурения различаются по глубине бурения: до 50 м; до 100 м; до 300 м; до 1000 м. Рационально применение буровых установок (станков) на бурении взрывных скважин, испытании и капитальном ремонте, повторном и оценочном бурении.

Сравним показатели привода с векторным управлением и приводов других типов с помощью компьютерного моделирования на примере станка СБШ-250МНА-32 для бурения взрывных скважин.

Будем исходить из того, что в условиях случайного течения процесса, осложняемого режимами вибрации, автоматизация процесса бурения затруднена. Необходимы системы привода, позволяющие эффективно управлять параметрами режима бурения с целью поддержания оптимального режима по принятому критерию эффективности.

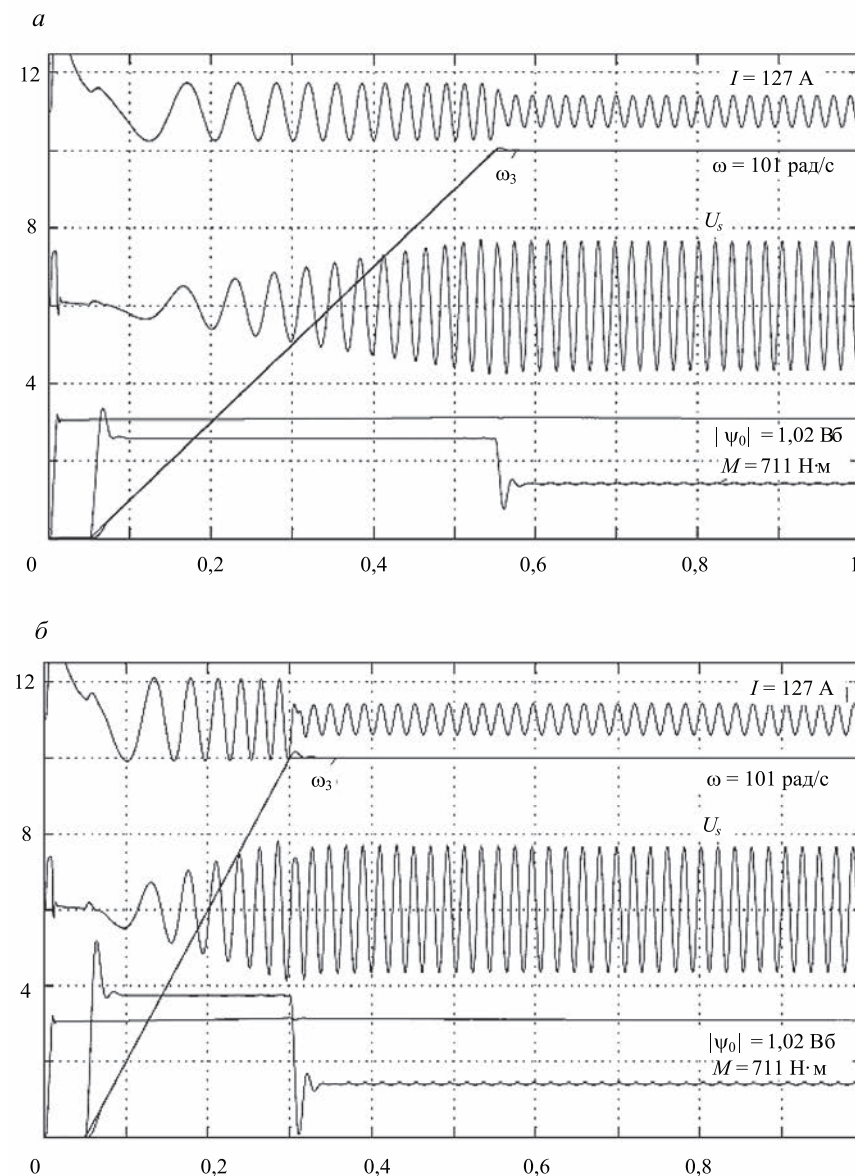
В настоящее время для бурения взрывных скважин в России используется около 200 станков шарошечного бурения, из них 160 станков СБШ-250МНА-32 производства УГМК «Рудгормаш». Регулируемые электроприводы вращателей этих буровых станков выполнены, как правило, по системе «тиристорный преобразователь – двигатель постоянного тока» (ТП-Д). В таких электроприводах для обеспечения требуемой жесткости характеристики используется отрицательная обратная связь по напряжению (скорости) якоря и внутренний контур тока двигателя постоянного тока (ДПТ).

Наряду с преимуществами, электропривод постоянного тока по системе ТП-Д имеет ряд известных недостатков, которые отсутствуют в асинхронных частотных электроприводах, выполненных по системе «преобразователь частоты – асинхронный двигатель» (ПЧ-АД).

С учетом сказанного целесообразно рассмотреть частотный электропривод с векторным или скалярным управлением. Применение частотного регулирования позволяет использовать серийные частотно-регулируемые асинхронные электродвигатели, например серии АИ, для всех приводов, требующих регулирования механических характеристик. Как показывает практика, они фактически не нуждаются в обслуживании, обеспечивают защиту от перегрузок и перегрева.

Исходными данными для моделирования с помощью пакета MatLab/Simulink

РИС. 1. Пуск СПВУ с заданным темпом: а – 200 рад/с²; б – 400 рад/с²



являются технические требования к электроприводу, сформулированные в техническом задании на данный механизм и электропривод. При изменении скорости и переменной нагрузке важно с помощью компьютерного математического моделирования сравнить динамические показатели электроприводов.

Сравниваемые варианты электропривода вращателя [5]:

- привод ПЧ-АД с системой векторного управления;
- привод ПЧ-АД с системой скалярного управления (СПСУ) и также как в СПВУ с обратной связью по скорости и внутренним контуром тока в канале скорости;

- привод ТП-Д (базовый) с обратной связью по скорости и внутренним контуром тока и двигателем ДПВ-52.

Следует заметить, что в сравниваемых вариантах систем подчиненного регулирования применялась идентичная структура и типовая настройка контуров регулирования (по условиям технического оптимума). В приводе переменного тока вращателя бурового станка может быть применен двигатель 4А280S6 мощностью 75 кВт.

Приведенный момент инерции привода можно считать постоянным, что справедливо при $J_{дв} \geq (10-20)J_m$, передаточном числе редуктора $i_p > 10$ при

бурении до 50 м штангами наружным диаметром до 200 мм. При этом условии приведенный суммарный момент инерции $J = J_{дв} + (J_m/i_p^2)$ при переходе от бурения одной штангой к бурению на глубине, например, 32 м изменяется примерно на 5%. Момент инерции ДПТ равен 5,7 кг·м², АД 4А280 – 2,9 кг·м². (При использовании штанг большего диаметра или утяжеленных штанг приведенный момент инерции на максимальной глубине (54 м) может составлять до 50 % момента инерции двигателя вращателя).

В качестве модели АД использовалась модель, представленная системой дифференциальных уравнений в неподвижных осях α, β , уточненная с целью учета влияния насыщения магнитной системы на динамические свойства привода, в модель автоматизированного электропривода дополнительный контур, обеспечивающий переход в режим работы с постоянной мощностью [7].

При моделировании динамики вариантов сравнивается реакция на линейное изменение задания скорости в процессе пуска, скачкообразное и гармоническое изменение нагрузки и вводится ограничение на величину максимального напряжения ($U_{1max} = 1,2 U_{1н}$) и др. Проверяется влияние на динамику инвертора преобразователя частоты с широтно-импульсной модуляцией (ШИП) с несущей частотой $f_n = 1000$ Гц.

На рис. 1 представлены переходные процессы при пуске с заданным темпом 200 и 400 рад/с² в динамической модели привода с векторным управлением ПЧ-АД 4А280S6.

На рис. 2 даны процессы при пуске с заданным темпом 200 и 400 рад/с² привода с скалярным подчиненным управлением ПЧ-АД.

На рис. 3 для сравнения приведена динамика пуска базового привода ТП-Д.

На рис. 4 – процессы при пуске и работе СПВУ с переменной нагрузкой и с преобразователем ШИП ($f_n = 1000$ Гц).

На рис. 1–4 приведены обозначения выходных сигналов: ω – действительная скорость электропривода;

РИС. 2. Пуск СПСУ с заданным темпом: а – 200 рад/с²; б – 400 рад/с²

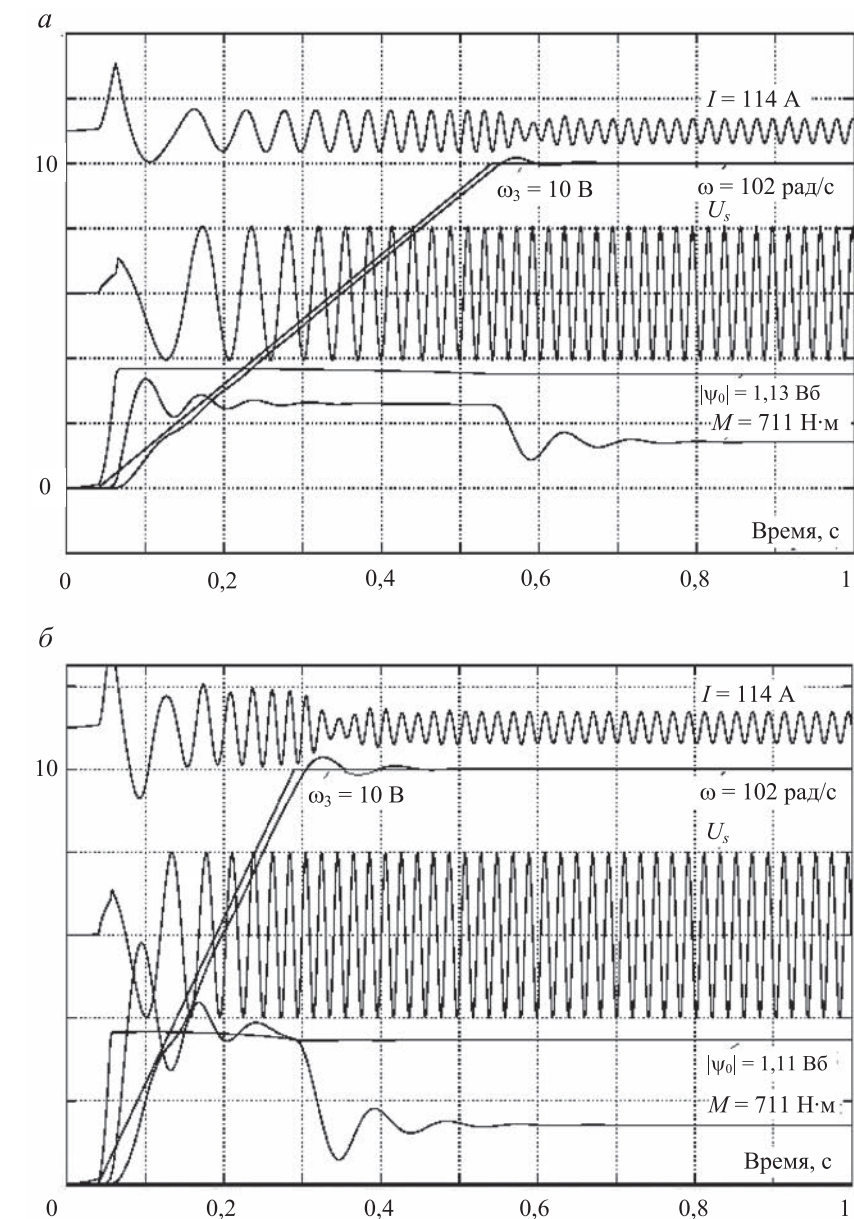


РИС. 3. Пуск привода ТП-Д с темпом 200 рад/с²

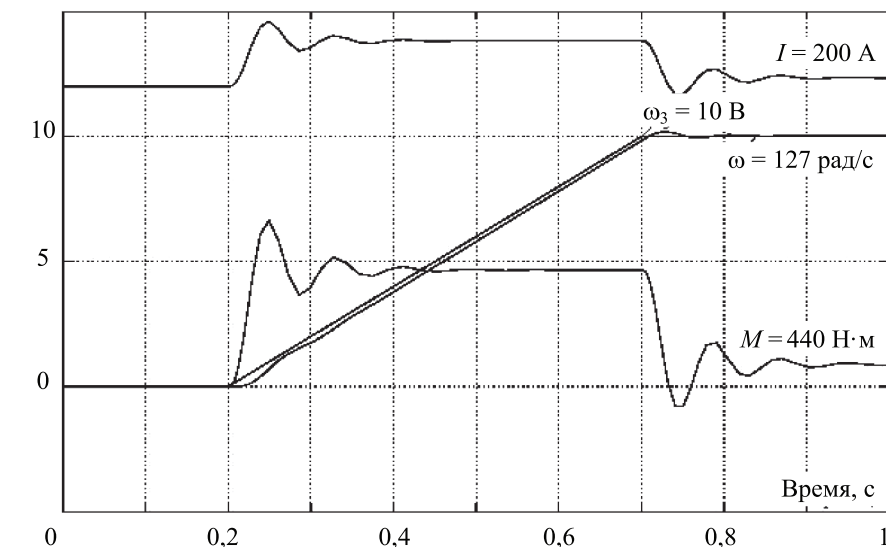
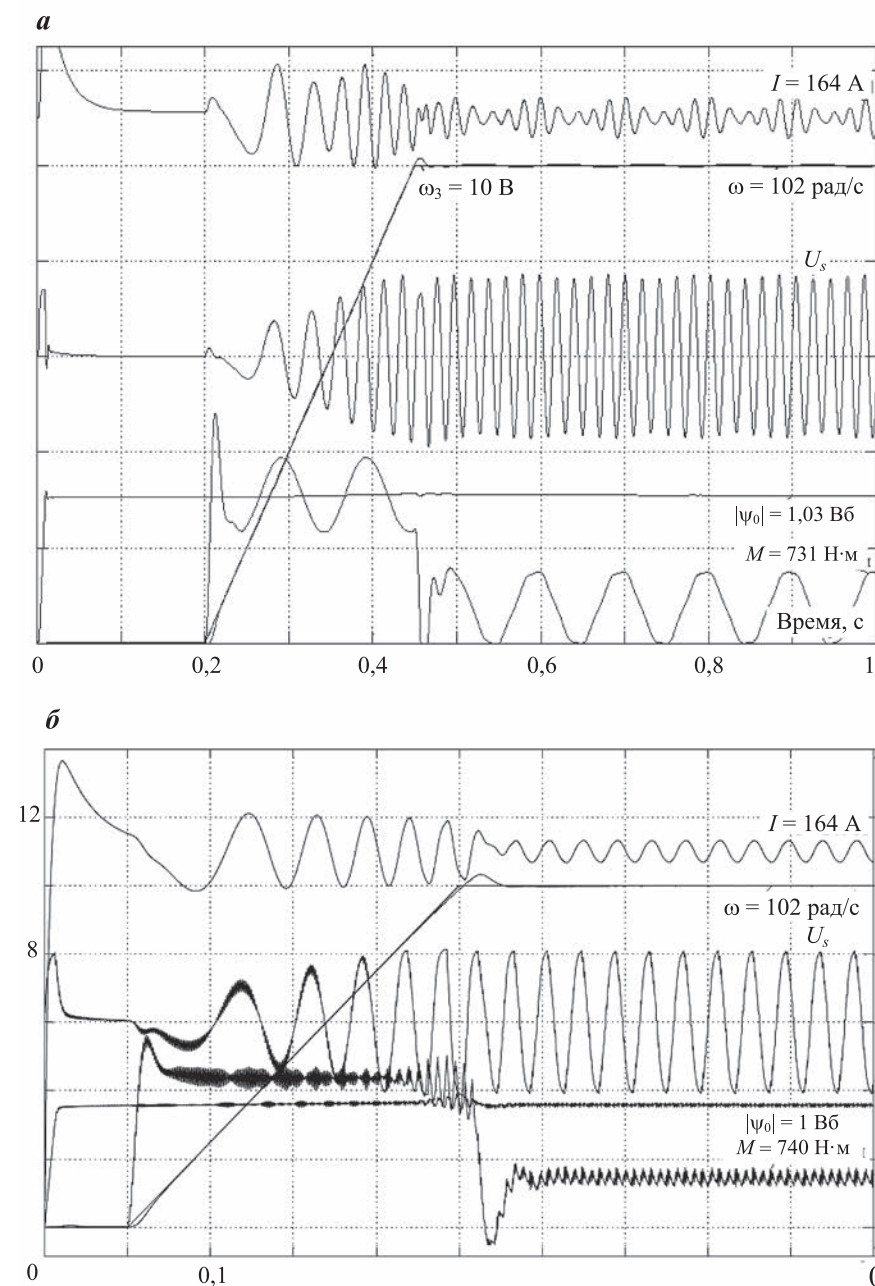


РИС. 4. Пуск и работа СПВУ с переменной нагрузкой (а) и ШИП (б)



ω_3 – сигнал задания скорости;
 $|\Psi_0|$ – уровень главного магнитного потокоцепления;
 U_s – выходное напряжение преобразователя частоты (преобразователя);
 U_B – напряжение на выходе управляемого выпрямителя;
 M – значение момента двигателя;
 I – ток асинхронного двигателя (ток якоря ДПТ).

Из рис.1 и рис.2, следует, что динамическая ошибка в скалярной системе больше, чем в векторной. Для отработки ошибки по скорости в СПСУ напряжение

АД уже в начале пуска должно быть максимальным. Это сопровождается большим, чем в СПВУ максимальным выбросом момента, значительным колебанием момента в переходном процессе пуска.

Из процессов на рис. 4 следует, что переменная нагрузка и использование преобразователя с широтно-импульсной модуляцией не приводит к существенным изменениям в динамике.

Исследование динамики привода бурового станка, рассчитанного на большую глубину бурения (более 50-100 метров) показывает, что

при недостаточной информации об объекте регулирования (буровом снаряде) для улучшения качества регулирования следует применять в системе регулирования регуляторы с эталонными моделями, с переменной структурой, с помощью методов нечёткой (фаззи-) логики.

В целом аналогичные результаты получены при моделировании СПВУ с опорным вектором потокоцепления ротора, но с некоторыми особенностями, обусловленными (3), которые дают преимущества СПВУ с опорным вектором главного потокоцепления, в том числе для привода буровых станков [4].

Вывод:

Анализ динамических процессов автоматизированных электроприводов буровых станков показывает, что асинхронный электропривод с системой векторного управления превосходит по динамике существующие приводы и позволяет в полной мере использовать преимущества асинхронного двигателя в динамических режимах. ●

Литература

1. Теоретические основы построения частотных электроприводов с векторным управлением / В.А.Дартау, В.В.Рудаков, А.Е.Козярук, Ю.П.Павлов, А.Л.Аверкиев // Автоматизированный электропривод. М.: Энергия, 1980. С.93-101.
2. Дартау В.А. Векторное управление машинами переменного тока / В.А.Дартау, В.В.Рудаков // Записки ЛПИ. Т.ЛXX. Вып.1. 1976. С.48-54.
3. Рудаков В.В. Асинхронные электроприводы с векторным управлением / В.В.Рудаков, И.М.Столяров, В.А.Дартау. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 136 с.
4. Выбор системы координат при реализации алгоритма векторного управления асинхронным электроприводом / В.В.Алексеев, А.Е.Козярук, В.В.Рудаков, В.Н.Язев // Электротехника. 2010. № 12. С.2-9.
5. Алексеев В.В. Электрический привод. Моделирование приводов с векторным управлением горного оборудования / В.В.Алексеев, А.Е.Козярук, С.В.Бабулин. НМСУ «Горный». СПб, 2013. 57 с.
6. Алексеев В.В. Модель системы подчиненного векторного управления асинхронным приводом вращателя бурового станка / В.В.Алексеев, В.Н.Язев // Горное оборудование и электромеханика. № 7. 2008. С.33-35.
7. Алексеев В.В. Электрические машины. Моделирование электрических машин приводов горного оборудования / В.В.Алексеев, А.Е.Козярук, Э.А.Загивный. СПбГТИ. СПб, 2006. 58 с.

НЕ ЗАКАПЫВАЙТЕ ДЕНЬГИ В ШЛАМ!

В процессе хранения нефти более тяжелые компоненты нефти - асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) - осаждаются на днище и стенках резервуаров, образуя донные отложения, которые, вне зависимости от своих физико-механических свойств, по составу практически полностью состоят из углеводородов.

Значительные накопления нефтешламов чреваты для владельцев и операторов нефтехранилищ потерей полезного объема, техническими проблемами при наливе и сливе, а также ростом затрат на обслуживание и ремонт.

Традиционный метод зачистки резервуаров «вручную» с вывозом на полигон всего объема донных отложений отнимает массу денег и времени при высочайшем уровне риска для персонала и окружающей среды.

Мы решим эти проблемы и сэкономим для вас миллионы, зачистив резервуары нашим инновационным комплексом SRS с применением автоматизированной технологии, не требующей присутствия человека в резервуаре, минимизирующей риски, сокращающей время зачистки и обеспечивающей возврат товарного продукта для дальнейшего коммерческого использования.

ЗАЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ БЕЗОПАСНО ЭФФЕКТИВНО БЫСТРО

минимальный риск несчастного случая
 минимальное влияние на окружающую среду
 возврат свыше 95% полезного продукта клиенту
 сокращение расходов на утилизацию
 максимально сжатые сроки зачистки



Швейцария: +41 41 7294282
 Россия: +7 8617 618100
 Казахстан: +7 7122 354778
 эл.почта: info@lotis.net
 http://www.lotis.net



ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ



Татьяна Паниковская,
УралЭНИН
ФГОАУ ВПО УрФУ
доцент, к.т.н.

Системы электроснабжения нефтедобывающих предприятий – это сложные электротехнические комплексы, предназначенные для обеспечения непрерывного процесса добычи нефти, а также качественного и надежного электроснабжения объекта.

По степени централизации системы электроснабжения нефтедобывающих предприятий можно разделить на следующие категории:

- централизованное – электроснабжение осуществляется, как правило, от внешних распределительных сетей;
- смешанное электроснабжение дополнительно можно разделить на два класса: питание потребителей осуществляется от автономного источника питания с резервированием или дополнительным питанием от основной распределительной сети и наоборот, автономный источник является резервным;

децентрализованное – от автономных источников питания.

Большинство объектов электропотребления нефтедобывающих предприятий относятся к электроприемникам I и II категории. Следовательно, перерыв в электроснабжении предприятий может повлечь за собой:

- значительный ущерб производству;
- повреждение дорогостоящего основного оборудования, расстройство сложного технологического процесса;
- массовый брак продукции;
- недоотпуск продукции, простой рабочих и механизмов.

Учитывая последствия перерывов в поставках электроэнергии необходимо предъявлять повышенные требования к системам электроснабжения предприятий нефтедобывающей отрасли.

В настоящее время одним из наиболее популярных решений

повышения надежности электроснабжения и опережающего обеспечения увеличения нагрузки потребителей нефтедобывающей отрасли является размещение установок распределенной генерации или автономных источников непосредственно на их территории. В этом случае снижаются риски дефицита мощности и потери электроснабжения от питающей подстанции основной сети, повышается надежность энергоснабжения, улучшаются показатели качества электрической энергии, снижаются потери мощности и электроэнергии.

Распределенная генерация позволяет создавать эффективные и надежные системы производства высококачественной электрической и тепловой энергии в непосредственной близости от локальных потребителей с учетом их конкретных запросов. Высокая инвестиционная привлекательность и финансовая эффективность распределенных электростанций обусловлена относительно низким уровнем первоначальных вложений, возможностью быстрого и поэтапного ввода в эксплуатацию, полным контролем со стороны потребителя, включая возможность продажи избыточной электроэнергии.

Источники распределенной генерации имеют следующие функциональные назначения:

- покрытие базовой части нагрузки предприятия с покрытием пиковой нагрузки от сети;
- выравнивание общесистемного графика нагрузки;
- использование источников малой мощности в качестве источников резервного питания;
- возможность работы на выделенную нагрузку в автономном режиме (Islanding) или режиме выдачи мощности в энергосистему;
- использование как средство регулирования напряжения в слабых сетях наряду с выдачей активной мощности во внешнюю электрическую сеть.

При проектировании систем электроснабжения нефтедобывающего предприятия можно выделить два основных этапа:

- определение вариантов электроснабжения объекта в зависимости от нагрузки с выявлением сильных и слабых сторон каждого из выбранных вариантов;
- сравнение инвестиционной привлекательности рассмотренных вариантов.

Инвестиционную привлекательность предлагается оценивать по укрупненным экономическим показателям с использованием математической модели, для которой определяется оптимальное соотношение между инвестициями и издержками, влиянием принятого варианта на режимные параметры электроэнергетической системы, а также рисками потери нормального функционирования источника – минимизации ущерба от перерывов в электроснабжении.

На первом этапе проектирования предлагаются основные варианты реализации схем электроснабжения нефтедобывающего предприятия, которые зависят от удаленности объекта от основной внешней распределительной сети, мощности нагрузки. Как правило, различные варианты схем электроснабжения могут быть представлены следующим списком (полностью или частично):

- схемы подключения к внешним источникам без резервирования со стороны объекта;
- схемы подключения к внешней сети с учетом параллельной работы источника автономного питания со стороны объекта;
- электроснабжение объекта от автономного источника с учетом резервирования от внешней сети;
- полностью децентрализованное питание от автономного источника.

Для укрупненной оценки строительства системы электроснабжения объекта формируется математическая модель, представленная следующими главными факторами:

- F_1 – стоимость затрат на оборудование, строительство и подключение системы электроснабжения нефтедобывающего предприятия;
- F_2 – повышение качества электроснабжения (стабилизация отклонений по напряжению);

- F_3 – оптимизация потерь электрической энергии;
- F_4 – повышение надежности электроснабжения – минимизация ущерба от перерывов в электроснабжении.

Оптимальный вариант определяется минимумом целевой функции, которая включает все вышеперечисленные составляющие с учетом весовых коэффициентов β_i :

$$F(P) = \min(F_1\beta_1 + F_2\beta_2 + F_3\beta_3 + F_4\beta_4),$$

где $\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4$ – весовые коэффициенты, которые предлагается устанавливать экспертным путем при условии $\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 + \beta_4 = 1$.

Как было отмечено выше, предлагаемая математическая модель включает четыре основных составляющих. При оценке строительства собственной генерации они могут быть определены по следующему алгоритму.

- Стоимость затрат в первый год эксплуатации собственной генерации

$$F_1 = K_1 + K_2 + K_{\text{лэп}} + I_{\text{экс}} + I(\Delta W),$$

где K_1 – стоимость капиталовложений на оборудование и строительство станции (с учетом релейной защиты и противоаварийной автоматики);

K_2 – стоимость капиталовложений на организацию параллельной работы станции с энергосистемой;

$K_{\text{лэп}}$ – стоимость реконструкции внешней сети;

$I_{\text{экс}}$ – годовые издержки на амортизацию, эксплуатацию и обслуживание оборудования;

$I(\Delta W)$ – издержки на возмещение потерь электроэнергии.

- Повышение качества электроснабжения (стабилизация отклонений по напряжению):

$$F_2 = \min(V_{\text{ном}} - V_t) = \min \Delta V.$$

Значение ΔV приближенно можно определять по формуле:

$$\Delta V \approx \frac{RP + QX}{V_{\text{ном}}} = \frac{R(P_c - P_{\text{пр}}) + X(Q_c - Q_{\text{пр}})}{V_{\text{ном}}},$$

где P_c – активная мощность системы;
 P_{pr} – активная мощность автономного источника;
 Q_c – реактивная мощность системы;
 Q_{pr} – реактивная мощность источника.

- Оптимизация потерь электрической энергии за рассматриваемый период:

$$F_3 = \min \left(\int_0^T \Delta P(t) dt \right).$$

- Повышение надежности электроснабжения – минимизация математического ожидания от перерывов в электроснабжении

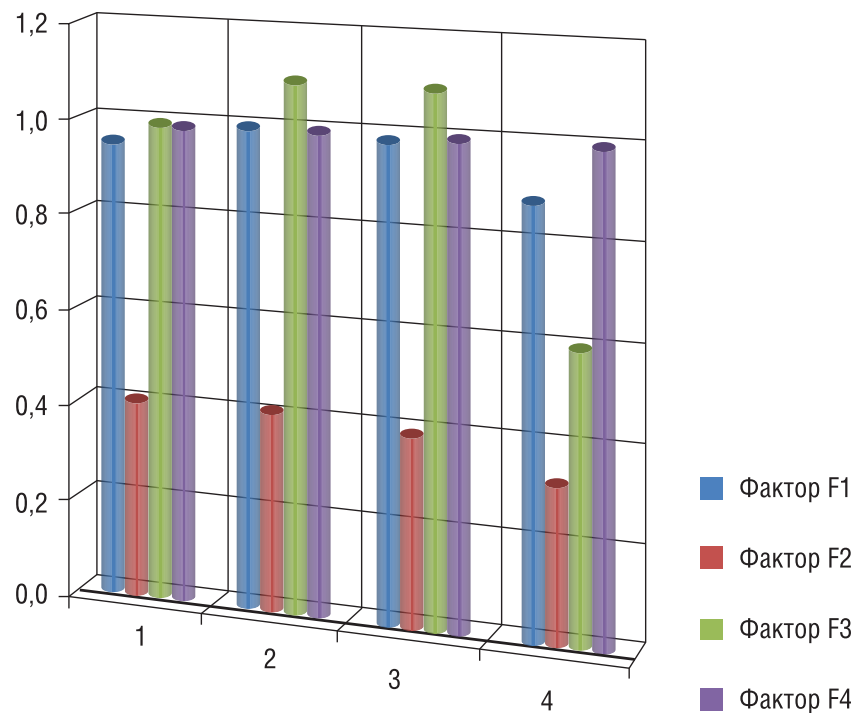
$$F_4 = \min (P \cdot \gamma \sum (T\omega \cdot \varepsilon)),$$

где ω – параметр потока отказов,
 γ – стоимость удельного ущерба от ограничения нагрузки,
 ε – доля отключаемой нагрузки.

Оптимальным вариантом выбора системы электроснабжения для нефтедобывающего предприятия является $\min F(P)$ при равных значениях β_i .

В качестве примера рассматривается конкретное нефтедобывающее предприятие, на территории которого устанавливается источник распределенной генерации – газопоршневая электрическая станция (ГПЭС). Топливом для станции служит попутный нефтяной газ. Установка ГПЭС увеличивает объем утилизируемого попутного

РИСУНОК 1. Значения основных факторов целевой функции F_1, F_2, F_3, F_4



нефтяного газа, что изменяет баланс добытого и сожженного газа и существенно сокращает экологические платежи.

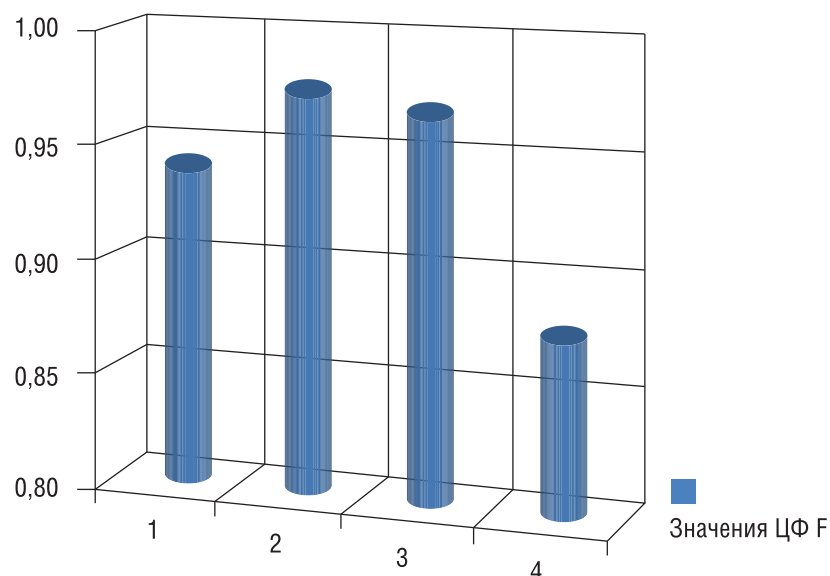
Система электроснабжения предприятия представлена тремя вариантами различных подключений к внешней распределительной сети с параллельной работой ГПЭС. Первые три варианта предполагают выдачу избыточной мощности во внешнюю сеть, четвертый вариант – автономную работу ГПЭС. Для каждого из вариантов были

рассчитаны факторы F_1, F_2, F_3, F_4 (рис.1). Далее формировалась целевая функция с весовыми коэффициентами, установленными на основании экспертных оценок. Факторами, имеющими максимальное влияние на инвестиционную привлекательность проекта, были приняты стоимость реализации проекта (F_1) и повышение надежности электроснабжения (F_4). Значения коэффициентов численно равны: $\beta_1 = 0,6$; $\beta_2 = 0,05$; $\beta_3 = 0,05$; $\beta_4 = 0,3$. Результаты расчетов значений целевой функции представлены на рис. 2.

При сравнении вариантов по результатам, представленным на рисунке 2, наилучшим является вариант 4 – с автономной работой ГПЭС, так как обеспечивает покрытие основной нагрузки нефтедобывающего предприятия и значительно снижает ущерб от перерывов в электроснабжении, а также потери электроэнергии во внешней электрической сети.

Представленная методика сравнения вариантов электроснабжения нефтедобывающего предприятия основана на сравнении укрупненных экономических показателей и не учитывает фактор времени. Методика может применяться при сравнении вариантов на предварительной стадии проектирования. ●

РИСУНОК 2. Значения целевой функции



ПОД ПРИЦЕЛОМ БЕРНА – РОССИЙСКАЯ НЕФТЬ И РОССИЙСКИЕ ФИНАНСЫ LE TEMPS

Сильвен Бессон

Швейцария ужесточила меры против России. Берн намерен пресекать операции, направленные на то, чтобы с его помощью обойти европейские санкции против Москвы.

Оставаться в хороших отношениях с Россией, не раздражая при этом Европу и не превращаясь в наживающегося на войне, – с момента одобрения Западом санкций против Москвы за ее отношение к украинскому кризису Швейцария, порой с акробатической гибкостью, следует этой избранной позиции.



В то время как ситуация на Украине продолжала ухудшаться, Федеральный совет объявил о новых мерах, призванных помешать обходу санкций Евросоюза с помощью Швейцарии. Так, экспорт буровых технологий в Россию отныне будет осуществляться с разрешения Федерального департамента по экономике. Пять российских банков, в отношении которых ЕС ввел санкции («Сбербанк», ВТБ, «Газпромбанк», «Внешэкономбанк» и «Россельхозбанк») теперь должны получать разрешение на эмиссию долгосрочных финансовых инструментов.

Иными словами, речь идет о том, чтобы оказывать давление на российские структуры, которые бы хотели воспользоваться швейцарским рынком капиталов как альтернативой рынку ЕС, который отныне для них закрыт.

Эти меры, скопированные с европейских санкций, ставят более



сильный акцент на разрешении, а не на запрете, чтобы не прекращать торговлю с Россией, и больше похожи на вынужденный ответ Швейцарии на упреки европейцев по поводу ее политики в украинском кризисе.

В БОРЬБЕ ЗА ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИЯ СТАВИТ МИР ПЕРЕД ФАКТАМИ

DIE WELT

Эдуард Штайнер

В то время как весь мир отчаянно ищет выход из кризиса на Украине, Россия неожиданно ставит мировое сообщество перед свершившимся фактом за тысячи километров от Украины. Как стало известно из заявления ВМФ России, российский Тихоокеанский флот основал первый пункт базирования в Арктике неподалеку от американского штата Аляска.

Увеличивая военное присутствие в арктическом регионе, Россия хочет подкрепить свои притязания на полезные ископаемые.

На сегодняшний день урегулированы вопросы принадлежности морских месторождений, расположенных в 200-мильных экономических зонах различных государств. Те же месторождения, которые в подобные зоны не вошли, являются предметом ожесточенных споров. С научной точки зрения государство имеет право увеличить свою экономическую зону, если сможет доказать, что морское

дно за пределами экономической зоны является продолжением ее континентального шельфа.

РОССИЯ СПОСОБСТВУЕТ СНИЖЕНИЮ ЦЕН НА НЕФТЬ

FINANCIAL TIMES

Дэн Маккрам

Россия, эта самозваная гуманная страна, доставляющая помощь на Украину, влияет на цены на нефть. На этой неделе, несмотря на международную напряженность, цена нефти марки Брент на спотовом рынке впервые с марта 2013 года опустилась ниже 100 долл за баррель.

В Европе избыток нефти, провоцирующий снижение спотовых цен в данный момент. Одна из причин связана с Россией.



Российские нефтеперерабатывающие заводы модернизируются. Они производят значительно больше топлива, которое достаточно хорошо для европейских двигателей. С Европой также конкурируют нефтепродукты из Индии и США. В результате маржа нефтепереработки снижается и спрос на нефть для этой отрасли – тоже. ●

МЕТОД ОЦЕНКИ РИСКА

при эксплуатации противовыбросового оборудования
с помощью дерева отказов

Светлана Ксандопуло,
директор института
техносферной безопасности
Кубанского государственного
технологического
университета,
д.т.н., профессор

Сергей Маринин,
профессор Кубанского
государственного
технологического
университета,
к.т.н.

Леон Пашинян,
доцент Кубанского
государственного
технологического
университета,
к.т.н.

Карэн Пашинян,
руководитель объекта
ООО «ЭРИЗЛЛ
НЕФТЕГАЗСЕРВИС»,
Филиал в г. Новый-Уренгой

Одним из решающих факторов предотвращения перехода газонефтяного проявления в открытый фонтан является применение эффективного противовыбросового оборудования для уменьшения риска аварий, связанных с выбросом и фонтанированием. Цель установки противовыбросового оборудования – создать повышенную надежность над устьем скважины. На сегодняшний день весьма остро стоит задача снижения риска возможных аварий при эксплуатации противовыбросового оборудования (ПВО) до социально приемлемого уровня. При эксплуатации ПВО важная роль должна отводиться прогнозированию угроз и различного рода опасностей, анализу возможных аварийных ситуаций, оценке риска техногенных аварий [1].

Результаты подобного анализа опасностей и оценки риска техногенных аварий включаются в целый ряд документов, например в соответствующий раздел декларации промышленной безопасности. Причем в последнее время, в свете возросшего внимания к обеспечению техногенной безопасности, актуальной является задача повышения качества этих документов, а, следовательно, повышения качества проводимого анализа риска [2].

Одним из методов, позволяющих провести наиболее достоверную оценку и анализ возможного риска, является метод «дерева отказов», представляющий собой форму упорядоченного графического представления логико-вероятностной связи случайных событий (нарушений, отказов, ошибок и т.д.), приводящих к реализации конечного нежелательного события («верхнее событие»).

Главное преимущество дерева отказов (по сравнению с другими методами) заключается в том, что анализ ограничивается выявлением только тех элементов системы и событий, которые приводят к данному конкретному отказу системы или аварии. Проведение анализа риска в процессе проектирования ПВО с помощью метода «дерева отказов», даёт возможность выявить участки системы с наибольшей вероятностью отказа оборудования, а, следовательно, и возможность влиять на показатели риска, путем принятия соответствующих решений и мер именно там, где система наиболее уязвима.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что качество анализа риска повышается, но метод «дерева отказов» требует от исследователя полного и глубокого понимания функционирования системы и характера возможных отказов её элементов. В то же время, увеличение детальности рассматриваемой инфраструктуры приводит к геометрическому увеличению числа влияющих событий. Именно поэтому реализация метода требует значительных затрат средств и времени.

В условиях сжатых сроков проектирования, в процессе анализа риска при построении «дерева отказов» совершается множество ошибок, таких как:

- несоответствие «дерева отказов» иерархической структуре системы;
- упущение существенных факторов и придание избыточного веса несущественным;
- введение ложных операторов не несущих смысловой нагрузки, но участвующих в расчете;

ТАБЛИЦА 1. Перечень типового противовыбросового оборудования

Наименование оборудования	Назначение (в зависимости от типа и выполняемых функций)
Превенторы плашечные	– герметизация устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта; – циркуляция бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой; – спуск-подъем колонны БТ при герметизированном устье; – удержание плашками колонны труб; – фиксация плашек в закрытом положении; – расхаживание в пределах гладкой части колонны труб
Превенторы кольцевые	– герметизация устья скважины при наличии или отсутствии колонны труб
Превенторы вращающиеся	– автоматическая герметизация устья скважины вокруг любой части бурильной колонны и НКТ при вращении и т.д.
Гидравлическая станция управления превенторами	– оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования
Манифольд	– обвязка превенторов с целью воздействия на скважину

- рассмотрение отказов, не влияющих на безопасность оборудования;
- некорректное использование логических символов;
- некорректное использование статистических данных.

В данной работе объектом исследования является комплекс противовыбросового оборудования, устанавливаемый на типовой буровой установке.

Противовыбросовое оборудование представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и станции гидравлического управления превенторами. В связи с этим, в целях оптимизации процесса анализа потенциальных опасностей опасного производственного объекта, необходимо создание базы типовых «деревьев отказов» для разных технических единиц ПВО, применяемого при бурении нефтяных и газовых скважин.

Перечень типового противовыбросового оборудования, учитываемого при анализе риска, приведен в таблице 1.

Разрабатываемая база представляет собой структурированный архив деревьев отказа для оборудования, наиболее часто встречающегося при проектировании ПВО (см. рис. 1).

РИС. 1. Архив деревьев отказа для противовыбросового оборудования

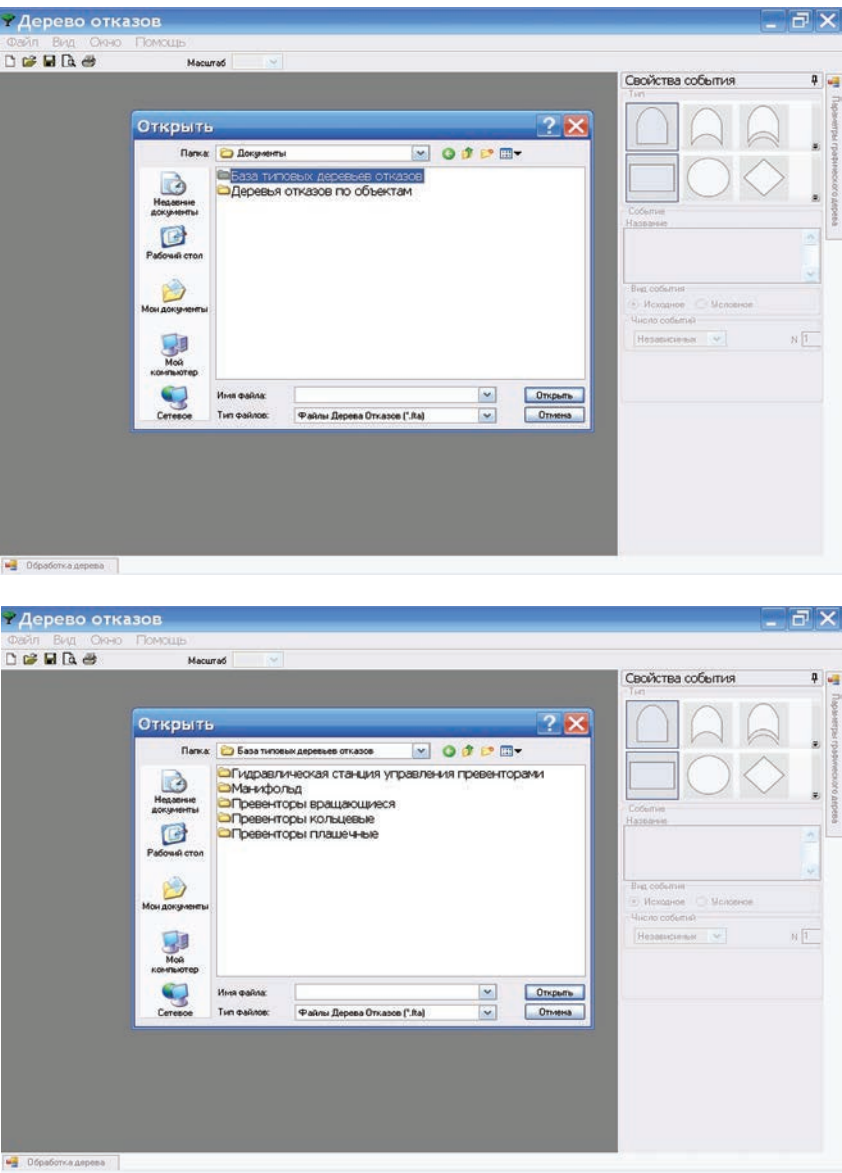
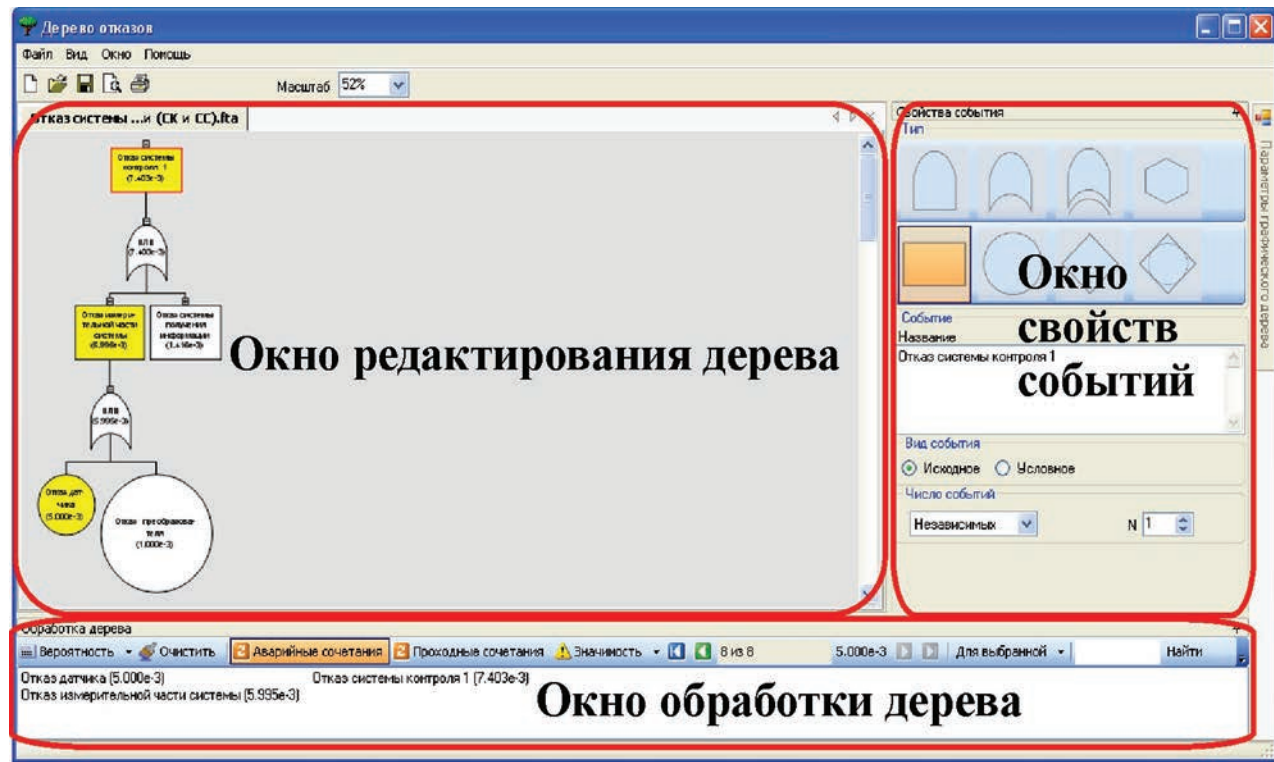


РИС. 2. Рабочее окно модуля «Дерево отказов» исследовательского комплекса «РизЭкс -2»



Наличие базы позволит ускорить процесс построения «дерева отказов»: при проведении анализа риска на проектируемых объектах с типовым оборудованием, используя шаблон, можно лишь корректировать «ветви» и события с учетом специфики аппарата, для которого строится новое «дерево отказа».

Построение и редактирование типовых деревьев отказа осуществляется при помощи программных средств экспертного моделирования промышленных аварий и оценки риска, реализованных в программном комплексе РизЭкс-2.

Блок «Риск» исследовательского комплекса «РизЭкс-2» включает в себя модули:

1. Модуль «Дерево отказов» позволяет проводить автоматизированное построение «деревьев отказов» с расчетом вероятности входящих в него событий, выделение и анализ «минимальных аварийных сочетаний» и «минимальных проходных сочетаний» в «дереве отказов»; выполнять на основе этого анализа поиск решений для снижения вероятности возникновения

аварий с оптимизацией затрат на достижение этой цели. Модуль имеет встроенную библиотеку стандартных «деревьев отказов», которые возможно редактировать с учетом особенностей объекта анализа. Возможно пополнение этой библиотеки пользователем с созданием новых стандартных «деревьев отказов».

Модуль позволяет производить автоматически «раскрой» «деревя отказов» с графическим представлением его на необходимом количестве страниц, с последующей их распечаткой в отчет.

2. Модуль «База данных по надежности» имеет 5 разделов: оборудование; арматура и трубопроводы; контрольно-измерительные приборы и автоматика, системы противоаварийной защиты; персонал. Каждый раздел имеет от 6 до 11 подразделов. Всего база содержит данные о вероятности отказа для 1500 элементов технологических систем. База содержит как данные, полученные на основании обработки статистической информации об эксплуатационной

надежности отдельных промышленных предприятий, так и содержащиеся в научно-технической и справочной литературе, в нормативной и технической документации. База позволяет производить обработку информации об отказах в процессе эксплуатации и пополнять базу данных. Информация базы данных используется как исходная информация о вероятности элементарных событий в «дереве отказов», в расчетах вероятности промежуточных и конечных событий в «деревьях отказов» и при их анализе.

Вид рабочего окна модуля «Дерево отказов» исследовательского комплекса «РизЭкс-2» приведен на рис. 2. ●

Литература

1. Аванесов В.С., Александров А.Б. и др. Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России: учебное пособие. Под ред. Прусенко Б.Е., Мартынюка В.Ф. 2002, 309 с.
2. Саенко А.Г., Маринин С.Ю., Пашинян Л.А., Пашинян К.Л. Разработка процедуры анализа риска при эксплуатации противовыбросового оборудования в процессе бурения на основе экспертной оценки. Вестник ассоциации буровых подрядчиков, №4, 2012, с. 27–32.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Добыча нефти – дорогое удовольствие

Федеральным законом "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ" в конце минувшей недели были внесены изменения в Налоговый кодекс и другие федеральные законы, которые вступают в силу с 1 января 2005 г.

К товарам, налог на добавленную стоимость с которых взимается по ставке 0%, отнесены нефть, включая стабильный газовый конденсат, и природный газ, экспортируемые на территории государств - участников СНГ. Эта мера обусловлена общепринятой международной практикой уплаты НДС по принципу "страны назначения". В то же время повышены ставки налога на добычу этих природных ископаемых.

Ставка налога при добыче газа увеличена со 107 до 135 рублей за 1000 кубометров. Налоговая ставка при добыче нефти на период с 1 января 2005 г. по 31 декабря 2006 г. увеличена с 347 до 419 руб за 1 тонну.



• Комментарий Neftegaz.RU

Минфин РФ и Минэнерго РФ согласовали законопроект по налоговому маневру.

Министерству энергетики и Министерству финансов в целом удалось согласовать законопроект, причем его основные параметры остались в рамках договоренностей, достигнутых на

1 августа 2014 г., когда Минфин РФ предложил пересмотреть налоговый маневр в нефтянке, ведомство предлагает еще немного увеличить ставку НДС на 2015 г.

В согласованном варианте законопроекта учтены предложения Минэнерго РФ по сохранению нулевой ставки при добыче нефти из баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых продуктивных отложений.

При этом граница выработанности месторождений, которая является критерием применения льготы, увеличилась с 3% до 13%, действие льготы распространяется на 180 налоговых периодов.



Медленно добываем...

Рост добычи нефти в России демонстрирует признаки снижения, а данные за август свидетельствуют о том, что рост добычи в годовом исчислении не превышает 8%, говорится в заявлении Международного энергетического агентства.

В своем Ежемесячном обзоре рынка нефти МЭА сообщило, что средний уровень добычи нефти в августе составлял в России 9,35 млн баррелей в сутки, что на 45 тыс. баррелей в сутки превосходит показатель июля и на 675 тыс. баррелей в сутки – показатель августа 2003 года. Однако, темпы роста в годовом исчислении замедлились, замечают авторы доклада: в минувшем месяце рост составил 8% против 12% роста в 2003 к 2002 году. В январе 2004 года наблюдался годовой рост 10,6%, передает Reuters.

• Комментарий Neftegaz.RU

Добыча нефти в РФ в январе-августе 2014 г. увеличилась на 0,7% до 349,4 млн т.

При этом в августе 2014 г. добыча нефти составила 44,471 млн т. Об этом говорится в материалах ЦДУ ТЭК. Башнефть остается лидером по приросту добычи нефти в РФ. В январе-августе 2014 г. прирост добычи Башнефти составил 8,9%, добыча достигла 11,533 млн т. Газпром нефть добыла 33,538 млн т, что на 2,4% больше, чем за аналогичный период 2013 г. Татнефть увеличила добычу на 63 тыс. т до 17,645 млн. т. Остальные российские нефтяные компании пока идут с отставанием добычи относительно показателей аналогичного периода 2013 г. Первичная переработка нефти за отчетный период увеличилась на 10,2 млн тонн и достигла 192,1 млн т. Минэнерго РФ прогнозирует увеличение добычи нефти в 2014 г. на 0,3%, до 525 млн т.

Китай и Россия обсудят вопрос перевозки нефти

Президент ОАО «РЖД» Геннадий Фадеев проведет рабочую встречу с министром железных дорог КНР Лю Чжицзюнем. Стороны обсудят вопросы сотрудничества между ОАО «РЖД» и Министерством железных дорог КНР в области железнодорожного транспорта.



• Комментарий Neftegaz.RU

1 сентября 2014 г. В. Путин вместе с зампреьера ГосСовета Китая Чжаном Гаоли запустил строительство МГП Сила Сибири.

«Новая газовая магистраль позволит существенно укрепить экономическое сотрудничество с государствами Азиатско-Тихоокеанского региона и прежде всего – с нашим ключевым партнером Китаем», – заявил В.Путин. ●

ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ

Проектирование и поставка



Александр Смыслов,
Коммерческий директор
ООО «Химмаш-Аппарат»



Семен Гершуни,
ведущий научный сотрудник
ОАО ВНИИНЕФТЕМАШ,
К.Т.Н.

В настоящее время назрела острая необходимость в разработке новых проектов установок первичной переработки нефти. В первую очередь это относится к узлам нагрева и обессоливания сырой нефти.

Это связано с ухудшением свойств поступающего на НПЗ сырья и необходимости обеспечения более длительных сроков межремонтного пробега установок. Решить новые более сложные задачи только совершенствованием конструкции электродегидраторов невозможно, необходимы новые проектные решения по установке.

обессоливания предлагается использовать для массообмена весь тракт от сырьевого насоса до электродегидратора, основным элементом которого являются теплообменники нагрева сырой нефти горячими потоками бензина, дизтоплива и других фракций.

Обычно здесь ставят двойные теплообменники с плавающей головкой, но для эффективного массообмена желательны теплообменники вертикальные, причем скорости восходящего и нисходящего потоков, т.е. число труб на них желательно принимать разными, учитывая,

В качестве одной из мер по улучшению обессоливания предлагается использовать для массообмена весь тракт от сырьевого насоса до электродегидратора, основным элементом которого являются теплообменники нагрева сырой нефти горячими потоками бензина, дизтоплива и других фракций

ООО «Химмаш-Аппарат» предлагает комплекс решений для данной проблемы.

Одним из таких решений должно быть изменение условий смешения нефти с пресной промывочной водой. Традиционные блоки ЭЛОУ содержат только диспергатор воды с временем контактирования в нем и трубопроводах несколько секунд. Для эффективного массообмена необходимо значительно большее время. Поэтому в качестве одной из мер по улучшению

что вода находится в виде капель с плотностью большей, чем у нефти. По нашему опыту, качество обессоливания, полученное при массообмене в теплообменниках или печах, не удастся улучшить на последующих ступенях с использованием гидродинамических смесителей.

Поэтому, описанная выше схема со специальными теплообменниками и с рекомендациями по выбору сырьевых насосов с частотным

Замедлить процесс накопления механических примесей в электродегидраторах возможно путем включения в схему специальных фильтров и организации непрерывного вывода из электродегидраторов части эмульсии

регулированием, исключением регулирующих клапанов между насосом и электродегидратором даст возможность перейти на одноступенчатые ЭЛОУ вместо применяемых сейчас двухступенчатых, резко снизить капитальные затраты и упростить ремонт. Также существенно снижается степень пожароопасности установки. Например, количество горячей нефти на установке производительностью 3 млн. т/год уменьшится на 330 м³.

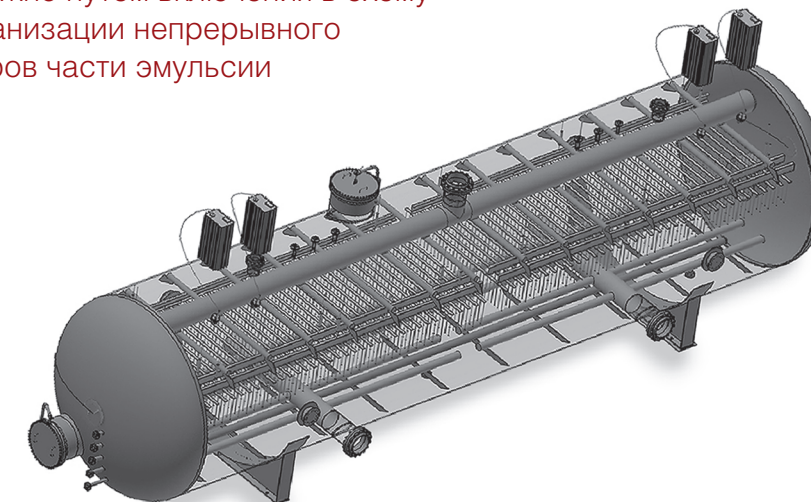
Еще больший эффект может быть достигнут за счет увеличения срока межремонтного пробега и стабилизации режима работы установки.

Одним из лимитирующих факторов срока безремонтного пробега является накопление механических примесей в электродегидраторах. Замедлить этот процесс можно, если в схему включить специальные фильтры и организовать непрерывный вывод из электродегидраторов части эмульсии.

Стоки ЭЛОУ необходимо охлаждать и очищать от нефтепродуктов. Наиболее эффективный путь охлаждения – прямое смешение стоков с частью потока холодной сырой нефти. Это требует разработки специального смесителя и схемы его привязки. Для отделения нефтепродуктов необходимы специальные высокоэффективные аппараты с коалесцирующими устройствами взамен крайне несовершенных отстойников, которые включают в схемы проектные организации.

Разработку электродегидраторов правильнее всего вести в комплексе с разработкой прочего оборудования, помимо описанного основного оборудования для ЭЛОУ и УПН, ООО «Химмаш-Аппарат» осуществляет разработку и поставку:

- оборудования узлов охлаждения стоков и зашламливания нефти и нефтепродуктов, применение которого в уникальных схемных решениях, проверенных опытно-промышленным



путем, позволяет повысить эффективность и качество работы установок, снизить расход реагентов, увеличить срок службы оборудования и трубопроводов, уменьшить капитальные затраты на строительство;

- отстойников стоков ЭЛОУ;
- деаэраторов промывочной воды, включение которых в схемы промывки нефти позволяет значительно снизить коррозию в аппаратах, исключить необходимость применения специальных внутренних покрытий;
- трехфазных сепараторов уникальной конструкции, намного менее металлоемких, чем сторонние аналоги;
- систем гидроразрыва и гидроудаления шлама из электродегидраторов, систем последующей утилизации и переработки;

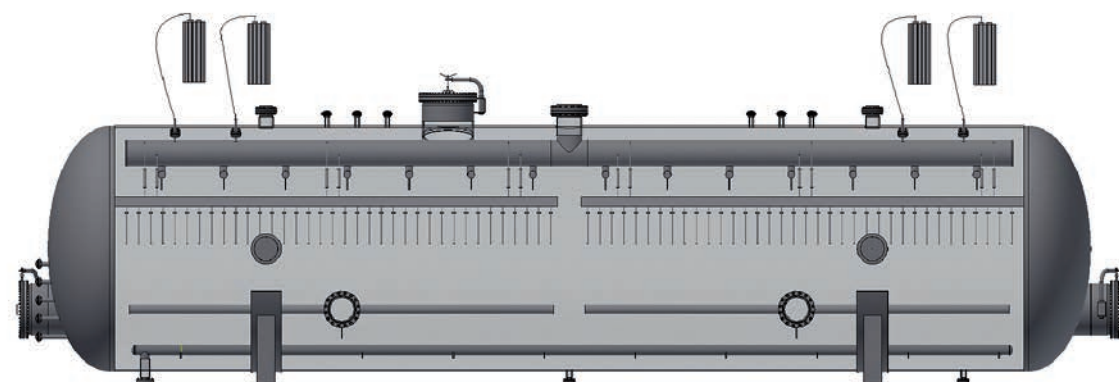
- систем замкнутого водоснабжения ЭЛОУ, позволяющих исключить сброс засоленных стоков в природные водоемы и получить дополнительный товарный продукт – солевой концентрат, который возможно использовать как сырье для получения щелочи и хлора;
- систем промышленной подготовки сточных вод с получением любой требуемой концентрации солей и механических примесей;
- блочно-модульных установок переработки нефти и газа небольшой производительности.

Поставляемая ООО «Химмаш-Аппарат» аппаратура успешно эксплуатируется на предприятиях в России и СНГ. При этом существуют как типовые решения, внедряемые серийно, так и уникальные разработки, которые существуют (и успешно работают) в единственном экземпляре. ●

Каждый проект реализуется индивидуально, с учетом требований и пожеланий Заказчика, оптимизации технико-экономических и эксплуатационных показателей поставляемых единиц оборудования и всего технологического процесса в целом



Заказать электродегидраторы можно по телефонам компании ООО «Химмаш-Аппарат» (495) 956-62-31, (495) 669-93-35 или отправив письмо-запрос с техническими характеристиками на адрес info@him-apparat.ru



ЭФФЕКТИВНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Как избежать ошибок?



Бипрон

инновационные технологии
электрозащиты

Алексей Грибанов,
Директор
ООО «Бипрон»

Современная электроника во много раз сложнее и точнее той, что использовалась в промышленности и быту 10–15 лет назад, а чем сложнее оборудование, тем более чувствительным оно оказывается к внешним электрическим воздействиям. В связи с этим возрастают требования и к заземлению.

Заземлитель— проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду (ПУЭ п. 1.7.15.)

Качество такого контакта напрямую свидетельствует об эффективности заземлителя, которая, в свою очередь, зависит от удельного электрического сопротивления окружающего грунта. Известно, что удельное сопротивление грунта напрямую зависит от таких характеристик, как почвенный состав грунта, температура в определенный момент времени года, содержание грунтовой влаги,

степень засоленности, глубины промерзания грунта в зимний период, наличие многолетней мерзлоты и некоторых других. Для заземлителей существует еще один значимый фактор — это переходное электрическое сопротивление электрод — грунт. Данная характеристика важна как показатель эффективности заземлителя как в составе молниезащиты зданий и оборудования, так и функционального заземления (например, телекоммуникационного оборудования), а также защитного (рабочего, рабоче-защитного, линейно-защитного) заземления.

Для достижения нормативных значений сопротивлений контура заземления в настоящее время используются множество способов. Наиболее известными, являются вертикальные (штыревые) заземлители, либо горизонтальные лучевые, из черной углеродистой стали, защищенные от коррозии горячим цинкованием или омедненными, которые забиваются или забуриваются в грунт. В условиях высокоомных грунтов (например, скальные породы, сухой песок или вечномёрзлые грунты) часто применяются глубинные заземлители либо горизонтальные протяженные заземлители из полосовой стали или круглого сечения.

Применение таких способов, ставших «традиционными», чаще всего, приводит к высокой металлоемкости контура заземления, выносу высокого потенциала за пределы защищаемого объекта, значительным трудозатратам на монтаж, обслуживание и последующий ремонт.

Для снижения переходного электрического сопротивления электрод — грунт и повышения эффективности заземлителей,

сегодня используется различные виды около электродных заполнителей, такие как: засыпка из минеральных солей, засыпка из глины, а также угольная засыпка или коксовая мелочь и некоторые другие.

Рассмотрим наиболее популярные из них подробнее:

1. Добавление в грунт минеральных солей. Общеизвестно, что засыпка из минеральных солей вокруг заземлителя повышает электропроводность грунта, так как соль, смешиваясь с грунтовой влагой, превращается в электролит. Обычно это хлорид натрия (или поваренная соль). Также соль снижает температуру замерзания грунта и уменьшает риск образования наледей на теле заземлителя в зимний период. Такой метод достаточно популярен в Северных регионах, в особенности в условиях многолетнемерзлых грунтов. Однако существенным минусом такого способа является снижение концентрации минеральных солей с течением времени, за счет их вымывания в периоды весеннего таяния снега или летних и осенних дождей, и как следствие, уменьшение эффективности заземлителя со временем. Таким образом, данный метод имеет прямую зависимость от скорости миграции влаги в грунте, и является совершенно неприемлемым в скальных и гравелистых грунтах.

2. Замена грунта вокруг электрода глинистой смесью. Так как электрическое сопротивление заземлителя прямо пропорционально удельному сопротивлению окружающего грунта, то замена части грунта вокруг электрода на глину, например бентонит, которая имеет хорошую электропроводность, решает эту проблему. Дополнительным плюсом является то, что глина не растворима

в воде и практически не вымывается из приэлектродного пространства.

Существенным недостатком этого способа является значительное объемное расширение глины (до 300%) при насыщении ее водой, и при высыхании, что приводит к образованию воздушных полостей между глинистым заполнителем и телом заземлителя и резкому увеличению переходного сопротивления электрод — грунт. Кроме того, глина относится к пучинистым грунтам, в результате чего возрастает вероятность, так называемого, «морозного выдавливания» заземлителя из грунта. В засушливый сезон, высыхая, глина превращается в барьер для воды, который не позволяет грунтовой влаге проникать к заземлителю.

3. Угольная засыпка или засыпка коксовой мелочью. Несмотря на хорошую электропроводность, такие засыпки плохо удерживают влагу вокруг заземлителя из-за низкой смачивающей способности угля, что существенно сказывается на величине электрического сопротивления заземления, особенно в засушливых районах. Кроме того, неоднородность фракции заполнителя приводит к недостаточной сплошности засыпки и образованию воздушных полостей в приэлектродном пространстве, что также негативно влияет на общую эффективность работы ЗУ.

НПО «Бипрон» еще в 2007 году поставило перед собой задачу разработать заземлитель, который будет эффективен как в условиях вечномерзлых грунтов, так и в засушливом климате. Одним из самых сложных, для наших инженеров оказался вопрос о том, как добиться от околоэлектродной засыпки одновременно достаточной сплошности и хорошей электропроводности вне зависимости от сезонных изменений геоэлектрической структуры грунта, количества грунтовой влаги, и температуры. Обычным способом, применяя только минеральные органические компоненты, такой задачи не решить. Мы перепробовали множество вариантов. В результате чего, мы нашли оптимальное решение, которое легло в основу «МАГ-2000» — минеральный активатор электродов, представляющий собой сухую смесь, которая при затворении водой превращается в нерастворимый электропроводящий гидрогель, не

меняющий свои свойства сколь угодно долго, способный работать в большом температурном диапазоне от -60 до +60°C.

МАГ-2000 имеет удельное электрическое сопротивление менее 0.04 Ом*м, а гелеобразная структура обеспечивает отличную однородность засыпки. МАГ хорошо удерживает влагу вокруг электрода, что особенно актуально в сухих песчаных грунтах или скальных грунтах, а также в засушливых местностях. Поставляется минеральный активатор в виде сухой смеси, в мешках по 30 кг, которая перед укладкой затворяется водой, состав «МАГ» патентован.

Кроме заполнения пространства вокруг заземлителей, «МАГ-2000» применяют для засыпки магистральных шин заземления, сетки выравнивания потенциалов и уменьшения шагового напряжения на подстанциях.

Как видно, наш минеральный активатор имеет множество преимуществ по сравнению с другими заполнителями, но еще лучше его свойства проявляются при использовании вместе с заземляющими электродами «Бипрон». Заземлители «Бипрон» изготовлены из высококачественной нержавеющей стали и имеют внутри специальный заполнитель, который проникает в грунт через перфорацию в стенках электрода, образуя электролит. Этот заполнитель подбирается в зависимости от влажности почвы и климатических условий. Имея небольшую длину, 2,5–6 м, заземлители «Бипрон» чрезвычайно эффективны. Опыт показывает, что совместное использование заземлителя «Бипрон» и МАГ-2000 увеличивает действенность заземляющего устройства в 10 раз, в сравнении с традиционными способами, в результате чего уменьшается требуемое количество заземляющих электродов, и как следствие сокращается время и трудозатраты на монтаж, а также требуемая площадь для размещения контура заземления. Не менее значимым является и то, что во время эксплуатации показатели «Бипрон» только улучшаются за счет постоянного формирования объема грунта с высокой электропроводностью вокруг электрода заземления.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы. Традиционные методы заземления



Минеральный активатор МАГ 2000 увеличивает эффективность заземлителей в 10 раз

электроустановок применяют с самого начала электрификации. Но даже абсолютно правильно спроектированное и выполненное заземляющее устройство на основе изделий из черного металла не лишено серьезных недостатков, которые существенно ограничивают срок службы системы и ведут к значительному ухудшению характеристик сопротивления заземления с течением времени.

Стоит отметить, что для показателя сопротивления 4 Ом, в особенности на изолирующем основании, необходим монтаж большого количества заземлителей. Как правило, на объектах, где стоит подобное заземление, сопротивление далеко от этого показателя, и необходимо еще и еще набирать связки заземлителей, соединять их между собой, чтобы получить необходимое сопротивление, а это большое количество материала и большая площадь для установки заземления.

Неправильно выполненное заземление приводит к образованию нежелательных электромагнитных помех в работе оборудования и опасности поражения людей электрическим током.

Таким образом, при организации контура заземления, заказчиком и эксплуатирующим организациям, нужно думать не только о показателе сопротивления заземления на момент инсталляции, но и о дальнейшей эксплуатации данного контура заземления, и правильный выбор поможет избежать больших расходов и потерь в дальнейшем. ●



Горизонтальные заземлители Бипрон

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ

группы АВ на основе выделения различных литолого-фациальных зон

Как сегодня применяется фациальная дифференциация пластов группы АВ, рассказали специалисты компании Недра-Консалт, рассмотрев метод на примере месторождений среднего Приобья



**Александр Бяков,
Ирина Плещева**
ЗАО «Недра-Консалт»

Фациальный анализ отложений в настоящее время широко применяется в нефтегазовой геологии, как в начале изучения территории, так и на этапе промышленного освоения залежей и месторождения.

Генетический подход, включающий восстановление древних обстановок осадконакопления, необходим для выявления характера взаимосвязи отдельных частей геосистемы между собой. Появляется возможность формализовать свойства геологического пространства и выявить последовательность изменений. Методы геологических исследований, ориентированные на изучение фациальных

особенностей строения, определяют пространственное взаимоотношение геологических тел и присущих им свойств. В целом по этому вопросу известно много исследований в части классификации современных обстановок осадконакопления и древних осадочных фаций. Их общая позиция в единстве между физико-географической средой и образующимися осадками [1–3].

Общим в большинстве классификаций является выделение трех обстановок осадконакопления – континентальная, переходная и морская. Каждая обстановка осадконакопления характеризуется своим типом последовательности залегания осадков.

РИС.1. Карта распространения русловых и пойменных отложений пласта АВ₂

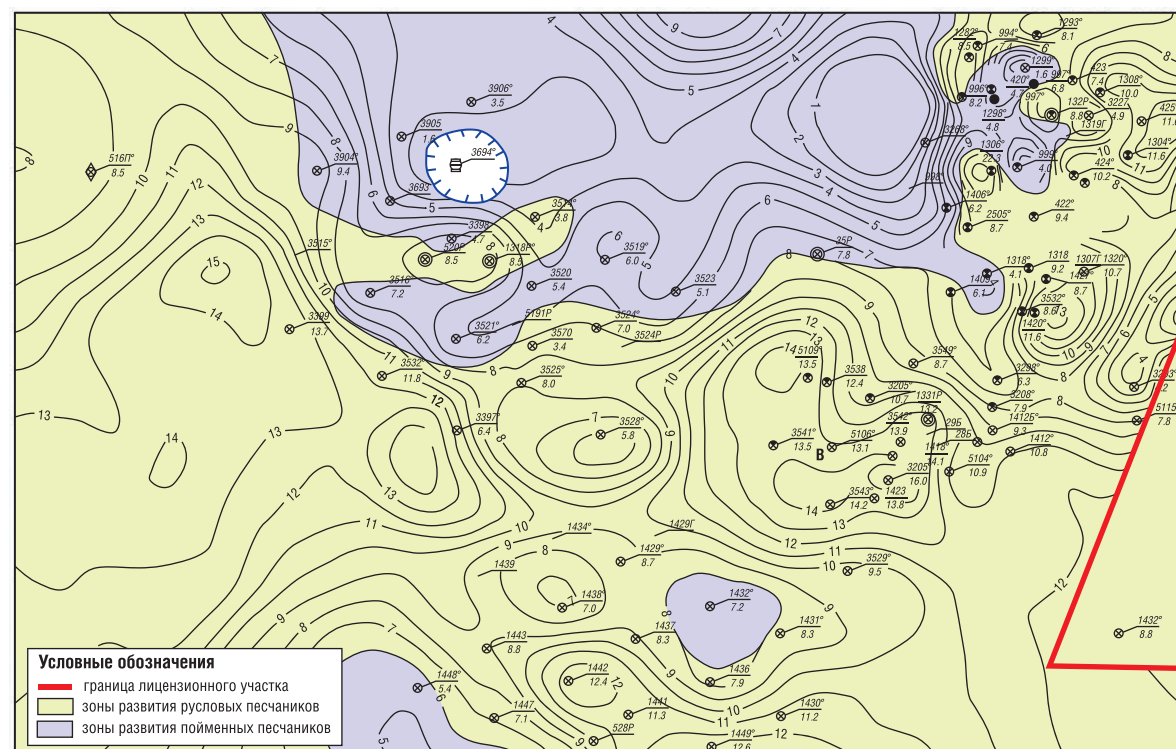
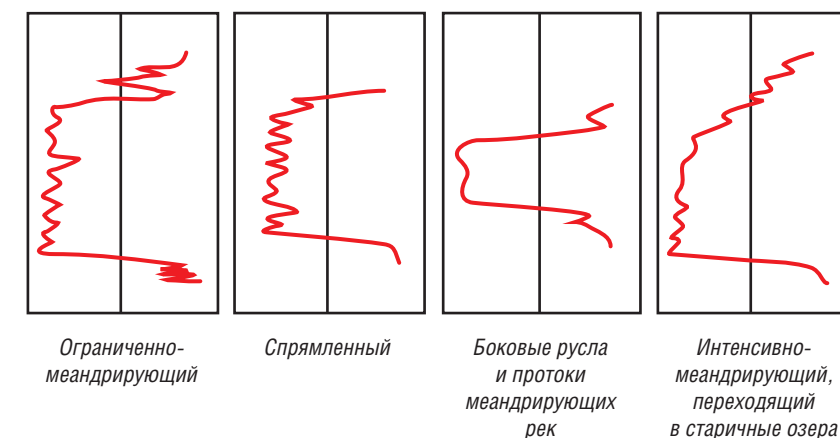


РИС.2а. Электрометрические модели отложений русловой субфации



Обобщение материалов исследований керна по пластам АВ₁₋₂ большинства месторождений среднего Приобья показывает, что для выделения фаций по керну в разрезах скважин, как правило, недостаточно информации. В связи с этим, фациальная диагностика выполняется на основе методов электрометрии, методическое обоснование такой диагностики основано на установлении связей керн-ГИС. По керну рассматриваются такие показатели, как цвет породы, текстура, состав аутигенных минералов, гранулометрическая характеристика, фильтрационно-емкостные свойства. Методами промысловой геофизики определяется литологический состав (песчаники, глины, карбонаты, угли), а по форме метода ПС или ГК характер макрослоистости и последовательность изменения литологии по разрезу.

В данной работе на примере пластов АВ₁₋₂ одного из месторождений среднего Приобья дана характеристика формирования данных объектов, выделены основные фации в разрезе пластов. Выделение литотипов разреза выполнено с использованием электрометрических моделей фаций, методическая основа которых принята согласно исследованиям В. С. Муромцева [4].

В нижней части горизонта АВ₁, сформировавшегося в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях, выделяются песчаники трансгрессивных баров пласта АВ₁₋₃. Формирование пласта АВ₂ связано с континентальной обстановкой осадконакопления.

РИС.2б. Электрометрические модели пойменных отложений



Пласт отличается высокой фациальной изменчивостью по площади и разрезу. В его составе присутствуют песчаники русловых потоков, вдольбереговых валов, разрывных каналов, глинисто-алевритовые отложения с переслаиванием песчаников, сформировавшихся в отложениях поймы. Для обоснования мероприятий по формированию системы ППД и прочих ГТМ – в

разрезе АВ₂ выделено две группы фаций континентального генезиса, с которыми связаны песчаные тела. Это фации русел без разделения на виды (меандрирующие, спрямленные, проток, интенсивно-меандрирующие) и фации внешней поймы. Данное упрощение связано с возможностью картирования фаций по площади и установлению различий по условиям эксплуатации (рис.1–2а–2б–3).

РИС. 3. Континентальная обстановка осадконакопления

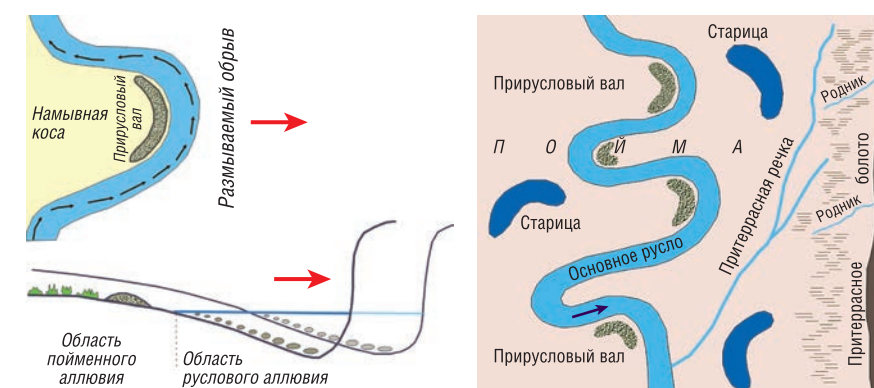
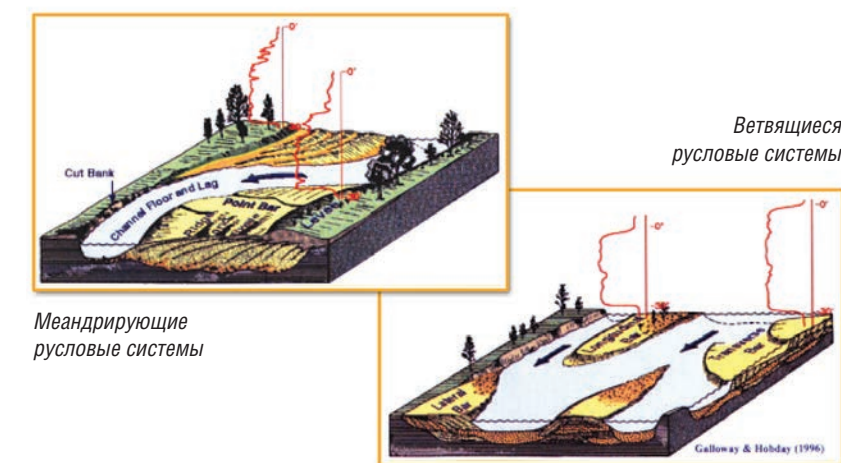


Схема формирования аллювиального цикла в результате боковой планации русла

Основные области осадконакопления в пойменной части речной долины

РИС.4. Схема корреляции по линии скважин 566-572-578

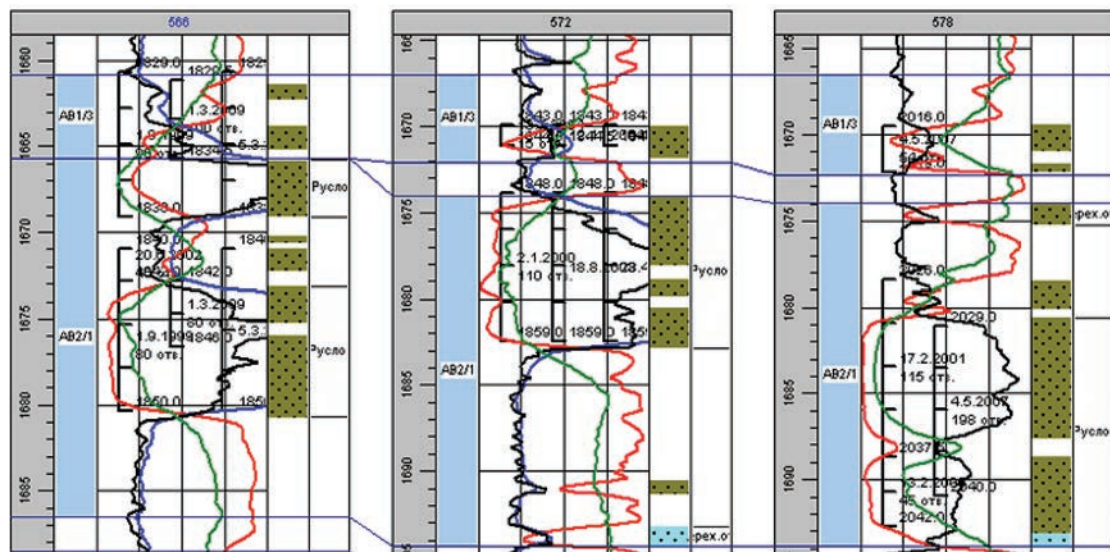
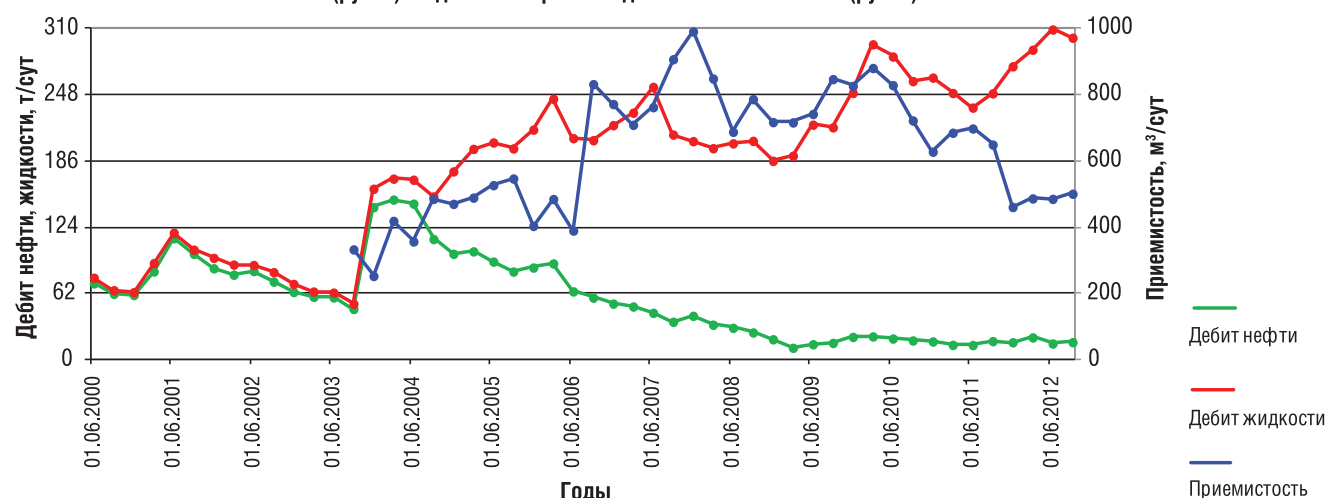


РИС.5. Влияние закачки на дебиты нефти и жидкости в скважине 578

Влияние закачки скважины 572 (русло) на дебиты нефти и жидкости в скважине 578 (русло)



Оценка взаимодействия зон отбора и нагнетания различных фациальных групп

Для оценки связанности коллекторов пластов АВ₁₋₂ по площади с целью обоснования ГТМ выполнены исследования по выявлению интерференции между нагнетательными и добывающими скважинами, расположенными в различных фациальных зонах. Рассмотрена динамика дебитов и обводненности добывающих скважин с введением под закачку ближайших эксплуатационных скважин.

Рассматривались пары скважин нагнетательная — добывающая, расположенные при нижеследующей комбинации вскрываемых в их разрезе фаций. В комбинации «русло-русло»

рассмотрены характеристики скважин нагнетательной и добывающей, пробуренных в зоне развития русловых отложений. В комбинации «пойма-русло» — характеристики по нагнетательной и добывающей скважинам, расположенным в пойменных и русловых отложениях. Соответственно, в комбинациях «пойма-пойма» рассматривалась работа скважин расположенных в зонах развития пойменных отложений.

Было проанализировано более сотни очагов заводнения, что составляет около половины всего нагнетательного фонда, по всей площади месторождения. Из этого количества отобрано 4 наиболее характерных примера наличия или отсутствия гидродинамической связи между нагнетательными

и добывающими скважинами (зона нагнетания — зона отбора) различных фациальных зон.

Наличие гидродинамической связи между руслом и руслом

Участок скважин 566-572-578:

- скважина 572 — нагнетательная, введена под закачку в 3 квартале 2003 г., через год был дострелян АВ₁³, скважина под закачкой до настоящего времени. В августе 2003 г. в скважине был определен профиль приемистости. Согласно ПГИ, пласт АВ₁³ не принимал, принимал весь интервал перфорации русловой части АВ₂, причем 56 % расхода приходилось на его нижние 2 м.
- скважина 566 — добывающая, с 3 квартала 1999 г. по настоящее время в эксплуатации на АВ₂.

В начале 2001 г. достреляна на АВ₁³. В июне 2002 г. в скважине выполнен ГРП, в результате которого, дебит жидкости увеличился с 33 до 80 т/сут без роста обводненности. Таким образом, обводненность до 1 квартала 2005 г. не превышала 12 %, со 2 квартала 2005 г. отмечается рост обводнения, который к настоящему времени стабилизировался на уровне 95 %.

Таким образом, можно предполагать, что гидродинамическая связь между русловыми зонами скважин 566 и 572 существует и влияние закачки сказалось через 1,5 года. Явного влияния на эту связь ранее выполненного ГРП — нет.

- скважина 578 — добывающая, с июня 2000 г. по настоящее время в эксплуатации на АВ₂. В середине 2007 г. достреляна на АВ₁³. Обводненность до середины 2004 г. не превышала 13 %, с 3 квартала 2004 г. отмечается рост обводненности, которая к настоящему времени превышает 90 %.

Таким образом, можно предполагать, что гидродинамическая связь между русловыми зонами скважин 578 и 572 существует и влияние закачки сказалось менее через год (рис. 4—5).

Отсутствие гидродинамической связи между руслом и поймой

Участок скважин 788-551:

- скважина 788 — нагнетательная, введена под закачку на оба пласта в 4 квартале 2006 г.,

скважина под закачкой до настоящего времени. В августе, сентябре, октябре 2006 г. и в апреле, октябре 2010 г. был определен профиль приемистости. Согласно последнего ПГИ, принимает верхний пропласток АВ₁³ и верх пласта АВ₂¹.

- скважина 551 — добывающая, со 2 квартала 2001 г. по настоящее время в эксплуатации на оба пласта. В феврале 2002 г. и январе 2005 г. на скважине выполнены ГРП, не приведшие к ощутимому росту дебита жидкости и обводненности. Также и закачка в скважину 788 никак не сказалась на режиме работы скважины 551. ПГИ на профиль притока в скважине не проводились.

Таким образом, несмотря на два выполненных ГРП, не установлено гидродинамической связи между русловой зоной скважины 788 и пойменной зоной скважины 551 (Рис. 6—7).

Отсутствие гидродинамической связи между поймой и поймой

Участок скважин 360-540:

- скважина 360 — нагнетательная, введена под закачку на оба пласта во 2 квартале 1990 г., скважина под закачкой до настоящего времени. В августе 2000 г., июле 2002 г. и сентябре 2004 г. был определен профиль приемистости. Согласно последнего ПГИ, принимает весь перфорированный интервал АВ₁³ и низ АВ₂¹.

РИС. 6. Схема корреляции по линии скважин 788-551

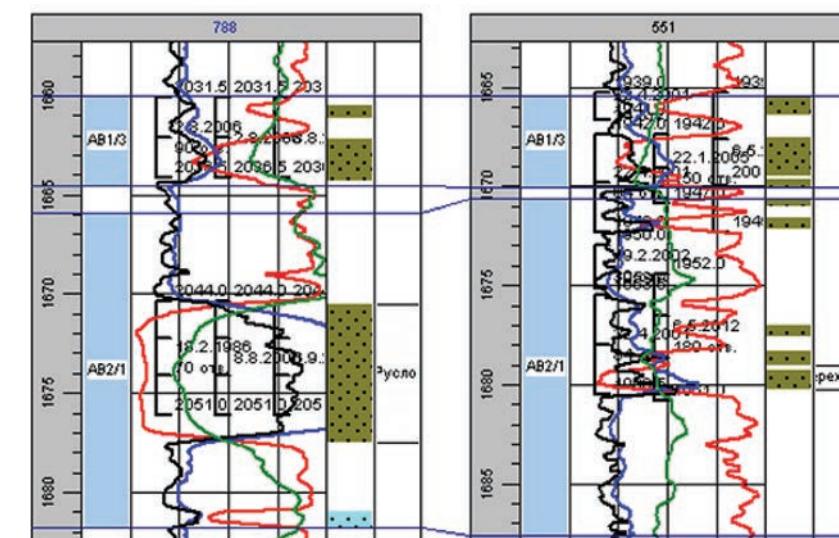


РИС. 7. Отсутствие влияния закачки на дебиты нефти и жидкости в скважине 551

Отсутствие влияния закачки скважины 788 (русло) на дебиты нефти и жидкости в скважине 551 (пойма)

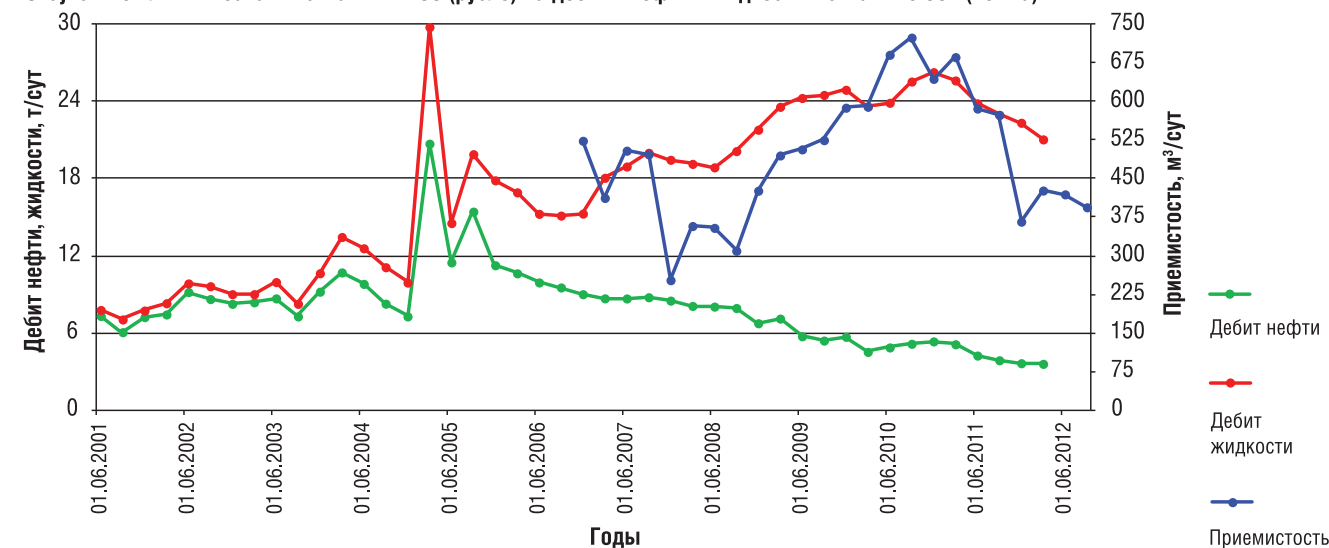
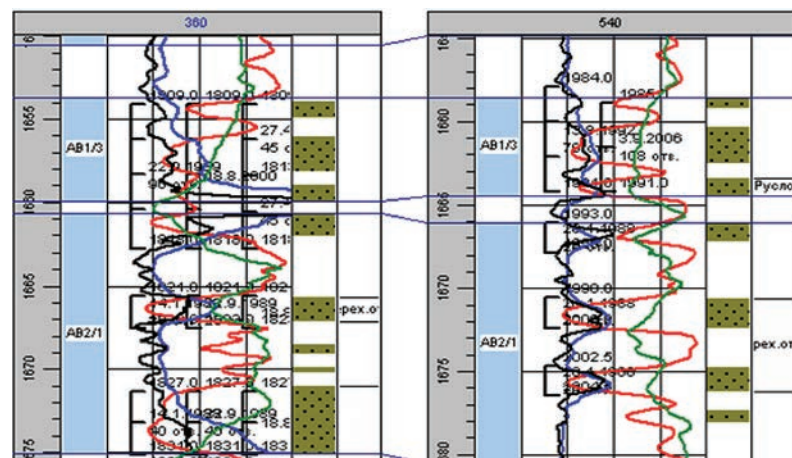


РИС. 8. Схема корреляции по линии скважин 360-540



- скважина 540 – добывающая, с 1 квартала 1988 г. в эксплуатации на АВ₂, с 3 квартала 1992 г. и до настоящего времени в эксплуатации на оба пласта. В июле 1996 г. выполнен ГРП, не приведший к ощутимому росту дебита жидкости и обводненности. ПГИ на профиль притока в скважине не проводились.

Таким образом, не установлено гидродинамической связи между пойменной зоной скважины 360 и пойменной зоной скважины 540, несмотря на ГРП и нагнетание (Рис. 8–9).

РИС. 9. Отсутствие влияния закачки на дебиты нефти и жидкости в скважине 540

Отсутствие влияния закачки скважины 360 (пойма) на дебиты нефти и жидкости в скважине 540 (пойма)

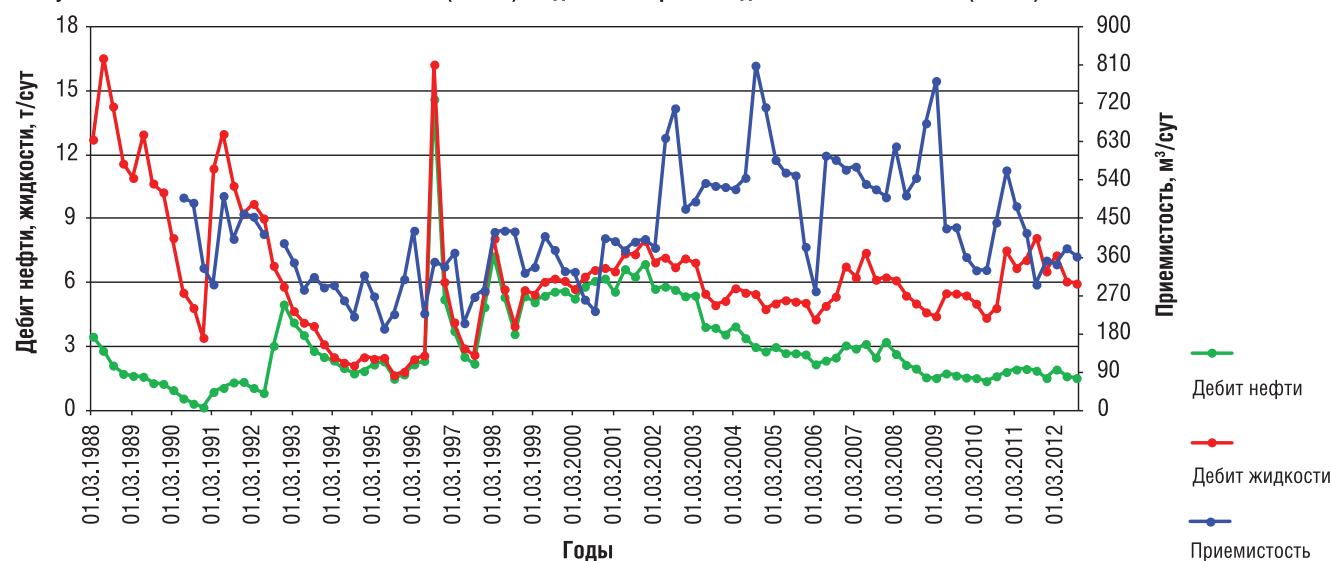
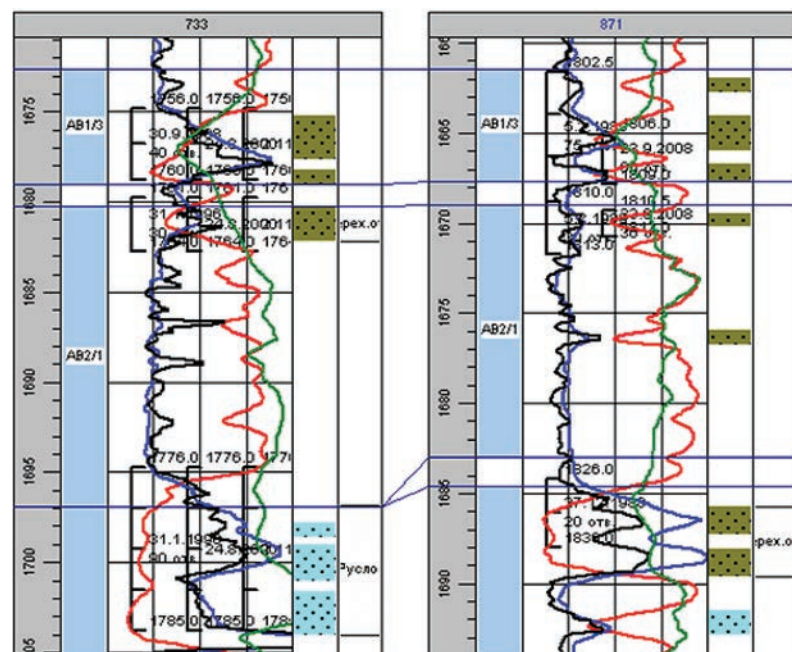


РИС. 10. Схема корреляции по линии скважин 733-871



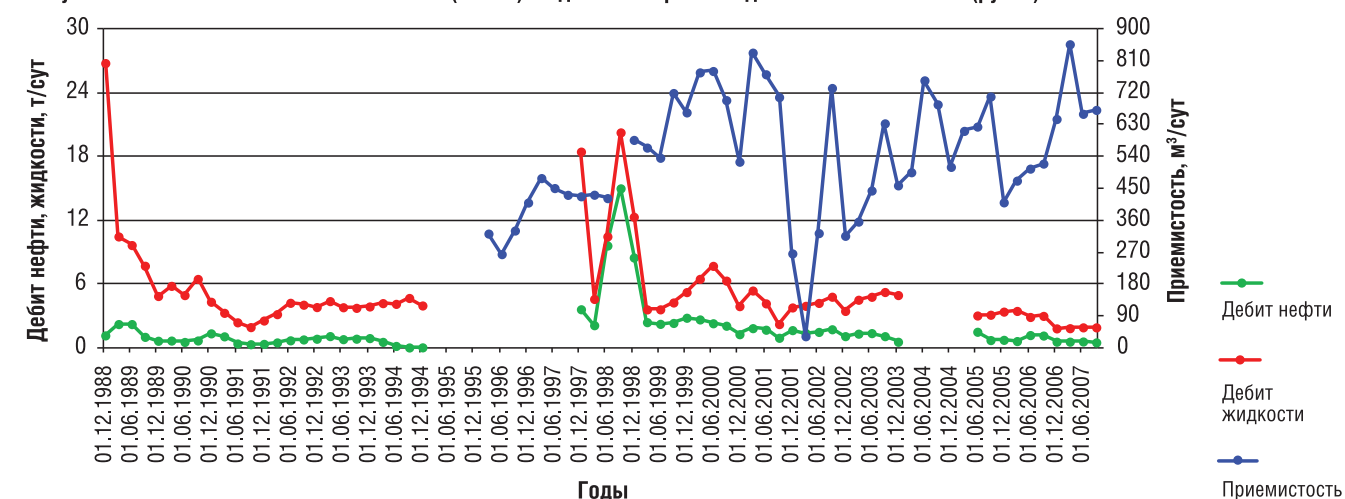
Отсутствие гидродинамической связи между поймой и руслом

Участок скважин 733-871:

- скважина 733 – нагнетательная, введена под закачку на оба пласта в 1 квартале 1996 г., скважина под закачкой до настоящего времени. Было проведено три исследования профиля приемистости: август 2000 г., ноябрь 2001 г. и август 2002 г. Ближайшие к интересующему нас отрезку времени исследования (08.2000 г.) показало приемистость всего перфорированного интервала, причем 95 % расхода приходилось на верхний интервал $AB_1^3 + AB_2^1$ (пойма).
- скважина 871 – добывающая, эксплуатируется с 4 квартала 1988 г. на пласт AB_2^1 , со 2 квартала 1990 г. на оба пласта, в настоящее время скважина остановлена

РИС. 11. Отсутствие влияния закачки на дебиты нефти и жидкости в скважине 871

Отсутствие влияния закачки скважины 733 (пойма) на дебиты нефти и жидкости в скважине 871 (русло)



(4 квартал 2010 г.). В ноябре 1997 г. в скважине провели ГРП, в результате которого дебит жидкости практически не увеличился, а обводненность даже снизилась. Закачка в скважину 733 в 1996 г. не повлияла на рост дебита жидкости и обводненность в скважине 732 (на этот период была остановлена, а после запуска в работу, дебит жидкости и обводненность не изменились относительно базового уровня до остановки). ПГИ на профиль притока в скважине не проводились.

Перевод скважины 733 под закачку не привел к установлению гидродинамической связи между «поймой» скважины 733 и русловой зоной скважины 871 (Рис.10–11).

Таким образом, можно отметить следующее:

- наиболее благоприятными условиями для установления гидродинамической связи, является нахождение, как зоны отбора, так и закачки – в зоне русловой фации – все случаи успешные;
- в сочетании, русло (закачка) – пойма (отбор), связь отсутствует во всех случаях;
- во всех сочетаниях, закачка в «пойму» гидродинамическая связь отсутствует.

При установлении гидродинамической связи также принимался во внимание гидроразрыв пласта, проведенный в добывающих скважинах в 16 примерах, однако каких-либо закономерностей при этом не установлено.

Оптимизация системы разработки на основе фациального анализа участка в районе разведочных скважин 519Р и 1348Р

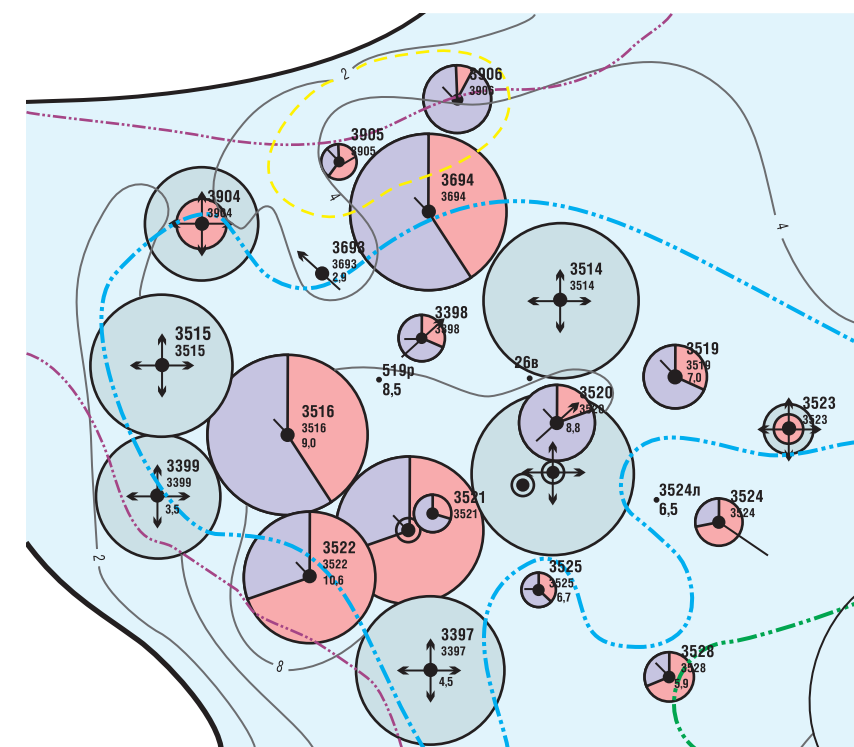
В выше приведенной оценке взаимодействия зон отбора и нагнетания различных фациальных групп была отмечена низкая эффективность закачки в скважинах, принадлежащих к пойменным зонам.

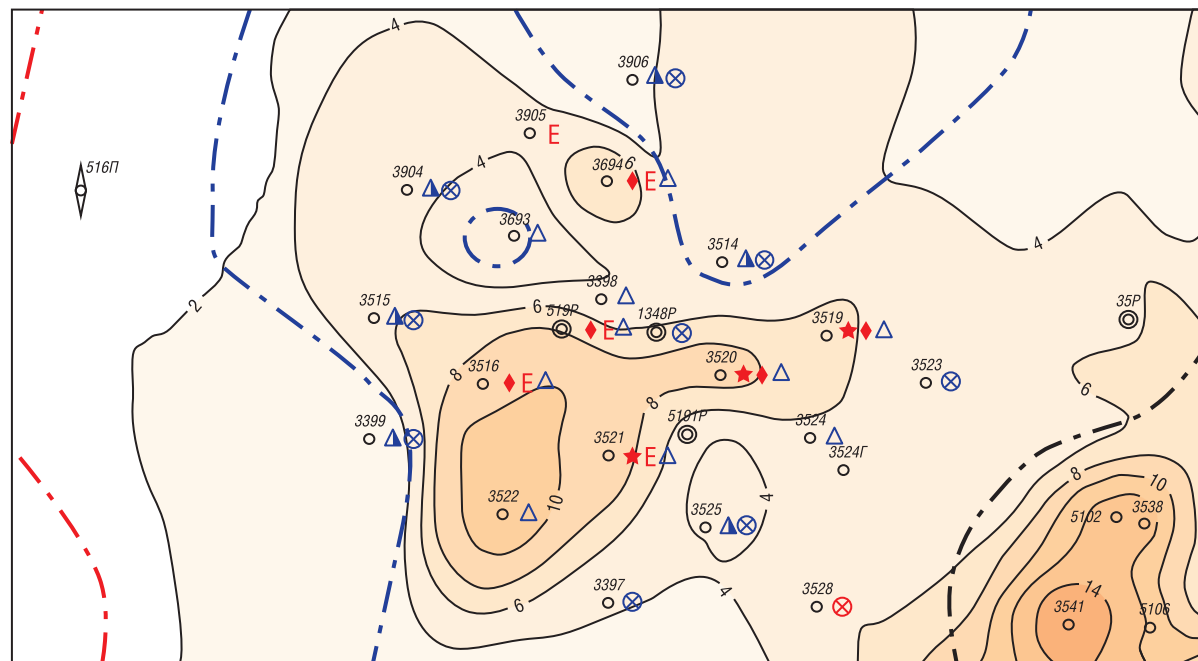
Рассматриваемый участок представляет собой отдельную гидродинамическую систему и

включает 21 скважину, в т. ч. 8 действующих добывающих, 6 действующих нагнетательных, остальные 7 скважин – в неработающих категориях. Закачка в пластах АВ₁³+АВ₂ осуществляется, преимущественно, в пойменных скважинах, отбор – в русловых и прирусловых (Рис. 12).

С целью оптимизации системы разработки данного участка предлагается ограничение закачки (с последующей остановкой) в пойменные скважины 3906, 3904, 3515, 3399, 3514, 3525, 3397.

РИС. 12. Район участка разведочных скважин 519Р и 1348Р





Далее, предлагается перенос фронта нагнетания, посредством создания новых очагов заводнения в пойменные скважины 3693, 3398 (528Р – решение предварительное, поскольку по скважине отсутствует каротаж). При подборе мероприятий учитывались нижеследующие данные ПГИ.

Скважина 1348Р – определение профиля приемистости от 14.07.2002 г. При общей приемистости 279 м³/сут – 70 % закачки уходит в интервал АВ₁³ (2.5 м), остальные 30 % – в двухметровый верхний интервал АВ₂¹. Причем, внутри этого интервала – основная доля закачки соответствует верхнему метровому интервалу.

Скважина 3521 – определение профиля притока и источника обводнения от 09.08.2001 г. Источник обводнения не выявлен ввиду отсутствия притока (приток ниже порога срабатывания прибора).

На следующем этапе, по мере выработки запасов, достижении предельной обводненности русловых добывающих скважин 3694, 3516, 519Р, 3519, 3520, 3521, 3522 – перевод их под закачку на АВ₁³+АВ₂. Помимо этих мероприятий – в предлагаемой программе присутствуют ПГИ по определению источника обводнения с последующими РИР, перестрелами (реперфорация), приобщениями, ГРП.

Предлагаемая программа по участку содержит 39 ГТМ по 21 скважине:

- в скважинах 3399, 3514, 3515, 3525, 3904, 3906 (пойма) – ограничение закачки (с дальнейшей остановкой);
- 3905 (пойма) – перестрел на АВ₁³+АВ₂ (2023.7–2032 м);
- в скважинах 3398, 3693 (пойма) – перевод под нагнетание АВ₁³+АВ₂;
- в скважинах 519Р (прирусло), 3516, 3694 (русло) – ПГИ на источник обводнения, по результатам – РИР, приобщение «рябчика», после выработки извлекаемых запасов (достижение предельной обводненности) – перевод под закачку на АВ₁³+АВ₂;
- 3519 (прирусло) – ПГИ на источник обводнения, по результатам – РИР, ГРП 1824-1831.6 м, после выработки извлекаемых запасов – перевод под закачку на АВ₁³+АВ₂;
- 3520 (русло) – ПГИ на источник обводнения, по результатам – РИР, ГРП 1737-1748 м, после выработки извлекаемых запасов – перевод под закачку на АВ₁³+АВ₂;
- 3521 (русло) – перестрел на АВ₁³+АВ₂ (1840-1851.5 м с ГРП), после выработки извлекаемых запасов – перевод под закачку на АВ₁³+АВ₂;
- 3522 (русло) – прежний режим, после выработки извлекаемых

запасов – перевод под закачку на АВ₁³+АВ₂;

- в скважинах 1348Р, 3397, 3523, 3528 (пойма) при достижении предельной обводненности – в пьезометр;
- 3524 (пойма) – при достижении предельной обводненности – в ППД на АВ₁³+АВ₂ (рис. 13).

Мероприятия направлены на совершенствование вскрытия пластов в скважинах (до и реперфорации, приобщения), изоляции водопритоков (РИР), повышение коэффициента охвата выработкой (бурение БС) и т.д.

Все вышесказанное необходимо использовать в комплексе с построением и актуализацией трехмерных геолого-гидродинамических моделей, которые, в свою очередь, являются основой для проектирования комплекса геолого-технологических мероприятий и мероприятий по регулированию процесса разработки. ●

Список используемой литературы

1. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. «Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения».
2. Карогодин Ю. Н. Седиментационная цикличность. – М.: Недра, 1980. – 242 с.
3. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. – М.: Высшая школа, 1971. – 637 с.
4. Муромцев В.С. «Электротермическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа». Труды ВНИГРИ, Москва, «Недра», 1994.

ПРОМАВТОНОМНОСТЬ

Кто обеспечит движение к импортозамещению



Анатолий Киреев,
генеральный директор
ООО «Югсон-Сервис»

Вопрос о возможностях импортозамещения на российском нефтегазовом рынке не теряет актуальности. И если говорить о сложившейся сегодня геополитической ситуации, то на фоне возможных санкций эти вопросы становятся более значимыми.

Энергетическая отрасль имеет важное стратегическое значение для государства. Высокая доля потребления импорта в этом направлении создает потенциальную угрозу как для национальной безопасности, так и для конкурентности российской экономики в целом.

Заявленный государством курс на импортозамещение даст возможность предприятиями производителями и разработчиками нефтепромыслового оборудования увеличить производство, расширить номенклатурный ряд продукции.

Если оценивать в целом, оборудование и технологии ООО «Югсон-Сервис», с точки зрения импортозамещения, необходимо отметить, что доля предлагаемых продукции и услуг составляет до 80% от всего производства, а по совокупности «цена-качество» имеет преимущества над зарубежными аналогами.

В качестве показательного примера можно привести такое

оборудование, как пробки мостовые ПМ и пробки мостовые заливные ПМЗ, так называемые ретейнера, пакера для гидравлического разрыва пласта 6ПМС-ЯГ, 6ПМС-Б-ЯГ. Применение ПМ и ПМЗ при ремонтно-изоляционных работ позволило повысить успешность их проведения, снизить стоимость, как с точки зрения стоимости оборудования, так и – стоимости услуг. Мы первые в России провели успешные опытно-промышленные испытания одновременно раздельной эксплуатации двух продуктивных пластов с использованием пакера 4ПМС-КВБ и насосного оборудования ЗАО «Новомет-Пермь» для ОАО «Сургутнефтегаз». Пакер 4ПМС-КВБ для эксплуатации скважин с негерметичной эксплуатационной колонной насосным оборудованием можно считать инновационным решением, не имеющим аналогов в мире по технологии герметизации силового кабеля.

тяжело, а в некоторых случаях невозможно. И многие проекты, что называется, лежат на полке, из-за невозможности их достаточного финансирования собственными силами.

Тем не менее, как показала практика нашего предприятия предыдущих лет, с поставленными задачами по разработке и тиражированию нового оборудования и технологий мы успешно справлялись.

Для запуска новых проектов, проектов более масштабных, необходима государственная поддержка, о которой сейчас много говорится, дано распоряжение правительства российской федерации об утверждении плана мероприятий «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года».

ООО «Югсон-Сервис» на протяжении всей своей деятельности занимается вопросами импортозамещения. Разработанное оборудование и технологии успешно применяются как на российском рынке, так и в ближнем зарубежье

В планах разработки числятся еще несколько актуальных проектов для нефтегазового комплекса, реализация которых требует значительных средств. Это оборудование для многостадийного ГРП, гидравлические, манжетные и композиционные пакера.

Разработка нового оборудования и технологий требует значительных затрат на опытно-конструкторские работы, создание испытательных центров, переобучение персонала, привлечение научной поддержки и т.д. И предприятиям малого бизнеса, каковым является ООО «Югсон-Сервис», реализовывать проекты по импортозамещению, учитывая вышеуказанные затраты и долгосрочность инвестиций,

На наш взгляд план мероприятий в полной мере отражает цели и задачи, реализация которых позволит нашему предприятию использовать в большей мере научно-технический потенциал, запустить проекты с «полки», повысить свой технический уровень, более гибко реагировать на требования, предъявляемые энергетическим комплексом. ●

**ООО «Югсон-Сервис»
625002, Россия, г. Тюмень,
ул. Госпаровская, 2Б
Тел.: 8(3452) 50-03-09, 59-50-50
e-mail: info@yugson.ru
www.yugson.ru • www.пакеры.рф**

БЕЗАВАРИЙНАЯ ПРОВОДКА МОРСКИХ СКВАЖИН

Для оценки термических напряжений, действующих на стенку скважины, была разработана математическая модель. При описании изменений температуры в стволе скважины с большим отходом от вертикали и в окружающих породах в ходе механического бурения, эта модель учитывает изменение геометрии ствола, а также разрывы сплошности горных пород. Какой подход предлагают ученые для повышения качества проектных решений по строительству морских протяженных скважин в сложных геолого-технических условиях?

Максим Янгазитов,
ассистент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

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

Практика бурения нефтяных и газовых скважин с большими отходами от вертикали свидетельствует о многочисленных случаях осыпей, обвалов стенок скважин, выпучивания пород и сужения стволов. Это приводит к увеличению поперечного размера ствола, образованию пробок из обвалившейся породы и заполнению отдельных интервалов ствола породой во время спуско-подъемных операций.

Как известно, при циркуляции бурового раствора в скважине изменяется температура пород, находящихся с ним в контакте. Буровой раствор, закачиваемый с поверхности, охлаждает породы в нижней части скважины, поднимающийся «горячий» буровой раствор нагревает породы в верхней части скважины,

а в затрубном пространстве существует нейтральная точка, где температура бурового раствора идентична температуре толщ горных пород [1]. В разных случаях эта нейтральная точка может находиться на участке, обсаженном трубами, на «открытом» участке и формально даже под режущей кромкой долота, в этом случае, вся скважина разогревается. Заметим, что положение этой нейтральной точки меняется в течение проводки скважины, как правило, участок расположенный выше открытой стенки, охладившийся в момент его проходки, позднее охлаждается медленнее и даже разогревается по мере углубления. Наиболее заметны изменения температуры, когда возобновляют циркуляцию после продолжительного периода отсутствия циркуляции. Эти изменения температуры могут оказать негативное влияние на устойчивость стенок по стволу.

Одна из основных проблем заключается в том, что циклические изменения температуры во время бурения скважин с большими отходами от вертикали также способствуют растрескиванию горных пород и образованию микротрещин. Как известно, в области «разрыва сплошности» происходит перераспределение напряжений в прискважинной зоне. В этом случае процесс деформации стенок скважины проявляется интенсивнее, чем в случае ненарушенных горных пород. Эти осложнения сильно влияют на продолжительность и стоимость бурения скважины, могут вызвать прихват бурильной колонны. Поэтому вопрос устойчивости стенок в скважинах с большими отходами от вертикали, по-прежнему является актуальным.

Несмотря на значительные достижения в изучении напряженно-деформированного состояния горных пород в окрестности скважин [2–4], ряд вопросов влияния термических напряжений в горном массиве на распределение текущих напряжений в непосредственной близости ствола скважины остаются не выясненными до сих пор.

В работе рассматривается оценка устойчивости ствола скважины, основанная на учете напряженного состояния горных пород и предположении, что вероятной причиной обвалов стенок скважин с большими отходами от вертикали является анизотропия деформационных и прочностных свойств, а также изменения температурного режима в скважине.

По результатам проведенного анализа теоретических, экспериментальных исследований и обобщения промыслового материала были получены решения по оценке устойчивости стенок скважины в сложных горно-геологических условиях. Методика расчета в среде Mathematica основывается на точных символьных решениях соответствующих теории термоупругости горных пород. В качестве математической модели рассматривается горная порода как квазиоднородный материал с рассеянными дефектами в виде случайным образом разноразмерных микротрещин.

Методика решения задачи в компьютерной среде Mathematica в целом представлена ниже.

Для горной породы составлены:

- зависимость между малыми деформациями и смещениями горного скелета:

$$\begin{aligned}\varepsilon_r &= \frac{\partial u}{\partial r} \\ \varepsilon_\theta &= \frac{u}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \vartheta}{\partial \theta} \\ \varepsilon_z &= \frac{\partial w}{\partial z}\end{aligned}\quad (1)$$

- зависимость между напряжениями и деформациями (Закон Гука):

$$\sigma_{ij} = \lambda \delta_{ij} \varepsilon_{vol} + 2G \varepsilon_{ij} + 3\alpha_T K (T_w - T_0) \delta_{ij} \quad (2)$$

- уравнения равновесия твердого скелета в цилиндрических координатах:

$$\frac{d^2 u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} + \frac{\alpha}{\lambda_{fr} + 2G_{fr}} \frac{d(T_w - T_0)}{dr} = 0 \quad (3)$$

$$\alpha = 3K\alpha_T = \frac{E}{1-2\nu} \alpha_T$$

- граничные условия:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= p_w, \quad r = R_w \\ \sigma_r &= \sigma_{r0}, \quad r = R_0\end{aligned}\quad (4)$$

- критерий прочности Отто Мора:

$$f = tg\varphi = \frac{d\tau_{nt}}{d\sigma_n} = \frac{\tau_{nt}}{\sigma_n + \sigma_0} = Const \quad (5)$$

В результате символьного решения системы (1–5) получены конечные формулы:

- напряжений для горной породы:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= p_w \\ \sigma_\theta &= \sigma_h \cos^2(a) + \cos^2(i) \sigma_H \cos^2(a) - p_w + \frac{E(T_0 - T_w) \alpha_T}{\nu - 1} + \\ &\cos^2(i) \sin^2(a) \sigma_h - 2\cos(i) \sin(2a) \sin(2\theta) (\sigma_h - \sigma_H) + \sin^2(a) \sigma_H + \\ &\sin^2(i) \sigma_v - 2\cos(2\theta) (\sigma_v \sin^2(i) + (\cos^2(i) \sin^2(a) - \cos^2(a)) \sigma_h + \\ &(\cos^2(a) \cos^2(i) - \sin^2(a)) \sigma_H)\end{aligned}\quad (6)$$

$$\begin{aligned}\sigma_z &= \sigma_v \cos^2(i) + \frac{E(T_0 - T_w) \alpha_T}{\nu - 1} + \sin^2(a) \sin^2(i) \sigma_h + \cos^2(a) \sin^2(i) \sigma_H - \\ &\nu(2\cos(i) \sin(2a) \sin(2\theta) (\sigma_h - \sigma_H) + 2\cos(2\theta) (\sigma_v \sin^2(i) + (\cos^2(i) \sin^2(a) - \\ &\cos^2(a)) \sigma_h + (\cos^2(a) \cos^2(i) - \sin^2(a)) \sigma_H))\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\tau_{\theta z} &= 2(\cos(\theta) (\cos(a) \sin(a) \sin(i) \sigma_h - \cos(a) \sin(a) \sin(i) \sigma_H) - \\ &\sin(\theta) (\cos(i) \sin(i) \sigma_H \cos^2(a) + \cos(i) \sin^2(a) \sin(i) \sigma_h - \cos(i) \sin(i) \sigma_v))\end{aligned}$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$$

- критерий прочности горной породы:

$$\tau_{nt} = \tau_0 \psi \left(\frac{\sigma_n}{\sigma_0 \psi_0} + 1 \right)^{\alpha \psi} \left(\frac{\sigma_n}{\sigma_0 \psi_0} + 1 \right)^{\alpha_s \omega_s} \quad (7)$$

В формулах введены следующие обозначения:

u – радиальные смещения в горной матрице;
 r – текущая радиальная координата;
 σ_{ij} – напряжение в направлении ij ;
 λ, λ_{fr} – постоянные Лямэ;
 δ_{ij} – символ Кронекера;
 ε_{vol} – относительная объемная деформация;
 G, G_{fr} – модуль упругости второго рода (модуль сдвига);
 ε_{ij} – деформация;
 α_T – коэффициент линейного температурного расширения породы;

K – модуль объемной деформации;
 T_w – температура в стволе скважины;
 T_0 – температура в горном скелете;
 E – модуль упругости (модуль Юнга);
 ν – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона);
 p_f – пластовое давление;
 p_w – давление в скважине;
 R_w – радиус скважины;
 R_0 – внешний радиус;
 σ_{r0} – радиальное напряжение на внешнем радиусе;



$\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$ – радиальные, тангенциальные и осевые напряжения;

σ_H, σ_h – максимальные и минимальные горизонтальные напряжения;

σ_v – вертикальные напряжения в горной породе;

α, i – азимутальный и зенитный угол;

θ – полярный угол;

α_s – параметр хрупкости на берегах сомкнутых трещин;

σ_0 – когезия разрыва;

σ_n – нормальное напряжение;

τ_0 – когезия сдвига;

τ_{nt} – касательное напряжение;

α – параметр хрупкости;

ψ – сплошность;

ψ_s – неповрежденные участки материала от сдвига;

ψ_0 – неповрежденные участки материала от разрыва;

w_0 – поврежденные участки материала от трещин типа разрыв;

w_s – поврежденные участки материала от трещин типа сдвиг.

Как отмечено ранее, обрушения пород, часто наблюдаемые в верхней части открытого ствола объясняются эффектом нагрева ствола горячим буровым раствором, поднимающимся с забоя скважины. В соответствии с уравнениями (6) возрастание температуры влияет на устойчивость стенок ствола через увеличения кольцевых напряжений на стенке скважины, а также приводит к ослаблению породы из-за уменьшения трения между зернами. Так как коэффициент расширения воды больше, чем у горных пород, поэтому при повышении температуры жидкость в порах будет расширяться быстрее, чем скелет породы. В результате возрастает поровое давление и уменьшается эффективное напряжение в скелете. Увеличение порового давления приводит к уменьшению разности давлений на стенке ствола и, соответственно, уменьшению радиальных напряжений и возрастанию сжимающих кольцевых напряжений, а также к дальнейшему расхождению друг от друга зерен в скелете горной породы. В результате, чего уменьшается сила трения между зернами, прочность породы снижается, объем жидкости в поровом пространстве увеличивается, улучшается смазка и происходит разрушение цементирующей связи в горной породе.

РИС. 1. График радиальных напряжений в горной породе при изменении температуры 62,5°C – 79,6°C

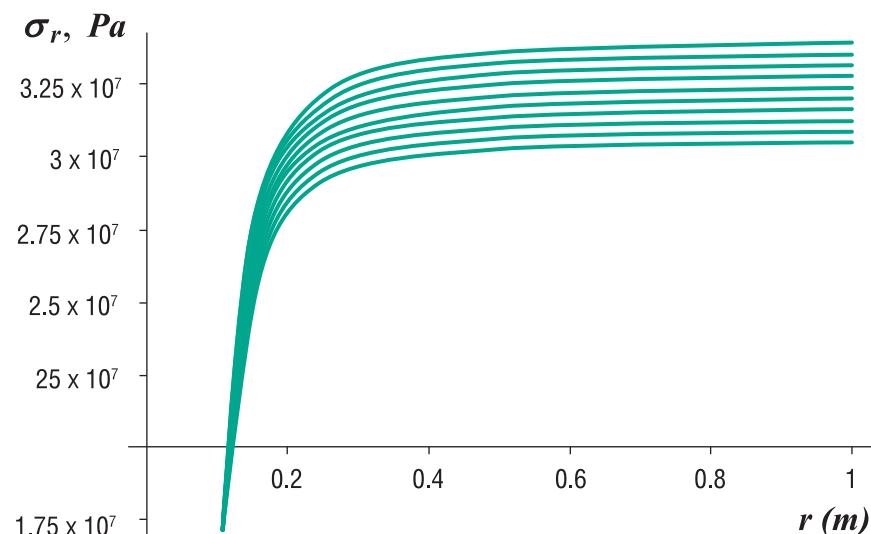


РИС. 2. График кольцевых напряжений в горной породе при изменении температуры 62,5°C – 79,6°C

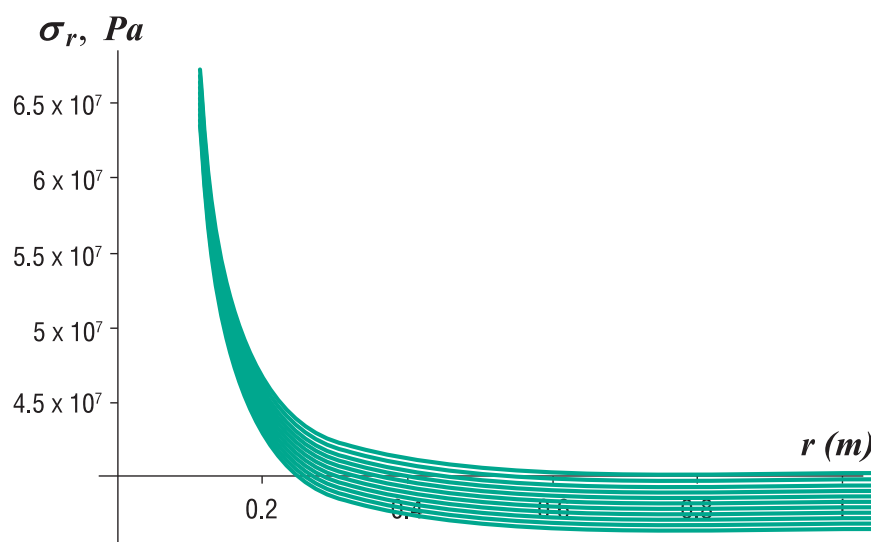
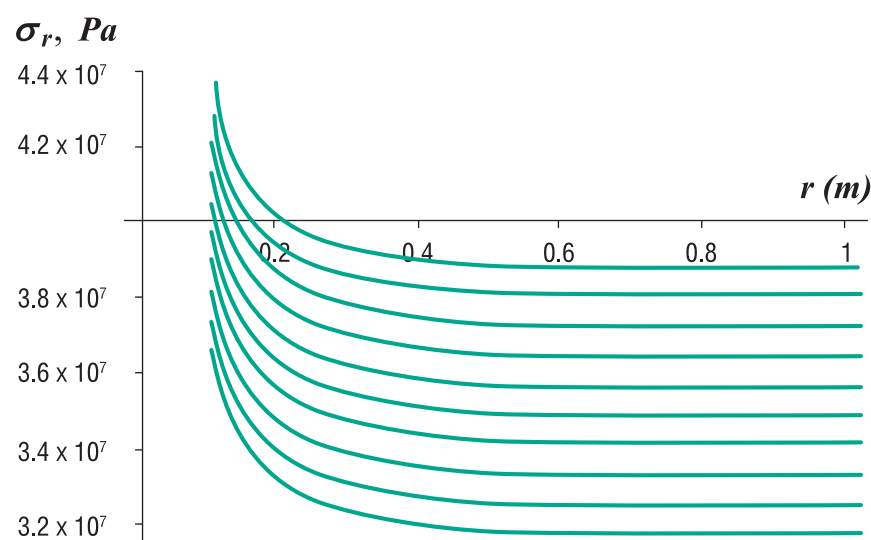


РИС. 3. График осевых напряжений в горной породе при изменении температуры 62,5°C – 79,6°C



При циркуляции бурового раствора температура стенок ствола в нижней части скважины окажется ниже начальной температуры горной породы, а это, согласно уравнениям (6), приводит к обратному эффекту: жидкость в порах сжимается быстрее, чем скелет горных пород. В результате чего возрастает эффективное напряжение в скелете и разность давлений на стенках скважины. В этом случае порода на стенках скважины временно окажется устойчивой. Если циркуляцию бурового раствора на несколько часов приостановить, стенки скважины нагреются, тангенциальное и осевое напряжение возрастут, и может произойти разрыв породы. Такой тип разрушения с задержкой во времени часто наблюдается в нижней части открытого ствола скважины, например, после проведения геофизических исследований.

Несмотря на сложный вид полученных уравнений (6–7) устойчивости стенок ствола скважины, их использование не представляет труда и находится в компетенции инженера.

Термоупругие напряжения вокруг скважины с учетом внутренней конвекции рассматриваются на примере Пильтун-Астохского месторождения, расположенного на шельфе Охотского моря. При бурении скважин наблюдаются осыпи и обвалы стенок в глинах и алевролитах, особенно в интервале 876-2337 м.

В результате проведенных исследований получены зависимости изменения напряжений при изменении температуры в диапазоне 62,5 °C – 79,6 °C.

Из представленной эпюры (рис. 2) видно, кольцевые напряжения в горной породе являются растягивающими и фактически являются разрывными, т.е. такими которые приводят к разрушению горных пород.

Оценка термических напряжений (рис. 1, 2, 3) показывает, что они в существующих термических режимах скважин представляют большую величину, действие которой совместно с остальными действующими механическими силами может ускорить процесс возникновения предельного состояния горных пород около ствола.

Как видно из графиков (рис. 4, 5, 6) с ростом зенитного угла скважины

РИС. 4. Распределения тангенциальных напряжений в зависимости от полярного угла в радианах, для различных зенитных углов ствола скважины (0-90 град)

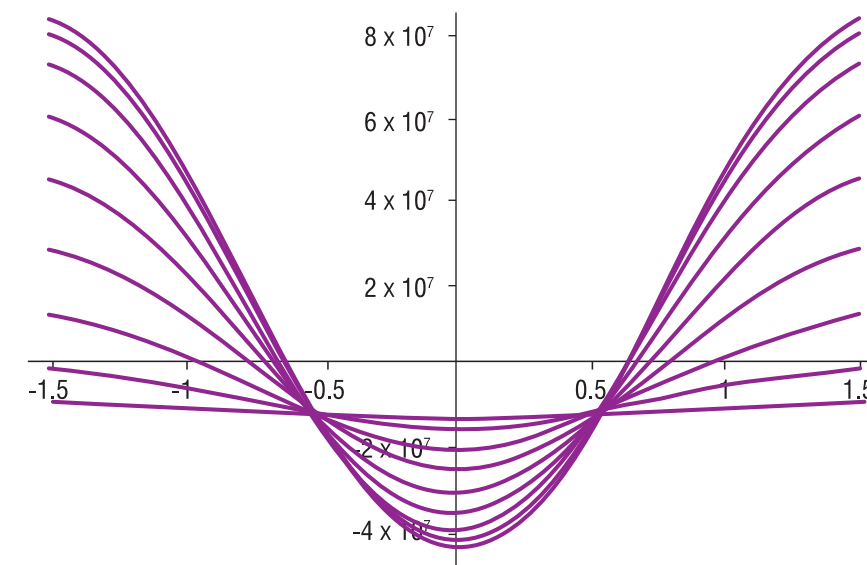


РИС. 5. Распределения осевых напряжений в зависимости от полярного угла в радианах, для различных зенитных углов ствола скважины (0-90 град)

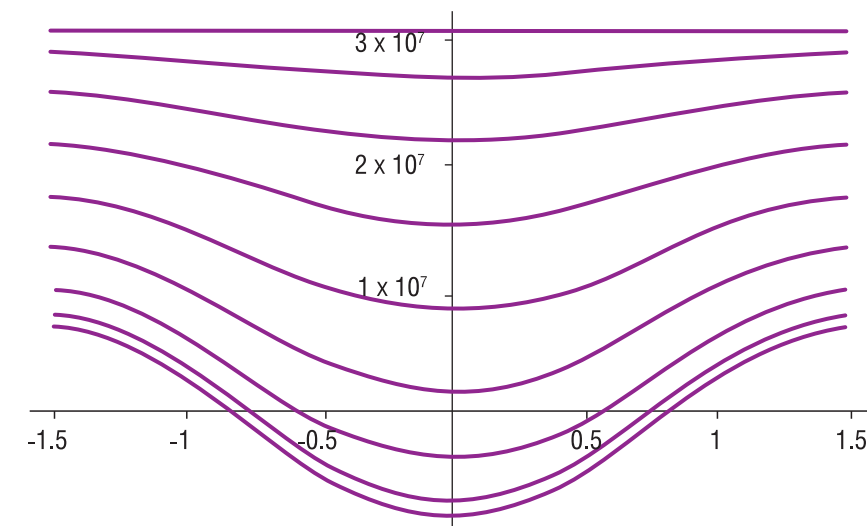


РИС. 6. Распределения касательных напряжений в зависимости от полярного угла в радианах, для различных зенитных углов ствола скважины (0-90 град)

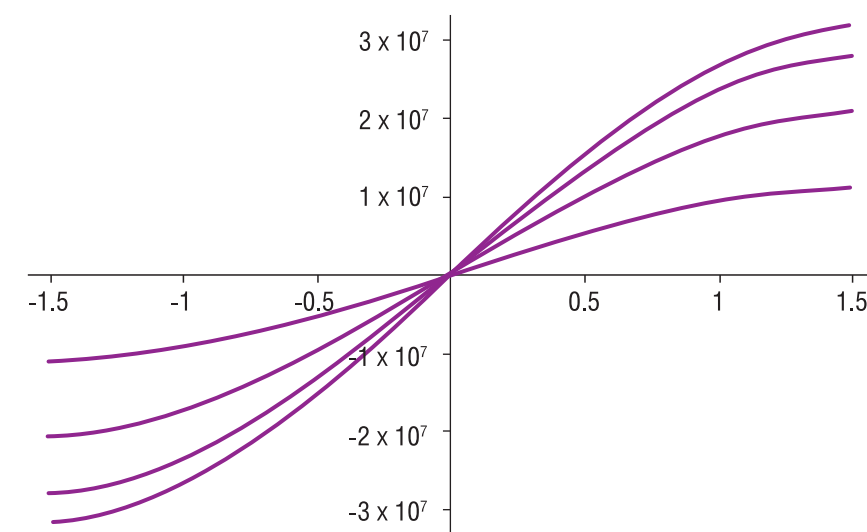
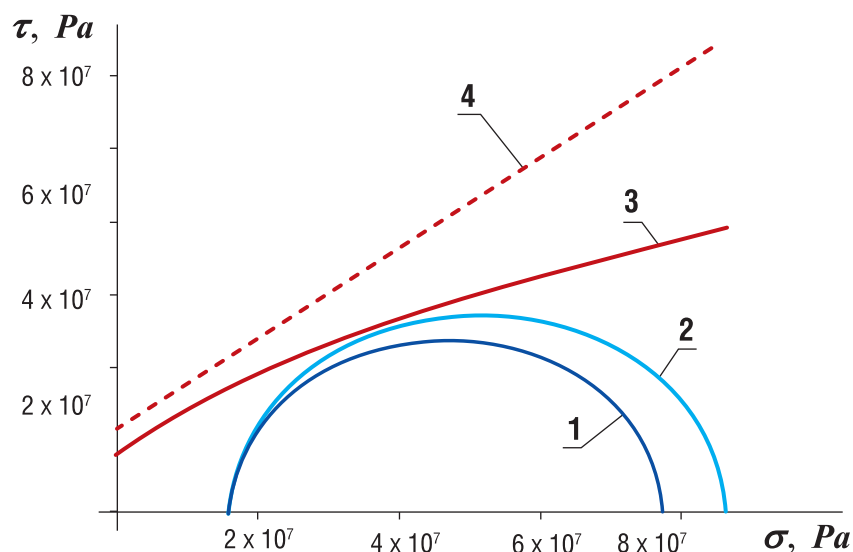


РИС. 7. Паспорт прочности алевролита с учетом трещиноватости массива (сплошная линия) и без учета (пунктирная линия)



1 – огибающий предельный круг напряжения без учета температуры;
2 – огибающий предельный круг напряжения с учетом температуры;
3 – предельная поверхность с учетом трещиноватости массива горной породы;
4 – предельная поверхность без учета трещиноватости массива горной породы

не только увеличивается величина максимума напряжений, но также увеличивается и размер области, в которой действуют высокие напряжения. Поэтому, процесс разрушения, возникший при некотором угле ствола скважины в узкой области, по мере увеличения зенитного угла расширяется, захватывая все более широкую область, пока не наступает потеря устойчивости стенок скважины. При этом, увеличение зенитного угла скважины до $62^\circ \div 67^\circ$, особенно в условиях, когда весь бурильный инструмент ложится на нижнюю стенку скважины, потеря устойчивости ствола может способствовать прихвату инструмента.

Влияние температуры на устойчивость стенок стола скважины оценивается из соотношения, учитывающего, что в материале на дефектах сдвига, в результате сложных физических, термохимических и электрических явлений возникает не только «сухое», но и «жидкостное» трение, а также из предположения, что промежуточный компонента тензора напряжений не влияет на прочность материала, а предельное состояние возникает на площадках, которые всегда проходят через направление промежуточного главного напряжения. При этом, если на некоторой площадке тела

с нормалью, на которой действует нормальное и касательное напряжение возникает предельное состояние в виде неупругого сдвига (скольжения), то предельное значение касательного напряжения зависит от нормального напряжения на площадке [5].

Уравнение (7) является критерием устойчивости стенок ствола скважины с большим отходом от вертикали и описывает прочностные свойства горных пород с любым сочетанием открытых и закрытых трещин горных пород.

Влияние температуры проиллюстрируем графически с помощью огибающих предельных кругов напряжения с учетом температуры (синий график), без учета температуры (черный график) и проследим, как изменяется паспорт прочности алевролита, если в нем не учитывается (пунктирная линия) и учитывается трещиноватость (сплошная линия) (рис. 7).

Из паспорта прочности видно (рис. 7), что в микродефектном массиве горной породы предельная поверхность является нелинейной функцией, которая приближает паспорт прочности к осям координат диаграммы, что приводит к значительному снижению прочности горных пород. Полученные решения показывают, что для напряженно-

деформированного состояния горного скелета из-за разности температур и их градиентов в промывочной жидкости в скважине и породе приводит к потере устойчивости стенок ствола скважины. А именно повышение температуры приводит к потере устойчивости стенок ствола скважины, вследствие увеличения кольцевых напряжений на стенке скважины, а снижение температуры приводит к повышению устойчивости стенок скважины, однако из-за возрастания разности давлений возможны поглощения. Анализ паспорта также показал, что при низких значениях плотности бурового раствора ствол скважины может быть стабилизирован посредством приложения охлаждающего градиента температуры бурового раствора.

Теоретическое приложение термических напряжений к изучению устойчивости ствола скважины показало, что этот эффект оказывает непосредственное влияние на поведение пород на стенке скважины. Температура бурового раствора представляет собой параметр бурения, которым обычно пренебрегают. В настоящее время этот параметр контролируют лишь по явным внешним причинам (ММП, бурение в геотермальных зонах). Температуру бурового раствора следует рассматривать как важный параметр, определяющий процесс бурения, который частично можно регулировать. Необходимо не только понимать и объяснять последствия тепловых эффектов, но и учитывать их в проектных решениях, а также при возникновении вероятности развития неустойчивости пород в уже пробуренном стволе скважины. ●

Литература

1. Мори В., Фурментро Д. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. – М.: Мир, 1994. – 416 с., ил.
2. Сеид-Рза М.К., Исмаилов Ш.И., Орман Л.М. Устойчивость стенок скважин. М., Недра, 1981. – с. 175.
3. Грей, Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985.
4. Fjer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Developments in petroleum science 53, Vol. 515.
5. Литвинский Г.Г. Аналитическая теория прочности горных пород и массивов. – Монография / ДонГТУ. – Донецк: Норд-Пресс, 2008. – 207 с.
6. Дьяконов В. Mathematics 4: учебный курс. – СПб.: Питер, 2001. – 656 с.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–3 октября

**Арктическая
Нефтегазовая
Неделя:**

**III Международная
Конференция
«Нефть И Газ
Тимано-Печоры
и Баренцева моря»**

**III Международная
Конференция
«Северный
морской путь:
нефтегазовая
логистика Арктики»**

**Международная
Конференция**

**«Экологическая
и промышленная
безопасность
Арктики»**

**IV Международная
Конференция
«Нефть и газ
Ямала и Карского
моря»**

Москва

ОКТАБРЬ

П	6	13	20	27	
В	7	14	21	28	
С	1	8	15	22	29
Ч	2	9	16	23	30
П	3	10	17	24	31
С	4	11	18	25	
В	5	12	19	26	

7–9 октября

**XIV Международная
специализированная выставка
Передовые
Технологии
Автоматизации.
ПТА-2014**

Москва, ЦВК «Экспоцентр»,
павильон 5

7–10 октября

**XVIII Международная
Специализированная Выставка
газовой промышленности
и технических средств
для газового хозяйства**

«РОС-ГАЗ-ЭКСПО»

Санкт-Петербург

14–16 октября

**5-ая Российская
техническая
нефтегазовая
конференция
и выставка SPE по
разведке и добыче**

ВВЦ, пав. 75

28–31 октября

**13-я Международная
выставка
«Насосы.
Компрессоры.
Арматура. Приводы
и двигатели»**

Москва, Экспоцентр, 7 павильон

29–31 октября

**15-я Международная научно-
практическая конференция
«Колтюбинговые
технологии, ГРП,
внутрискважинные
работы»**

Москва, гостиница «Аэростар»

АНАТОМИЯ СКВАЖИНЫ

Учет эквивалентной циркуляционной плотности при построении совмещенного графика давлений для скважин с наклонными и горизонтальными участками ствола

Евгений Леонов,
РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина
д.т.н., профессор

Дмитрий Федин,
РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина
Аспирант

Выбор конструкции скважины основан на анализе совмещенного графика давлений, при составлении которого геологический разрез разделяют на интервалы с технологически совместимыми и несовместимыми условиями бурения в первую очередь по пластовым (поровым) давлениям и давлениям начала поглощения. Несовместимые интервалы разобцают обсадными колоннами [1]. Принятая методика выделения интервалов [1–6 и др.] имеет два пробела: 1) графики изменения параметров (давления начала поглощения P_n и пластового (порового) давления $P_{пл}$), определяющих границы возможных давлений P_c рабочих жидкостей в стволе, строят в зависимости от глубины скважины H (по вертикали), а не от ее длины L (по стволу). Проекция характеристик наклонного участка на вертикаль оказываются сжатыми и, поэтому, малоинформативными, а горизонтального – отображаются лишь отдельными точками; 2) давление жидкости в стволе P_c рассматривается лишь как гидростатическое.

В настоящей статье показано, что для скважин, особенно с большим отклонением забоя от вертикали, совмещенный график давлений следует строить в зависимости от длины траектории скважины L . Давление жидкости P_c в стволе рассматривать не только с учетом гидростатической, но и гидродинамических составляющих.

Для предотвращения поглощений эквивалентную циркуляционную плотность рабочей жидкости $\rho_э$, учитывающую все составляющие давления, рассчитывать по наибольшему давлению $max P_c$, которое может возникнуть в открытом стволе при различных технологических операциях бурения и крепления скважины. При этом рабочая жидкость не должна приводить к осложнениям в первую очередь к поглощениям и проявлениям, неустойчивости пород в стенках скважины, ухудшению проницаемости продуктивного пласта. Вышеперечисленные условия можно представить в виде неравенств [4]:

$$\begin{cases} k_{эпл} P_{пл} \leq P_c \leq k_{эп} P_n; & (1) \\ \vartheta_\phi < \vartheta_d; & (2) \\ ОП \rightarrow max, & (3) \end{cases}$$

где P_c , $P_{пл}$, P_n – давление в скважине, пластовое и начала поглощения;

$k_{эпл} \geq 1,0$ и $k_{эп} \leq 1,0$ – коэффициенты запаса давления в скважине над пластовым давлением и давлением начала поглощения;

ϑ_ϕ , ϑ_d – фактическая и технологически допустимая скорости кавернообразования или сужения, характеризующие хрупкое или пластическое разрушение пород стенок скважины;

ОП – относительная продуктивность, равная отношению фактической продуктивности к естественной.

Неравенство (1) также можно записать в безразмерном виде

$$k_{эпл} k_a \leq \rho_э \leq k_{эп} k_n, \quad (4)$$

где $k_a = P_{пл}/(\rho_в g H)$ – коэффициент аномальности пластового давления;

$\rho_в$ – плотность воды; g – ускорение свободного падения;

H – глубина скважины (по вертикали);

$\rho_э = P_c/(\rho_в g H)$ – эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), которая только в статических условиях становится равной

относительной плотности $\rho_o = \rho/\rho_в$;

ρ – плотность бурового раствора без шлама;

$k_n = P_n/(\rho_в g H)$ – индекс давления поглощения.

В выражении (1) давление в скважине P_c можно представить как сумму гидростатического давления $P_{ст}$, потерь давления на трение $P_{тр}$, от местных сопротивлений P_m и сил инерции P_i [7]:

$$P_c = P_{ст} + P_{тр} + P_m + P_i, \quad (5)$$

где

$$P_{ст} = \rho_{см} g H; \quad (6)$$

$$P_{тр} = \lambda \rho_{см} \vartheta_{кп}^2 L / (2 d_r); \quad (7)$$

$$P_m = L [(d_c^2 - d_{бт}^2) / (d_c^2 - d_3^2) - 1]^2 \rho_{см} \vartheta_{кп}^2 / L_{бт}; \quad (8)$$

$$P_i = k_n \rho_{см} (d \vartheta_{кп} / dt) L; \quad (9)$$

$\rho_{см} = \rho + \varphi(\rho_{ш} - \rho)$ – плотность бурового раствора с учетом концентрации шлама;

$\rho_{ш}$, ρ – плотности шлама и бурового раствора без шлама;

φ – объемное содержание шлама в растворе;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, зависящий от режима течения жидкости;

$\vartheta_{кп}$ – скорость потока жидкости в кольцевом пространстве (КП);

L – длина скважины (по стволу);

$d_r = d_c - d_{бт}$ – гидравлический диаметр;

d_c – диаметр скважины;

$d_{бт}$ – наружный диаметр бурильных труб;

d_3 – диаметр замков бурильных труб;

$L_{бт}$ – средняя длина бурильной трубы;

k_n – корректирующий коэффициент.

В системе уравнений (1)–(3) первое неравенство в размерном (1) или безразмерном (4) виде является основным при разделении толщ

пород на участки с технологически совместимыми условиями бурения. Используя это соотношение, выбирается предварительный вариант конструкции скважины. Окончательный уточненный вариант определяется при помощи неравенств (2) и (3).

Рассмотрим подробнее неравенство (1). Следует отметить, что давление в КП скважины P_c в этом выражении необходимо принимать равным максимальному давлению при различных технологических операциях бурения и крепления скважины: промывке, спускоподъемных операциях, пуске насосов, цементировании и т.д.

Приведем пример расчета для одной из часто встречающихся технологических операций, а именно для случая формирования давления в КП скважины при стационарной промывке, когда инерционное давление P_i равно нулю. Левую часть неравенства (1) находят исходя из правил [6] путем подбора плотности бурового раствора, обеспечивающей требуемое превышение гидростатического давления в скважине над пластовым давлением при отсутствии циркуляции.

Чтобы определить максимально возможную длину выхода открытым стволом из-под башмака спущенной последней обсадной колонны приравняем в (1) давление в скважине к давлению начала поглощения с учетом коэффициента безопасности $k_{эп}$

$$P_c = k_{эп} P_n. \quad (10)$$

Значения P_c и P_n в уравнении (10) можно представить в виде

$$\begin{aligned} P_c &= P_{c(i)} + P_{c(i+1)}; \\ P_n &= P_{n(i)} + P_{n(i+1)}, \end{aligned} \quad (11)$$

где $i = 1, 2, 3 \dots n$ – номер интервала, тогда

$$P_{c(i)} + P_{c(i+1)} = k_{эп} (P_{n(i)} + P_{n(i+1)})$$

или

$$P_{c(i+1)} - k_{эп} P_{n(i+1)} = k_{эп} P_{n(i)} - P_{c(i)}. \quad (12)$$

Подставляя значения из формул (6)–(8), получим

$$\begin{aligned} \text{Так как } P_n &= k_n \rho_в g H \text{ и} \\ H_{(i+1)} &= L_{(i+1)} \cos(\alpha_{(i+1)}), \text{ где} \\ \alpha_{(i+1)} &\text{ – зенитный угол скважины,} \\ \text{получим выражение для длины} \\ \text{открытого ствола} \end{aligned} \quad (13)$$

Формула (13) справедлива для участков с постоянным зенитным углом.

Длина и глубина интервала набора угла с постоянной интенсивностью вычисляются с помощью известных значений интенсивности и радиуса искривления

$$\begin{aligned} L_{\text{набора угла}} &= (\alpha_k - \alpha_n) / I; \\ H_{\text{набора угла}} &= \\ 2R \sin\left(\frac{\alpha_k - \alpha_n}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha_k + \alpha_n}{2}\right), \end{aligned}$$

где α_n , α_k – начальный и конечный зенитный угол; I – интенсивность набора угла; R – радиус искривления.

В частном случае для вертикальной скважины, когда $\cos(\alpha_{(i+1)}) = 1$, уравнение (13) примет вид

$$\begin{aligned} & \quad \quad \quad (14) \\ \text{Для горизонтального участка} \\ \text{скважины, когда } \cos(\alpha_{(i+1)}) &= 0, \\ & \quad \quad \quad (15) \end{aligned}$$

Если при выделении интервалов с совместимыми условиями бурения использовать только гидростатическое давление в скважине, уравнение (13) сводится к виду

$$L_{(i+1)} = \frac{k_{эп} P_{n(i)} - \rho_{см} g H_{(i)}}{\rho_{см} g \cos(\alpha_{(i+1)})}. \quad (16)$$

В формулах (13)–(15) все величины известны за исключением коэффициента гидравлических сопротивлений, который зависит от режима течения и определяется критическим значением для расхода бурового раствора

$$Q_{кр} = 25 F_{кп} \sqrt{\tau_0 / \rho}, \quad (17)$$

где $F_{кп}$ – площадь поперечного сечения КП; τ_0 – динамическое напряжение сдвига.

Если $Q < Q_{кр}$, то режим течения ламинарный и коэффициент гидравлических сопротивлений λ_L рассчитывается по формуле

$$\lambda_L = \frac{8 \tau_0}{\beta_{кп} \rho \vartheta_{кп}^2}, \quad (18)$$

где $\beta_{кп}$ – коэффициент, определяемый по формулам

$$\begin{aligned} \beta_{кп} &= 1 - 4(\sqrt{1,2 + 0,5 S e_{кп}} - 1) / S e_{кп} \\ &\text{при } S e_{кп} \geq 10; \\ \beta_{кп} &= S e_{кп} / (12 + 1,3 S e_{кп}) \\ &\text{при } S e_{кп} < 10; \end{aligned} \quad (19)$$

$$S e_{кп} = \tau_0 d_r / (\vartheta_{кп} \eta), \quad (20)$$

где η – пластическая вязкость.

Если же $Q \geq Q_{кр}$, то режим течения турбулентный и коэффициент гидравлических сопротивлений λ_T находится по формуле

$$\lambda_T = 0,107 \left(\frac{1,46 k_{экв}}{d_c} + \frac{100}{Re} \right)^{0,25}, \quad (21)$$

где $Re = \vartheta_{кп} d_r \rho / \eta$ – число Рейнольдса; $k_{экв}$ – эквивалентная шероховатость стенок скважины. Для стенок обсаженных участков КП $k_{экв} = 3 \cdot 10^{-4}$ м, а для необсаженных $k_{экв} = 3 \cdot 10^{-3}$ м.

Преимущество применение уравнений (13)–(15) по сравнению с распространенной гидростатической постановкой проиллюстрируем для пятиинтервальной скважины с горизонтальным окончанием **на тестовом числовом примере**, в котором требуется уточнить длину открытого ствола, предусмотренную проектом разработки месторождения, исключая поглощение при промывке.

Исходные данные. Согласно проекту разработки траектория скважины запроектирована длиной $L = 6670$ м и глубиной по вертикали $H = 1574$ м (см. рис.1,

$$\begin{aligned} & \rho_{см} g H_{(i+1)} + \frac{\lambda_{(i+1)} \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2 L_{(i+1)}}{2 d_{r(i+1)}} + \frac{L_{(i+1)} \left[\frac{(d_{c(i+1)}^2 - d_{бт}^2)}{(d_{c(i+1)}^2 - d_3^2)} - 1 \right]^2 \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{L_{бт}} - k_{эп} P_{n(i+1)} = k_{эп} P_{n(i)} - P_{c(i)} \\ & L_{(i+1)} = \frac{k_{эп} P_{n(i)} - P_{c(i)}}{\left[\rho_{см} g \cos(\alpha_{(i+1)}) + \frac{\lambda_{(i+1)} \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{2 d_{r(i+1)}} + \frac{[(d_{c(i+1)}^2 - d_{бт}^2) / (d_{c(i+1)}^2 - d_3^2) - 1]^2 \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{L_{бт}} - k_{эп} k_n \rho_в g \cos(\alpha_{(i+1)}) \right]} \quad (13) \\ & L_{(i+1)} = \frac{k_{эп} P_{n(i)} - P_{c(i)}}{\left[\rho_{см} g + \frac{\lambda_{(i+1)} \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{2 d_{r(i+1)}} + \frac{[(d_{c(i+1)}^2 - d_{бт}^2) / (d_{c(i+1)}^2 - d_3^2) - 1]^2 \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{L_{бт}} - k_{эп} k_n \rho_в g \right]} \quad (14) \\ & L_{(i+1)} = \frac{k_{эп} P_{n(i)} - P_{c(i)}}{\left[\frac{\lambda_{(i+1)} \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{2 d_{r(i+1)}} + \frac{[(d_{c(i+1)}^2 - d_{бт}^2) / (d_{c(i+1)}^2 - d_3^2) - 1]^2 \rho_{см} \vartheta_{кп(i+1)}^2}{L_{бт}} \right]} \quad (15) \end{aligned}$$

ТАБЛИЦА 1. Длина и высота интервалов скважины

№ п/п	Интервал	Длина L, м		Высота H, м	
		интервала	суммарная	интервала	суммарная
1	вертикальный	400	400	400	400
2	набора угла	450	850	405	805
3	наклонный	850	1700	601	1406
4	набора угла	450	2150	168	1574
5	горизонтальный	4520	5500	0	1574

РИС.1. Профиль пятиинтервальной скважины

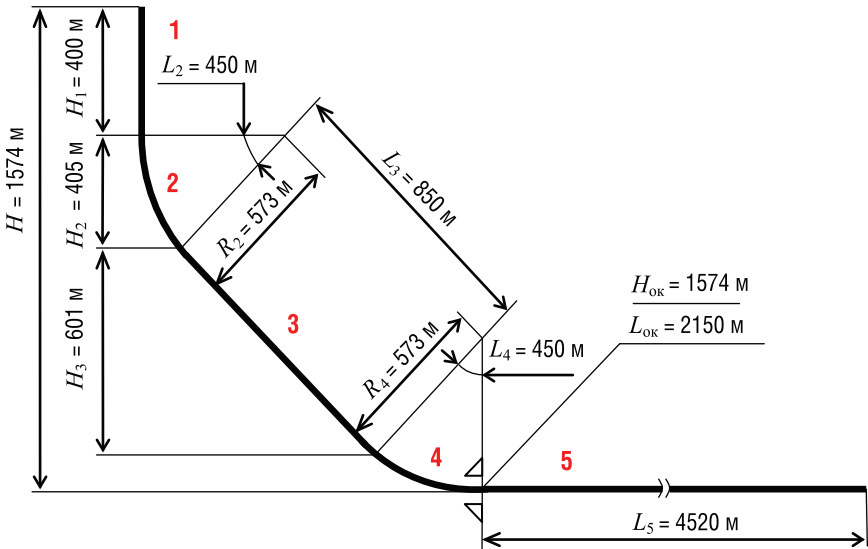


табл.1); ствол до продуктивного горизонта обсаживается колонной с внутренним диаметром $d_{вн,ок} = 0,2553$ м и длиной $L_4 = 2150$ м. Проектная длина открытого ствола $L_{ок} = 4520$ м. Начало горизонтального интервала 5 соответствует длине по стволу $L_4 = 2150$ м и глубине $H_4 = 1574$ м. Интервалы 2 и 4 выполняются с набором угла с интенсивностью 0,1 град/м и радиусом $R = 573$ м.

Для разбуривания 5-го интервала предусмотрена бурильная колонна, которая состоит из долота диаметром $d_d = 0,2445$ м, бурильных труб диаметром $d_{бт} = 0,127$ м и длиной $L_{бт} = 2100...6620$ м с диаметром замков $d_3 = 0,17$ м, УБТ диаметром $d_{убт} = 0,1778$ м и длиной $L_{убт} = 50$ м, установленных на вертикальном участке в интервале 350...400 м. Средняя длина бурильных труб $L_{бт} = 12$ м. Коэффициент кавернозности открытого ствола $k_{кав} = 1,1$, диаметр открытого ствола с учетом кавернозности $d_c = 0,2564$ м. Промывка скважины осуществляется буровым раствором, соответствующим

модели ВПЖ, плотностью $\rho = 1200$ кг/м³, реологическими свойствами $\tau_0 = 12$ Па, $\eta = 0,02$ Па·с. Объемное содержание шлама в растворе $\varphi = 0,05$, плотность шлама $\rho_{ш} = 2600$ кг/м³, плотность раствора с учетом шлама $\rho_{см} = 1233$ кг/м³. Подача насосов $Q = 0,03$ м³/с. Коэффициенты запаса $k_{зпл} = 1,05$ и $k_{зп} = 0,9$. Коэффициент аномальности пластового давления $k_a = 1,1$ и индекс давления поглощения $k_{п} = 1,6$.

В нашем примере рассмотрен распространенный частный случай с постоянными коэффициентом k_a и индексом $k_{п}$ вдоль всего горизонтального участка. С учетом данных по соседним ранее пробуренным скважинам принято, что значение индекса

ТАБЛИЦА 2. Давление, относительная и эквивалентная плотности жидкости у башмака ОК

Давление в КП $P_{сф}$, МПа	Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	Давление начала поглощения $P_{п4}$, МПа	Относительная плотность $\rho_{о4}$	ЭЦП $\rho_{э4}$
20,14	16,99	24,71	1,23	1,30

$k_{п}$ рассчитано правильно лишь по величине давления $P_{п}$ в начале горизонтального участка, найденного при опрессовке цементного стакана под башмаком последней 273 мм обсадной колонны. В общем случае индекс $k_{п}$ может существенно изменяться на протяжении горизонтального участка, иногда длиной несколько тысяч метров. Поэтому для построения более достоверной кривой распределения индекса $k_{п} = k_{п}(L)$ следует разработать специальный регламент детальных измерений давлений начала поглощения $P_{п} = P_{п}(L)$ вдоль всего горизонтального участка. Без тщательно обоснованной границы индекса $k_{п}$ возможны дорогостоящие ошибки от неверного выбора траектории горизонтального участка.

Расчетные значения давлений у башмака последней ОК приведены в табл. 2

Расчет возможной длины горизонтального ствола производим по формуле (15).

Предварительно найдем:

1. Площадь поперечного сечения

$$F_{кп5} = 3,14 \cdot (0,2564^2 - 0,127^2)/4 = 0,039 \text{ м}^2.$$

2. Критический расход рассчитаем по формуле (17)

$$Q_{кр5} = 25 \cdot 0,039 \cdot \sqrt{12/1233} = 0,096 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Поскольку $Q = 0,03 \text{ м}^3/\text{с} < Q_{кр5} = 0,096 \text{ м}^3/\text{с}$, то режим течения ламинарный.

3. Гидравлический диаметр

$$d_{г5} = 0,2564 - 0,127 = 0,1294 \text{ м}$$

4. Скорость потока в КП

$$v_{кп5} = 0,03/0,039 = 0,77 \text{ м/с}$$

5. Число Сен-Венана по формуле (20)

$$Se_{кп5} = 12 \cdot 0,1294/(0,77 \cdot 0,02) = 100,8 > 10,0.$$

ТАБЛИЦА 3. Результаты промежуточных и основных расчетов

Параметр	Номер формулы	Интервал 1 (вертикальный) СБТ	Интервал 1 (вертикальный) УБТ	Интервал 2 (набора угла)	Интервал 3 (наклонный)	Интервал 4 (набора угла)	Интервал 5 (горизонтальный)
Площадь поперечного сечения $F_{\text{кп}}$, м ²		0,039	0,026	0,039			0,039
Расход Q , м ³ /с		0,030					
Критический расход $Q_{\text{кр}}$, м ³ /с	17	0,096	0,064	0,096			0,094
Гидравлический диаметр $d_{\text{г}}$, м		0,1283	0,0775	0,1283			0,1294
Скорость потока в КП $v_{\text{кп}}$, м/с		0,77	1,15	0,77			0,77
Число Сен-Венана $Se_{\text{кп}}$	20	100,0	40,4	100,0			100,8
Коэффициент $\beta_{\text{кп}}$	19	0,754	0,641	0,754			0,755
Коэффициент гидравлических сопротивлений $\lambda_{\text{кп}}$	18, 21	0,174	0,091	0,174			0,174
Суммарные потери давления на трение $P_{\text{тр}}$, МПа	7	0,17	0,22	0,45	0,87	1,09	3,16
Суммарные потери на местные сопротивления, $P_{\text{м}}$, МПа	8	0	0	0	0,01	0,02	0,05
Суммарное гидростатическое давление $P_{\text{гс}}$, МПа	6	4,23	4,84	9,74	17,01	19,04	19,04
Суммарное давление в КП $P_{\text{с}}$, МПа	5	4,40	5,06	10,19	17,89	20,15	22,25
Относительная плотность $\rho_{\text{о}}$	4	1,23					
ЭЦП $\rho_{\text{з}}$	4	1,28	1,29			1,30	1,44
Коэффициент аномальности пластового давления $k_{\text{а}}$		–				1,1	
Индекс давления поглощения $k_{\text{п}}$		–				1,6	
Суммарное пластовое давление $P_{\text{пл}}$, МПа	4	–				16,99	
Суммарное давление начала поглощения $P_{\text{п}}$, МПа	4	–				24,71	

6. Коэффициент $\beta_{кп5}$ по формуле (19)

$$\beta_{кп5} = 1 - 4 \cdot (\sqrt{1,2 + 0,5 \cdot 100,8} - 1)/100,8 = 0,755.$$

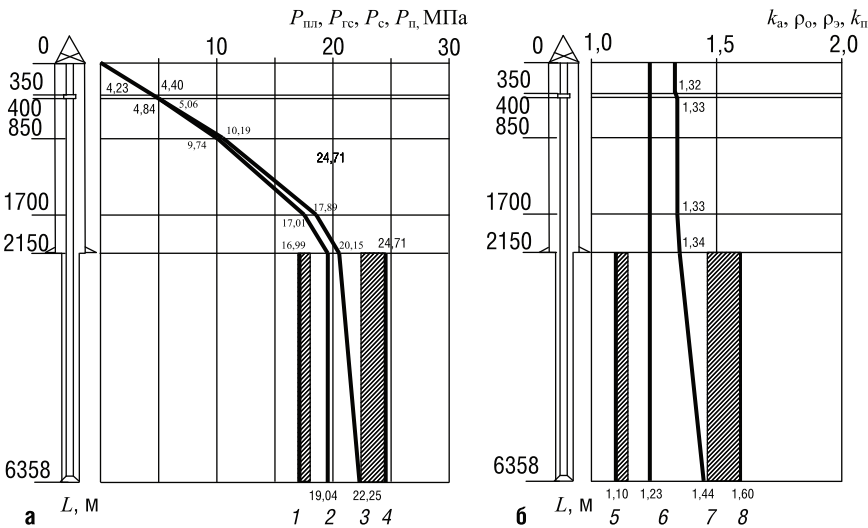
7. Коэффициент гидравлических сопротивлений по формуле (18)

$$\lambda_{п5} = 8 \cdot 12/(0,755 \cdot 1233 \cdot 0,77^2) = 0,174.$$

8. Определим возможную длину открытого горизонтального ствола по формуле (15)

Результаты промежуточных и основных расчетов сведены в табл. 3 и по ним на рис. 2 построен совмещенный график давлений по длине скважины L в размерном (рис. 2а) и безразмерном (рис. 2б) видах. Изломы кривой ЭЦП на вертикальном участке обусловлены увеличением потерь давления на трение напротив УБТ.

РИС.2. Схема скважины и совмещенные графики распределения давлений по длине в размерном (а) и безразмерном (б) видах



- 1 – пластовое давление $P_{пл}$

2 – гидростатическое давление $P_{гс}$

3 – суммарное давление в КП $P_{с}$

4 – давление начала поглощения $P_{п}$

5 – коэффициент аномальности k_a
- 6 – относительная плотность ρ_o

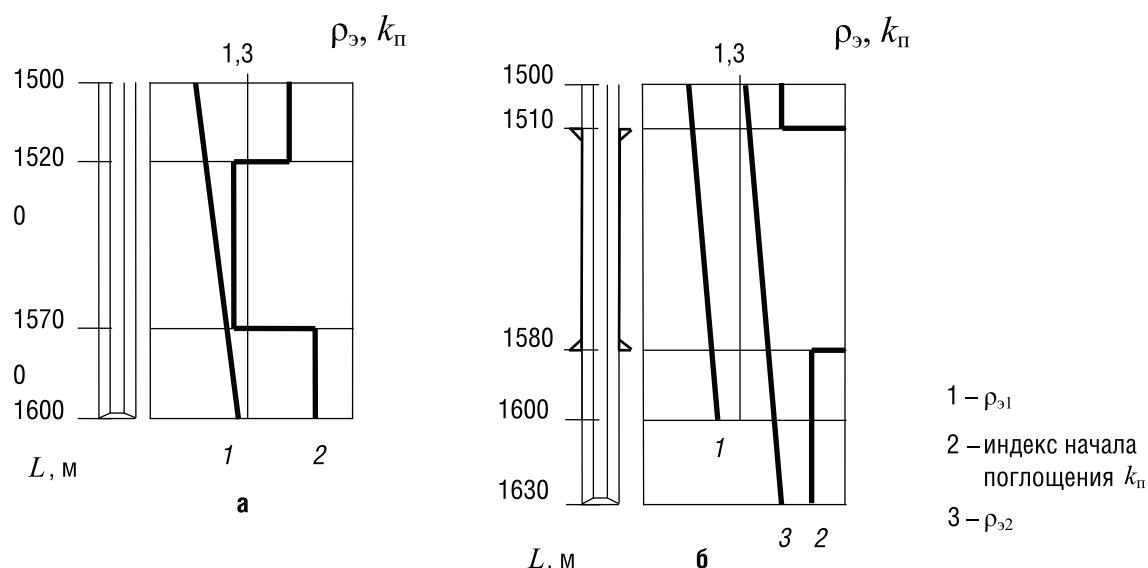
7 – ЭЦП ρ_z

8 – индекс начала поглощения $k_{п}$

▨ – область запаса давления

$$L_5 = \frac{0,9 \cdot 24,71 \cdot 10^5 - 201,4 \cdot 10^5}{\frac{0,174 \cdot 1233 \cdot 0,77^2}{2 \cdot 0,1294} + \frac{1233 \cdot 0,77^2}{12} \left(\frac{0,2564^2 - 0,127^2}{0,2564^2 - 0,17^2} - 1 \right)^2} = 4208 \text{ м}$$

РИС. 3. Изменение индекса давления поглощения и ЭЦП на горизонтальном участке открытого ствола до (а) и после (б) перекрытия слабого интервала экспандируемой колонной



Итак, согласно расчету допустимая длина участка открытого горизонтального ствола ограничена $L_5 = 4208$ м, дальнейшее бурение от $L = 6358$ м до проектной $L = 6670$ м приведет к нарушению требований к давлению в скважине, а именно даст превышение давления в скважине над давлением начала поглощения с учетом коэффициента запаса. Предупредить поглощение можно только путем снижения реологических параметров бурового раствора и (или) подачи насосов, что неизбежно ухудшит очистку ствола скважины от выбуренной породы, связанному с этим росту плотности и реологии раствора и, соответственно, ЭЦП, возможным затяжкам и, в конечном счете, прихвату БК или гидроразрыву пласта. Таким образом длину горизонтального участка, предусмотренную в проекте разработки, следует скорректировать, уменьшив на 312 м до $L = 6358$ м.

В случаях, когда индекс давления поглощения (например, как на рис.3 а, кривая 2) на небольшом интервале 1520...1570 м открытого ствола оказывается пониженным, возможно искусственное повышение индекса $k_{п}$ с помощью установки экспандируемого перекрывателя в предварительно расширенном стволе против слабого пропластка на участке 1510...1580 м. Такая изоляция без потери диаметра ствола позволит производить последующую

проводку скважины с увеличенной интенсивностью промывки, т.е. при большем ЭЦП (см. на рис.3 б линию 3 по сравнению с линией 1) Так же следует заметить, что пункт 2.7.3.3 правил [6] нуждается в уточнении так как в нем говорится только о гидростатическом давлении раствора в скважине и его допустимом превышении над пластовым давлением, тогда как при бурении продолжительных наклонных и горизонтальных участков возможно существенное превышение давления в скважине над пластовым давлением за счет гидродинамических составляющих, при том, что гидростатическое давление будет находиться в допустимых по [6] пределах.

Подводя итоги вышеизложенному можно сделать следующие выводы:

1. Построение совмещенного графика давлений в координатах «давления – глубина скважины (по вертикали)» искажает информацию о распределении характеристик по стволу для наклонно направленных скважин, а для горизонтальных участков он наименее пригоден. В связи с этим совмещенный график давлений для скважин с наклонными и горизонтальными участками ствола необходимо строить в координатах «давления – длина скважины», что позволяет подробно рассматривать характеристики ствола скважины.

2. При построении совмещенного графика давлений следует учитывать не только гидростатическое давление, но и гидродинамические потери давления, особенно в скважинах с большим отходом забоя от вертикали. Такой подход позволяет выявлять и предупреждать осложнения, связанные с превышением суммарного давления над допустимыми значениями, что, как видно из приведенного выше примера, невозможно при использовании распространенной гидростатической постановки. ●

Литература

1. Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых на разведочных и эксплуатационных площадях. Утверждены Министерством нефтяной промышленности 20.09.73 г.
2. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Крылов В.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
3. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 360 с.
4. Леонов Е.Г. Разделение продуктивной толщи газовых залежей массивно-пластового типа на интервалы с совместимыми условиями бурения. // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2010. – №6. – с. 21 – 34.
5. Близиных В.Ю., Близиных Ю.Н., Дужик С.А. Совершенствование конструкции глубоких скважин. – М.: ВНИИОЗНГ, 1991. – 84 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ-08-624-03. – 272 с.
7. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэростатика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

САПР-Петербург 2014

День технологий Intergraph

Проектирование и эксплуатация предприятий с непрерывным технологическим циклом

30 октября, 2014 г. Санкт-Петербург

Участие в мероприятии бесплатное.

Регистрация и дополнительная информация доступны на сайте www.intergraph.ru

Добро пожаловать в мир технологий Intergraph!

ШТОКМАН

Регрессивный прогиб поверхности морского дна крупнейшего арктического газоконденсатного месторождения

Александр Радин,
главный инженер проекта
ОАО «Гипроспецгаз»
к.т.н.

Александр Дзюбло,
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
доктор г-м. наук,
профессор

Влияние зависимости извлечения полезных ископаемых из недр на оседание земной поверхности наблюдается уже на протяжении многих десятков лет в различных районах Мира. Особенно значительное оседание, охватывающие большие территории, связано с добычей нефти, газа и воды.

Проблема

О масштабах явления можно судить по таким примерам [1, 2, 3, 4, 5, 6], сведённым в таблицу 1.

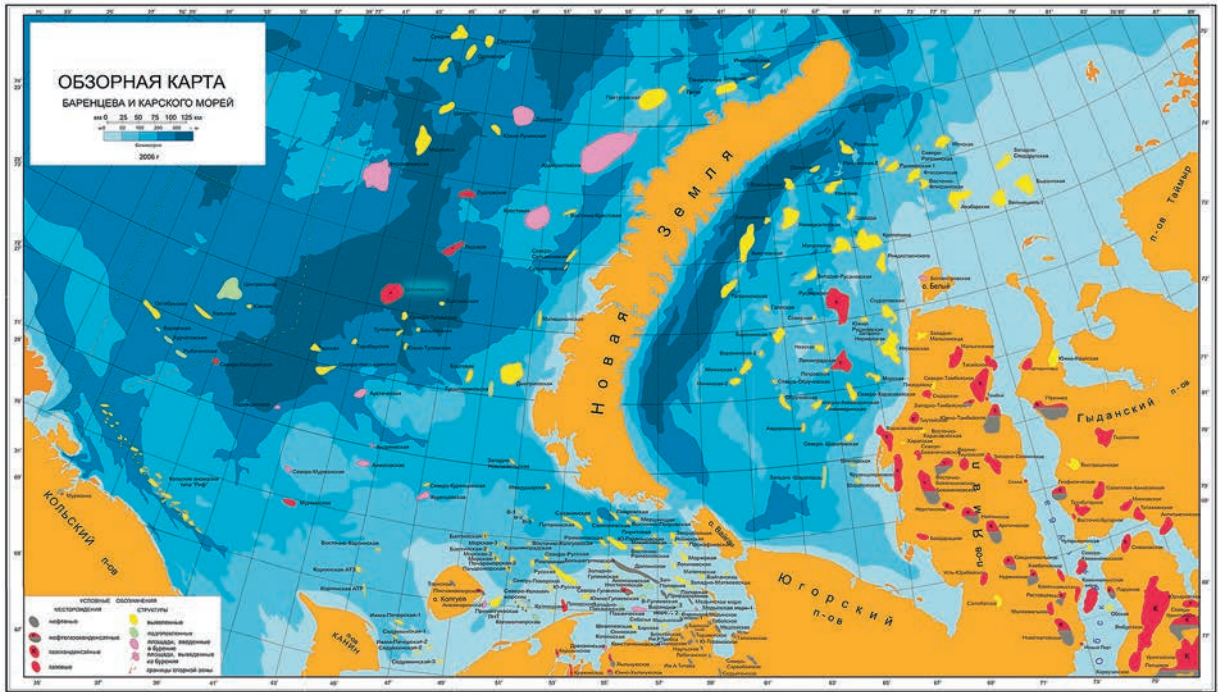
Как отмечается в публикации [7], в настоящее время отсутствуют нормативные документы, определяющие способы и

методики оценки сдвижений земной поверхности в пределах разрабатываемых месторождений нефти и газа, а также качественные и количественные параметры оценки опасных геодинамических процессов. Вместе с тем известно, что функционирование нефтегазового комплекса может инициировать развитие негативных и опасных геодинамических процессов, как в недрах, так и на земной поверхности, с формированием зон экологического риска.

Существуют две точки зрения на возникновение техногенных деформаций земной поверхности при разработке месторождений углеводородного сырья:

ТАБЛИЦА 1. Проседание земной поверхности, связанное с извлечением жидких и газообразных полезных ископаемых

География события	Масштабы явления	Вид деформации	Вид извлекаемого полезного ископаемого	Период наблюдения	Комментарии
Долина Сан-Хоакин (Калифорния, США)	8,5 м	проседание	Добыча воды для орошения	С 20-х годов	Площадь затронутая опусканием земной поверхности более 11 тыс. км ²
Месторождение Wilmington (США)	8,8 м	проседание	Добыча нефти	1928–1966	Глубина залегания резервуара 760–1830 м
Месторождение Lagunillas (Венесуэла)	4,1 м	проседание	Добыча нефти	1926–1980	Глубина залегания резервуара 300–1200 м. Скорость проседания 20 см/год
Месторождение Сураханы (Азербайджан)	3,0 м	проседание	Добыча нефти	1912–1972	Глубина залегания резервуара 180–2650 м.
Северное море промысел Экофиск (Норвегия)	6 м	проседание	Добыча нефти и попутного газа	С 1971 года	Глубина ниже поверхности морского дна 2–3 тыс.м; стоимость восстановления положения платформы составила около 400 млн.\$
Мехико	6 м	проседание	Добыча воды		Произошло «вырастание» обсадных труб скважин и облицовки глубоких колодцев
Самотлорское месторождение	1,21 м	проседание	Добыча нефти	С 1969 г. на период 2008 г.	
Месторождение Baldwin Hills (США)	смещение по трещинам 16-18 см	Поверхностное разломо-образование	Добыча нефти	С 1951 г.	Трещины проникают на глубины до 250–300 метров
Месторождение Buena Vista (США)	Смещение по поверхности 74 см	Поверхностное разломо-образование	Добыча нефти	с 1932 по 1967 год	Длина разлома 2,6 км



- при разработке газовых месторождений возникают обширные по площади просадки земной поверхности;
- добываемые нефть и газ в порах пород-коллекторов замещаются несжимаемой жидкостью водой, и поэтому никаких существенных техногенных оседаний земной поверхности вообще нет.

Для количественной оценки вертикальных деформаций земной поверхности в процессе эксплуатации залежей УВ разработан целый ряд методик. Все они построены на последовательном или одновременном решении двух задач:

- оценки сжимаемости коллектора в процессе разработки залежи и
- оценки обусловленных ей, возможных деформаций земной поверхности.

Необходимо также отметить, что часть деформаций, обусловленных уплотнением коллекторов, "гасится" в перекрывающих комплексах горных пород. Доля величины деформаций, достигших земной поверхности, зависит от многих факторов: глубины залегания залежи, соотношения разрабатываемой площади и глубины залегания, петрофизических и деформационных характеристик пород и др [7].

По мнению авторов концепции «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» [8], сжимаемости скелета пород-коллекторов способствует наличие высокой пористости, достигающей 30–35% и как следствие аномальных деформаций (просадок) земной поверхности.

Помимо этих двух задач [3], следует отметить ещё одну проблему, связанную с поверхностным образованием разломов, которые, как правило, развиваются внезапно и, следовательно, более разрушительны по отношению к объектам и системам обустройства нефтегазопромыслов.

Обобщение информации о разломообразованиях, происшедших в США, показало, что процесс разломообразования обычно возникает спустя 15–20 лет после начала разработки месторождений.

Авторами отмечается, что явление разломообразования может привести к срезанию на глубине обсадных колонн эксплуатационных скважин. Косвенным подтверждением тому может



служить потеря сотен скважин на Самотлоре из-за смещения пластов на одной и той же глубине 500–600 метров.

Часть месторождений углеводородов Западноарктического шельфа России, включая Штокмановское газоконденсатное месторождение (ШГКМ), имеют условия, в общих чертах сходные с условиями залегания промышленных залежей месторождений Северного моря (на промыслах Экофиск, Берген, Элдфиск и др.) [9] .

Для них характерно наличие высокой пористости пород-коллекторов, что типично для многих интенсивно просевших месторождений углеводородов в мире. По данным [6] на месторождениях Виборг и Джухерст за 10–11 лет эксплуатации нефтяной залежи, кровля которой залегает на глубине около 3000 м, при снижении первоначального пластового давления (32 МПа) на 20–30 МПа произошло сжатие пород с уменьшением их мощности на несколько метров, что повлекло за собой прогибание поверхности дна на величину того же порядка.

Анализируя вышесказанное, можно выделить следующие основные условия возможного оседания поверхности морского дна в процессе разработки месторождений УВ:

- наличие высокой пористости;
- глубина залегания продуктивного пласта;
- соотношения разрабатываемой площади и глубины залегания,
- петрофизические и деформационные характеристики пород;
- наличие тектонических нарушений в продуктивном пласте и перекрывающей толще пород;
- значительное снижении первоначального пластового давления в процессе извлечения полезного ископаемого.

В отношении ШГКМ ряд организаций проводил изучение данной темы. Так Институт проблем нефти и газа АН РФ провел исследования, рассмотрев два пласта месторождения, которые планируется разрабатывать в первую очередь. Эти исследования показали, что при длительной эксплуатации ШГКМ просадка

дна примерно на 2 метра в целом обоснованна. Причём по истечении 30 лет величина опускания морского дна может составить 1,75 метра и это будет вызвано снижением внутрипластового давления. При этом наибольшее проседание дна прогнозируется в центре Штокмановского месторождения. Решить эту проблему предлагается путем проведения специального цементирования кровли пласта [10].

Специалисты ВНИИ Океанологии [11, 12] предварительную оценку величины средней осадки донной поверхности в районе месторождения рекомендуют проводить балансовым методом из расчёта, что объём муьды оседания соответствует объёму извлечённого флюида:

$$S_{cp} = V_{\phi} / F \quad (1)$$

где S_{cp} – средняя осадка по площади муьды оседания, м; V_{ϕ} – объём извлекаемых флюидов в пластовых условиях, м³; F – площадь муьды оседания, м²

По предварительным оценкам, прогибание донной поверхности при эксплуатации ШГКМ приведёт через 15–25 лет эксплуатации (в зависимости от объёма извлечённых флюидов) к формированию муьды оседания глубиной в центральной части порядка 10м [8], а возможно и большей.

Как видно существует большой разброс значений в оценке масштабов рассматриваемого явления в отношении ШГКМ.

В связи с этим применительно к ШГКМ можно выделить следующие негативные последствия от регрессивного прогиба морского дна, которые могут оказать влияние на разработку месторождения:

- Деформация технологического оборудования и внутрипромысловых трубопроводов;
- Высвобождение неглубокозалегających газовых линз и выход их содержимого на уровень дна с последующим распространением по водной толще вплоть до поверхности, что может привести к затоплению плавсредств.
- Обрушение – сдвиг горной породы внутри массива может привести к сжатию скелета коллектора и потере стволов наклонно-направленных скважин.

Кроме того в перспективе планируется рассмотреть вариант использования на фазе «падающего» давления подводных компрессоров, эффективная работа и ресурс которых связаны с их расположением без перекосов.

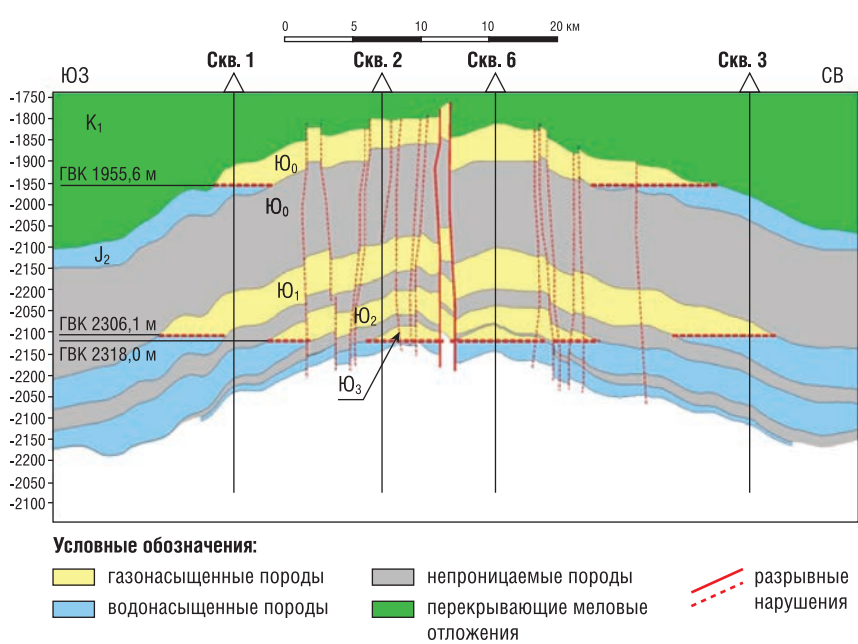
Таким образом, определение возможных проявлений оседания донной поверхности в процессе эксплуатации месторождений, особенно крупных и таких уникальных по запасам и размерам, как Штокмановское газоконденсатное месторождение, является весьма актуальным не только на стадии разработки, но уже и на стадии Проекта обустройства месторождения.

Объект

Штокмановское месторождение расположено на расстоянии приблизительно 550 км от поселка Териберка Мурманской области, где планируется разместить площадку строительства береговых объектов. Месторождение характеризуется суровыми природноклиматическими условиями, включая вероятность образования ледового покрова и айсбергов, полярную ночь и арктические циклоны (сильные, интенсивные штормы). Глубина моря в этом районе составляет приблизительно 320–340 м. Суммарные запасы газа на месторождении оцениваются в 3,9 трлн м³.

В тектоническом отношении Штокмановское газоконденсатное месторождение приурочено к северной части Южно-Баренцевской впадины на Восточно-Федынском выступе и представляет собой крупную куполовидную брахиантиклинальную складку, длинная ось которой ориентирована в ЮЗ-СВ направлении. Поднятие фиксируется по четырем отражающим горизонтам – от подошвы нижнего мела до подошвы нижней юры – кровли триаса. Размеры складки по юрским отложениям (о.г. В) 51 х 39 км (по замкнутой изогипсе –1975м), амплитуда 235 м. Продуктивность месторождения связана с ниже-среднеюрскими терригенными отложениями. К настоящему времени в разрезе Штокмановского месторождения выявлены, разведаны и учтены Государственным балансом

РИСУНОК 1. Геологический разрез Штокмановского месторождения



полезных ископаемых РФ четыре газоконденсатные залежи в отложениях средней юры: (сверху вниз) Ю₀, Ю₁, Ю₂ и Ю₃ (рисунок 1).

Коллекторы рассматриваемых продуктивных пластов Штокмановского месторождения характеризуются гранулярным типом пористости, четкими отрицательными аномалиями ПС, низкими значениями гамма-активности и в целом однозначно выделяются фиксацией прямых признаков фильтрации промывочной жидкости.

ФЕС пород коллекторов, определяемые по керну Штокмановского месторождения, представлены в таблице 2.

В результате интерпретации 3D сейсмики установлено, что ШГКМ разделено разломами. Несколько гигантских разломов северо-западного – юго-восточного направления, проходят через

все месторождение. Эти разломы проходят через все уровни пластов-коллекторов. Высота разломов, как правило, менее 60 м.

По данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ» предполагается, что эти, наиболее мощные разломы, открыты для перетока газа. Скорее всего тектонические нарушения в базовых залежах Ю₀ и Ю₁ не экранированы. Следует также отметить, что ни одна из пробуренных поисковых и разведочных скважин не вскрыла разлом. Поэтому отсутствуют детальные данные по характеристикам разломов, таким как мощность, деформация плоскости разлома и т.д. Вероятность того, что разломы частично или полностью экранированы в результате цементирования или смятия глиן нельзя полностью исключать без дополнительной достоверной информации.

В настоящий момент существует несколько технологических схем разработки месторождения в три или более этапа (фазы) в течение 57 лет посредством подводных добычных систем, соединяемых с плавучим газодобывающим комплексом судового типа (ПНК СТ). Добытый газ будет проходить подготовку на борту ПНК СТ и затем транспортироваться на материковую часть России по подводному трубопроводу. Газ от береговой установки будет направляться в систему сухопутных трубопроводов или перерабатываться в сжиженный природный газ (СПГ) для дальнейшей транспортировки на объекты конечных потребителей. Конденсат предусматривается отгружать непосредственно с ПНК СТ на танкеры. Нами рассматривается вариант разработки Штокмановского ГКМ тремя фазами (этапами) 72-мя добычными скважинами с ожидаемой среднесуточной добычей для каждого этапа разработки 71,7 млн ст. м³/сут. Залежи пластов Ю₀ и Ю₁ являются отдельными объектами разработки. Залежи пластов Ю₂ и Ю₃ рассматриваются как один объект разработки, поскольку представляют единую гидродинамическую систему.

Моделирование

Определение масштабов прогиба поверхности морского дна в результате разработки ШГКМ предлагается оценить с помощью известного метода моделирования перемещений пластовых флюидов к эксплуатационным скважинам и изменений пластовых давлений ЭГДА. Он основан на изучении течений идеальной жидкости путём исследования течения электрического тока в проводнике (электропроводной бумаге).

ТАБЛИЦА 2. ФЕС пород коллекторов по керну

Пласт	Диапазон значений коэффициента открытой пористости, доли единицы	Предельное значение газопроницаемости, мкм²	Среднее значение коэффициента открытой пористости, доли единицы	Среднее значение коэффициента газонасыщенности, доли единицы	Среднее значение газопроницаемости, мкм²
Ю ₀	0,145–0,287	0,85–1933,5	0,216	0,594	431,1
Ю ₁	0,116–0,262	0,51–1549,0	0,152	0,598	114,5
Ю ₂	0,129–0,266	0,42–744,2	0,154	0,529	163,8
Ю ₃	0,129–0,211	0,28–278,1	0,147	0,534	39,3

Кроме того, процесс движения газа в пористой среде более соответствует электрическим аналогиям, нежели движение жидкости, т.к. обладает меньшей вязкостью, что обуславливает большую подвижность. По сравнению с более современными методами моделирования, например цифровой фильтрационной моделью в среде ECLIPSE, предлагаемый метод отличается простотой, доступностью, меньшей стоимостью и вполне реалистичными результатами сопоставимыми с выше упомянутым методом.

Основной задачей моделирования является определение размеров и месторасположения областей наибольшего падения пластового давления по каждой залежи Ю₀, Ю₁, Ю₂ и Ю₃ в зависимости от расположения добычных скважин и в соответствии с перспективным вариантом системы разработки месторождения. На основе полученных результатов следует определить величины вероятного максимального прогиба морского дна (определение мест установки контрольных реперов).

Моделирование проводилось с учётом допущений:

- поверхности тектонических нарушений считаются проницаемыми для перемещения пластовой среды.
- рассматривается установившийся режим притока пластовой продукции ко всем 72 добывающим скважинам всех фаз разработки месторождения, соответствующий периоду начиная с 10 года эксплуатации.

Изначально на электропроводную бумагу наносился контур продуктивного пласта Ю₁, как наибольший по площади. По контуру приклеивался медный проводник, а на поле внутри контура прикреплялись проводники имитирующие приёмные части эксплуатационных скважин, относящихся к этому пласту. Проводники «скважин» обвязывались между собой, и между ними и контуром создавалась разность потенциалов. Для удобства использования результатов моделирования разность потенциалов измерялась в процентном соотношении, т.е.

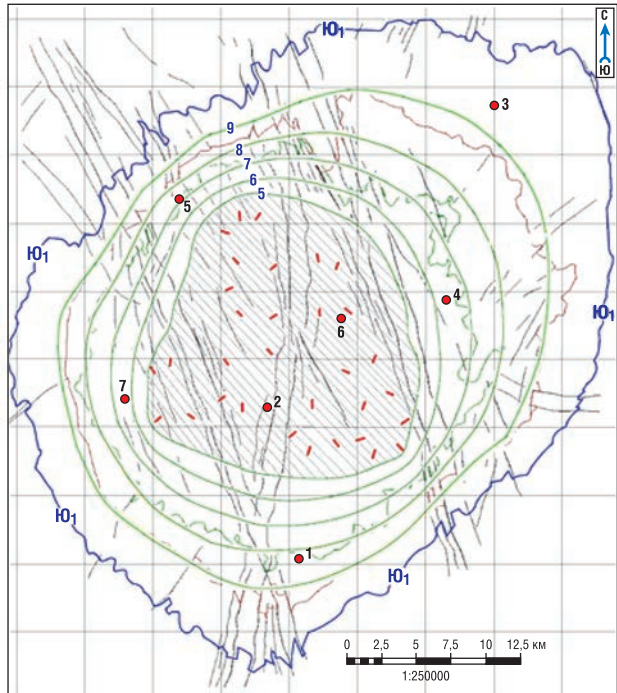
на контур подавалось 100% напряжения, а на «скважины» 0%.

На поверхности электропроводной бумаги фиксировались напряжения, соответствующие 90, 80, 70 процентам и т.д. Это сделано для того, чтобы в последствии при поступлении данных о пластовом давлении от наблюдательных скважин эквипотенциалам в процентном исполнении можно было присваивать реальные значения пластовых давлений.

После проведения замеров по всей модели пласта Ю₁ отстраивались эквипотенциалы на плане месторождения (рисунок 2).

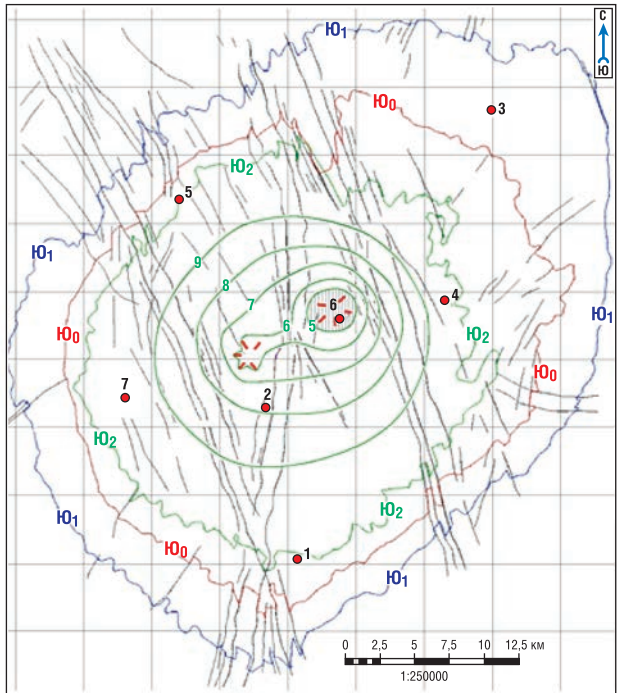
Эквипотенциаль, соответствующая 50% напряжения, проходит вблизи проводников имитирующих приёмные участки эксплуатационных скважин (обозначены красными отрезками в количестве 32 шт). Внутри очерченной области фиксировать распределение эквипотенциалей не имеет большого смысла, т.к мы рассматриваем установившийся режим притока газа к сформировавшемуся

РИСУНОК 2. Распределение эквипотенциалей по площади пласта Ю₁



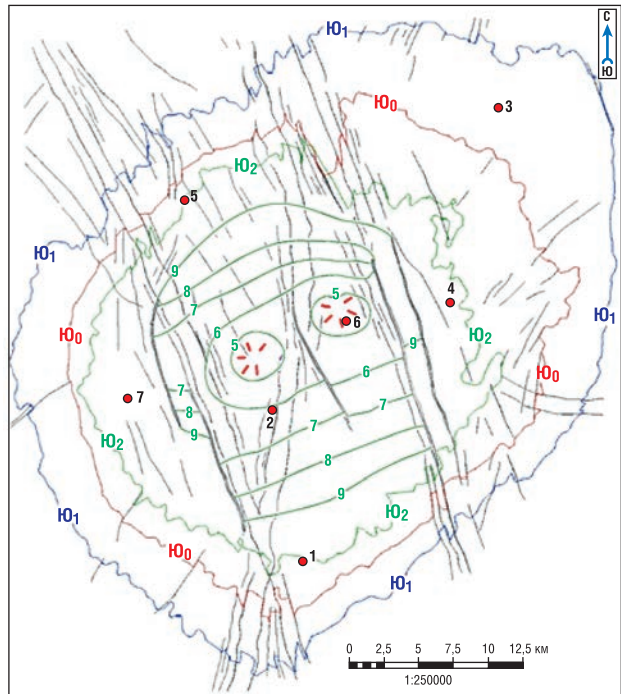
- Условные обозначения**
- эквипотенциаль распределения напряжения
 - 1 разведочная скважина
 - ▨ депрессионная область
 - - - приемные участки эксплуатационных скважин

РИСУНОК 3. Распределение эквипотенциалей по площади пласта Ю₂



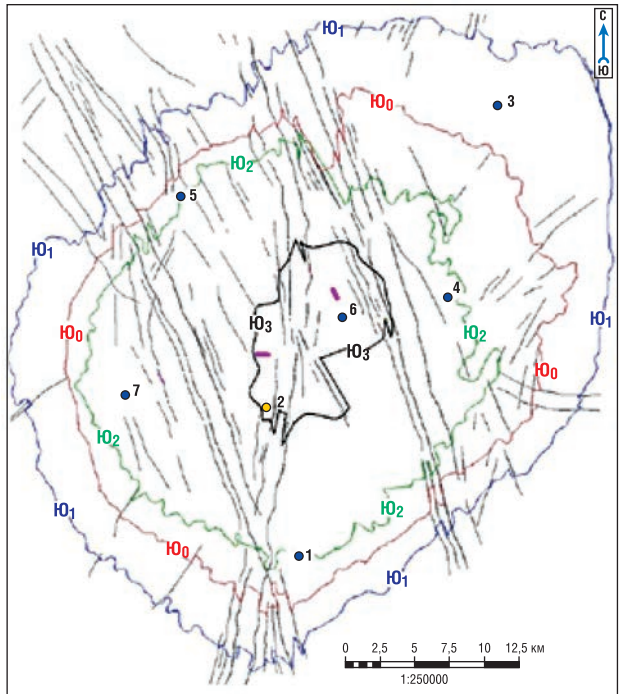
- Условные обозначения**
- эквипотенциаль распределения напряжения
 - 1 разведочная скважина
 - ▨ депрессионная область
 - - - приемные участки эксплуатационных скважин

РИСУНОК 4. Распределение эквипотенциалей по площади пласта Ю₂ с непроницаемыми тектоническими нарушениями



- Условные обозначения**
- эквипотенциаль распределения напряжения
 - 1 разведочная скважина
 - - - приемные участки эксплуатационных скважин
 - ▨ тектонические разломы (непроницаемые, экранирующие)

РИСУНОК 5. Расположение эксплуатационных скважин (отрезки красного цвета) на площади пласта Ю₃



- Условные обозначения**
- 1 разведочные скважины
 - внешние границы продуктивной области пласта Ю₃
 - - - приемные участки эксплуатационных скважин

фонду скважин. Напряжения соответствующие 40 и 30 % распределялись практически по всей внутренней площади. Падение напряжения ниже 20 % отмечалось только в непосредственной близости к проводникам-«скважинам». Северо-восточная часть пласта Ю₁ в районе разведочной скважины №3 не охвачена падением потенциала, т.е. данный участок характеризуется малыми оттоками моделируемой среды.

После регистрации показаний напряжения, соответствующих пласту Ю₁, на поверхности электропроводной бумаги прикреплялся проводник по контуру следующего меньшего по размерам пласта Ю₀ и располагались проводники имитирующие приёмные участки эксплуатационных скважин рассматриваемого пласта.

По характеру расположения эквипотенциалей моделируемого притока к скважинам в пласте Ю₂ можно заметить, что юго-западный «куст» из 5 скважин работает

менее эффективно, чем северо-восточный, состоящий из такого же количества скважин (рисунок 3) вокруг которого сформировалась область с большим падением потенциала.

С целью определения степени влияния тектонических разломов на характер распределения эквипотенциалей, на используемой электрогидродинамической модели имитирующей продуктивный пласт Ю₂ были выполнены разрезы на электропроводной бумаге, что выявило качественное отличие характера притока пластовой продукции к кустам эксплуатационных скважин (рисунок 4).

Из рисунка 4 видно, что тектонические разломы резко сужают область, вовлечённую в разработку, образуются застойные зоны в юго-западной части пласта в районе разведочной скважины № 7 и в северо-восточной – в районе разведочной скважины № 4.

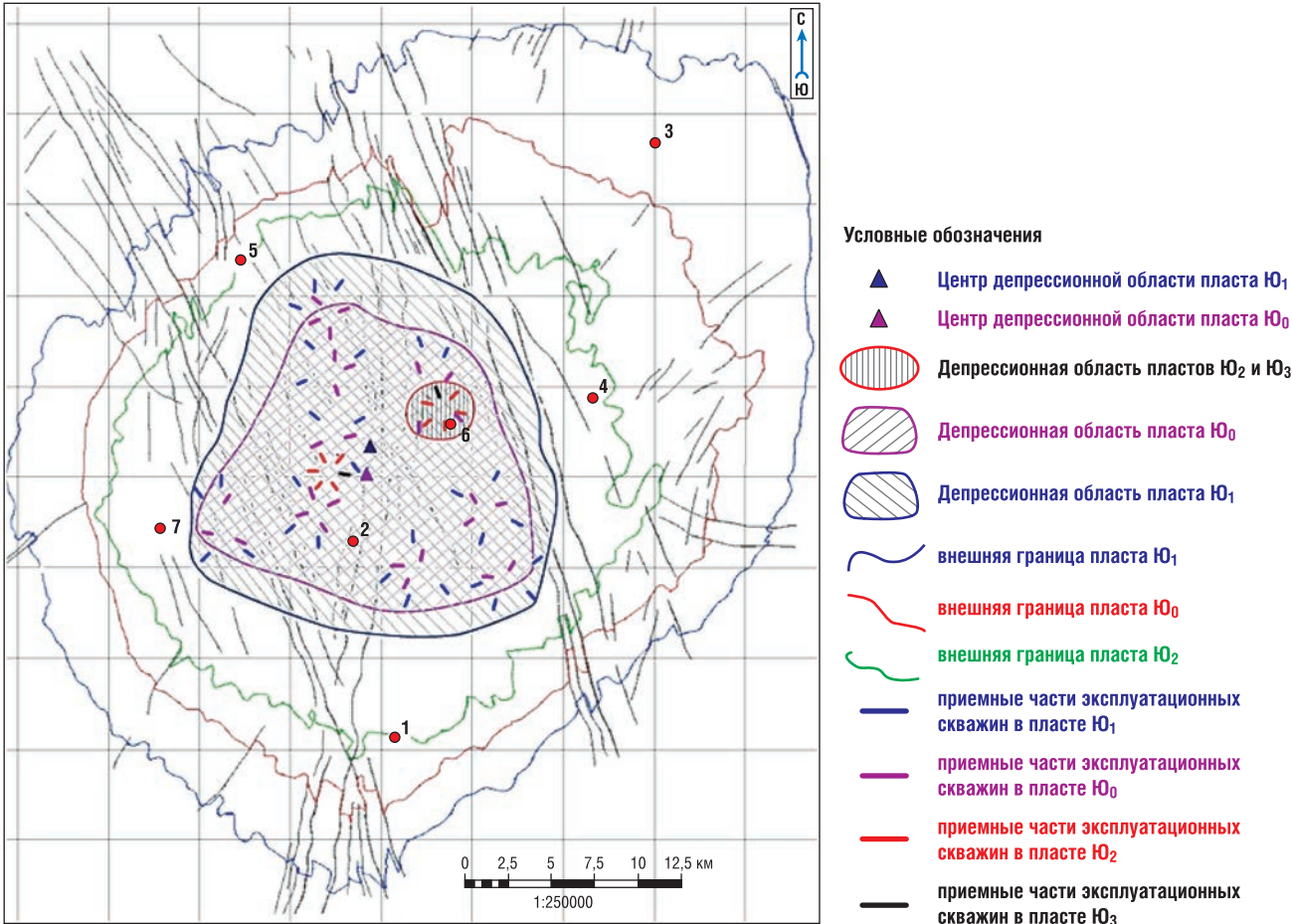
Моделировать приток к скважинам пласта Ю₃ не имеет особого смысла. В

этом пласте, в соответствии с рассматриваемой схемой разработки, запроектировано 2 эксплуатационные скважины: одна в северо-восточной части залежи другая – в юго-западной. Последняя располагается почти на границе газоносности, что очевидно приведёт к выходу её из строя вскоре после ввода в эксплуатацию (рисунок 5). И в последующем залежь будет обрабатываться только одной скважиной, депрессионную область которой можно определить расчётным путём, как приток к единичной горизонтальной скважине по формуле Джоши.

Предполагается, что разработка ШГКМ будет осуществляться в упругом газовом режиме. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие – 0,9–0,97.

В результате моделирования были выявлены депрессионные области по каждому пласту, контуры которых проходят вблизи добывающих скважин. Внутри этих областей пластовое

РИСУНОК 6. Расположение эксплуатационных скважин (отрезки красного цвета) на площади пласта Ю3



давление изменяется с небольшим градиентом. Совмещение депрессионных областей продуктивных пластов Ю0 и Ю1, ограниченных эквипотенциалами с одинаковыми значениями на плане месторождения, позволило определить близость центров этих областей друг к другу, обозначенных треугольниками (рисунок 6).

В результате можно сделать предположение о том, что максимальное сжатие продуктивных пластов Ю0 и Ю1 из-за близости центров депрессионных областей можно рассматривать совместно.

Способ определения прогиба

Чтобы приближённо оценить величину, на которую может быть сжат продуктивный пласт под действием горного давления, нужно определить какой объём занимал извлечённый газ при исходных термобарических условиях на момент начала эксплуатации.

В отличие от нефти объём газа, содержащегося в залежи, кроме объёма порового пространства, зависит от величины пластового давления, пластовой температуры, физических свойств и химического состава самого газа.

При расчете используют сведения, полученные при разведке и пробной эксплуатации.

Для подсчета балансовых запасов свободного газа $Q_{г\text{ бал}}$ применяют известную формулу

$$Q_{г\text{ бал}} = F h_z k_{но} k_z K_p K_t, \quad (2)$$

где F – площадь нефтеносности, тыс. м²; h_z – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м; $k_{но}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; k_z – коэффициент газонасыщенности, доли ед.; K_p – коэффициент барический, доли ед.; K_t – коэффициент термический, доли ед.

В представленной формуле произведение $F h_z k_{но} k_z$ равно объёму свободного пространства пород-коллекторов не занятого скелетом пород и насыщенного свободным газом.

Объём извлечённого газа можно определить по выражению

$$Q_{г\text{ извл}} = F h_z k_{но} k_z K_{извл} K_p K_t, \quad (3)$$

где $K_{извл}$ – коэффициент извлечения газа

Произведение $h_z k_{но} k_z K_{извл}$ является «толщиной слоя» добытого газа – S отнесённого к исходным условиям залегания, т.е. является высотой образовавшегося «пустого» пространства, в результате извлечения газа. Следовательно, можно предположить, что именно на эту величину может просесть кровля продуктивного пласта в процессе эксплуатации месторождения. Особенно, если принимать во внимание то, что к концу срока эксплуатации месторождения пластовое давление вблизи эксплуатационных скважин будет составлять 16–18 % от начального.

Поскольку депрессионные области пластов Ю0, Ю1, Ю2 и Ю3 по результатам моделирования располагается в центре залежи для определения величины $S = h_z k_{но} k_z K_{извл}$ используем значения коэффициентов h_z ; $k_{но}$ и k_z

ТАБЛИЦА 3. Данные разведочного бурения скважин № 2 и № 6

Продуктивный пласт	Категория запасов	Средняя газонасыщ. толщина, м	$K_{от}$, доли ед	K_z , доли ед	Пластовое давление начальное P_n , МПа	Пластовое давление конечное P_k , МПа
Ю0, ГЗ	C1	67,1	0,24	0,85	20,0	0,1
Ю0, ГВЗ	C1	38,8	0,22	0,75	20,0	0,1
Ю0,ГЗ	C2	88,3	0,24	0,82	20,0	0,1
Ю0, ГВЗ	C2	30,3	0,23	0,68	20,0	0,1
Ю1, ГЗ	C1	64,2	0,16	0,75	23,7	0,1
Ю1, ГВЗ	C1	32,6	0,17	0,61	23,7	0,1
Ю1, ГЗ	C2	54,2	0,17	0,69	23,7	0,1
Ю1, ГВЗ	C2	25,2	0,17	0,55	23,7	0,1
Ю2, ГЗ	C1	24,0	0,18	0,71	23,9	0,1
Ю2, ГВЗ	C1	14,0	0,19	0,71	23,9	0,1
Ю2, ГЗ	C2	16,7	0,20	0,71	23,9	0,1
Ю2, ГВЗ	C2	12,6	0,20	0,71	23,9	0,1
Ю3, ГВЗ	C1	12,6	0,19	0,68	23,9	0,1

по данным полученным в результате бурения разведочных скважин № 2 и № 6 из таблицы 3.

ШГКМ относится к низкоконденсатному типу месторождений, поэтому предварительную оценку возможного проседания кровли пластов можно произвести по количеству извлечённого газа без учёта объёма извлечённого конденсата и водяных паров. Тем более, что эти сопутствующие компоненты только увеличивают образующееся свободное пространство и, следовательно, степень оседания кровли. В соответствии с рассматриваемой технологической схемой разработки, коэффициент извлечения газа по годам представлен в таблице 4.

Таким образом для пласта Ю0 на 57 год разработки месторождения величина проседания кровли может соответствовать «толщине» слоя добытого газа

$$S = 67,1 \cdot 0,24 \cdot 0,85 \cdot 0,81 = 11,09 \text{ [м]}$$

Для остальных значений коэффициентов извлечения газа в зависимости от года эксплуатации расчётные значения представлены в таблице 5.

Проседание кровли пласта на данную величину не обязательно должно вызвать аналогичное проседание поверхности морского дна. Развитие сдвижений внутри массива выше кровли продуктивной залежи зависит от многих факторов, например,

таких как физико-механические и реологические свойства вышерасположенных горных пород, тектонические нарушения и может носить затухающий характер. Для учёта этих факторов необходимо разработать геодинамическую модель развития перераспределения напряжений в массиве выше кровли продуктивного пласта во времени. Кроме того, в предложенном варианте расчёта величины проседания кровли, не учитывался остаточный объём конденсата в пласте, который образуется в

результате снижения коэффициента извлечения конденсата из пластового газа при разработке месторождения на режиме истощения, и объёмное расширение скелета самого продуктивного пласта.

Хотя данные факторы обязательно будут присутствовать, можно предположить, что их влияние на определение величины – S будет не значительным.

По соотношению поперечных размеров газовых залежей ШГКМ и глубины их расположения

ТАБЛИЦА 4. Коэффициент извлечения газа

Пласт \ Год эксплуатации	Коэффициент извлечения газа на расчётный год разработки, доли ед.			
	15	25	40	57
Ю0	0,17	0,36	0,65	0,81
Ю1	0,25	0,45	0,73	0,91
Ю2 + Ю3	0,14	0,34	0,64	0,84

ТАБЛИЦА 5. Величина проседания кровли продуктивных пластов в период эксплуатации

Пласт \ Год эксплуатации	Величина проседания кровли, [м]			
	15	25	40	57
Ю0	2,3	5,0	8,9	11,1
Ю1	1,9	3,5	5,6	7,0
Ю2 + Ю3	0,7	1,6	3,0	4,0

можно провести аналогию с горными выработками неглубокого залегания.

Поэтому для оценки величины возможных максимальных сдвижений и деформаций поверхности морского дна, расположенных над депрессионной областью продуктивных пластов можно предложить использовать формулу [13]:

максимальное оседание земной поверхности η_m

$$\eta_m = q_0 \cdot m \cdot \sqrt{n_1 \cdot n_2}, \quad (4)$$

где m – величина прогиба кровли выработки; q_0 – коэффициент, учитывающий характер затухания сдвижений от выработки к земной поверхности, колеблется в пределах от 0,7 до 0,9 (чем породы прочнее, тем q_0 меньше); n_1 и n_2 – коэффициенты подработанности, определяемые из выражений:

$$n_1 = 0,9 \cdot \sqrt{(D_1/H)}, \quad (5)$$

$$n_2 = 0,9 \cdot \sqrt{(D_2/H)}, \quad (6)$$

где D_1 и D_2 – поперечный и продольный размеры подземной выработки; H – глубина расположения выработки.

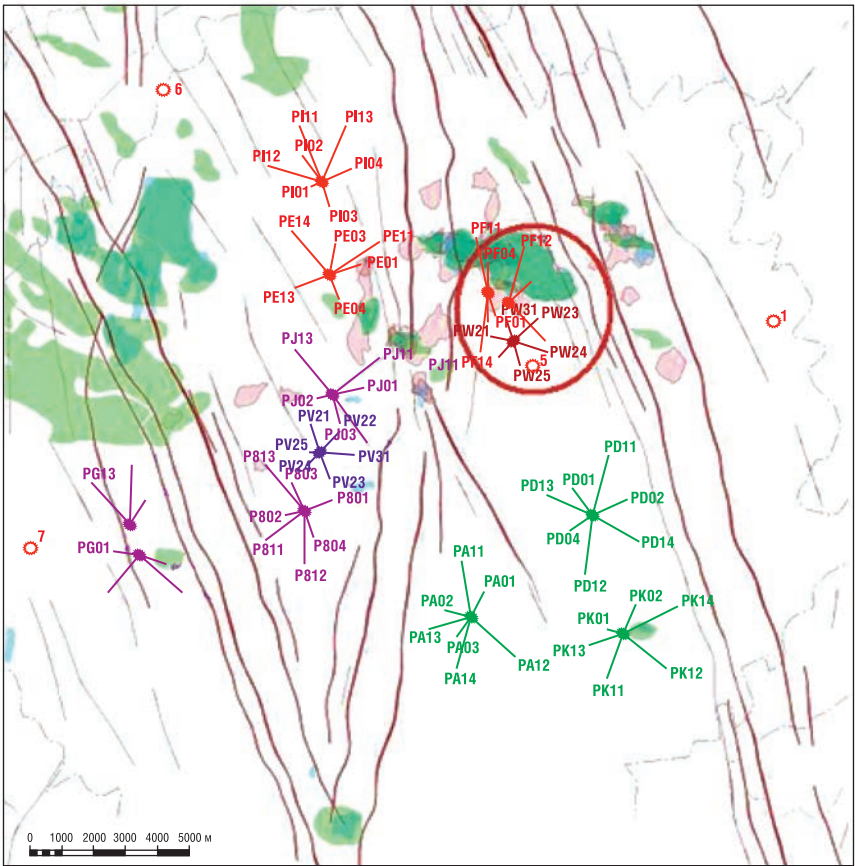
Применительно к размеру газовых залежей продуктивных пластов Штокмановского ГКМ Ю0, Ю1, Ю2 поперечные размеры площади газоносности составляют более 30 км, а для пласта Ю3 более 5 км. При глубинах расположения кровли продуктивных пластов над газосодержащими породами в пределах 2000 метров и более коэффициенты n_1 и n_2 будут больше 1. При значениях n_1 и n_2 больше единицы они принимаются равными единице.

Поскольку в нашем случае земной поверхностью является морское дно, на которое действует давление водяного столба высотой 350 метров, это только способствует проявлению деформации.

ТАБЛИЦА 6. Величина проседания морского дна в период эксплуатации

Год эксплуатации Пласт	Величина проседания морского дна - η_m , м			
	15	25	40	57
Ю0	1,61	3,5	6,23	7,77
Ю1	1,33	2,45	3,92	4,9
Ю0 + Ю1	2,94	5,95	10,15	12,67
Ю2 + Ю3	0,49	1,12	2,1	2,8

РИСУНОК 7. Размещение темплетов для Фаз освоения 1, 2 и 3 на карте расположения мелкозалегающих газосодержащих объектов на площади ШГКМ



Условные обозначения

— Контурные ГВК продуктивных пластов

== Разрывные нарушения

○ 5 Разведочные скважины

Проектируемые кусты добывающих скважин:

— фазы I

— фазы II

— фазы III

«Яркие пятна» в верхней части разреза выделенные по материалам сейсморазведки 3D:

Norsk HYDRO, 2006-2007 гг.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в г. Ухта, 2008 г.

по материалам высокоразрешающей сейсморазведки, ОАО «МАГЭ», 2010 г.

Несмотря на это, нельзя не учитывать возможность перераспределения напряжений внутри массива горных пород между кровлей продуктивных пластов и морским дном вследствие извлечения газа.

Поэтому в формуле (4) примем значение коэффициента q_0 равным 0,7, как более оптимистичный.

Величина проседания морского дна ШГКМ в зависимости от срока эксплуатации представлена в таблице 6.

При расположении скважин в соответствии с рассматриваемой схемой разработки месторождения, извлечение газа из пластов Ю2 и Ю3 приведёт к смещению центра депрессионной области этих пластов в район разведочной скважины № 6. Это видно по распределению эквипотенциалей на рисунке 3 и по расположению эксплуатационных скважин в пласте Ю3 (рисунок 5). В

совокупности с расположением депрессионных областей пластов Ю0 и Ю1 можно предположить, что наибольшему проседанию подвергнется область морского дна в районе добычного подводного центра ПДК-W, который планируется расположить в непосредственной близости от разведочной скважины № 6.

Наличие высокоамплитудных разломов на северо-востоке и западе от скважины № 6 может привести к развитию деформации до уровня морского дна с образованием мульды сдвижения с амплитудой 15,5 метров на 57 год разработки.

Такое развитие событий наиболее опасно на более ранних стадиях разработки месторождения, поскольку в этом месте обнаружены газовые линзы неглубокого залегания (рисунок 7).

А формирование мульды сдвижения в этом случае может спровоцировать выброс газа из этих линз на уровень морского дна, и дальнейшего его распространения в толще воды, что может привести к потере плавучести платформы и судов обеспечения или воспламенению.

Рекомендации

На основе проведённых исследований можно сделать следующие выводы и некоторые предположения:

- место наиболее вероятного максимального проседания морского дна располагается в центре депрессионной области всех продуктивных пластов, определяемом расположением скважин в соответствии с принятой системой разработки;
- максимальный прогиб морского дна может наблюдаться в районе расположения ПДК-W Фазы 3 разработки ШГКМ;
- добычная скважина, запроектированная на пласт Ю3 ПДК-V, находится на границе газоносности и выйдет из эксплуатации за короткий срок;
- распределение эксплуатационных скважин в пласте Ю1 в соответствии с рассматриваемой схемой разработки месторождения неэффективно охватывает северо-восточную часть залежи в районе разведочной скважины №3.

С целью контроля за развитием возможного прогиба морского дна следует:

- для наблюдения за скоростью деформациями морского дна запроектировать установку рабочих реперов в месте наибольшего вероятного проседания донной поверхности и опорных реперов вне зоны влияния мульды оседания;
- в первые годы эксплуатации месторождения следует провести исследования по гидропрослушиванию объектов разработки, определить гидродинамическую связь между скважинами, с целью уточнения характера проницаемости тектонических нарушений;
- по результатам исследования сделать вывод о необходимости деления продуктивных пластов на отдельные блоки с расположением в них добывающих скважин;
- рассмотреть возможность строительства пьезометрических и наблюдательных скважин для определения скорости заполнения порового пространства законтурной пластовой водой по мере извлечения газа, поскольку все разведочные скважины пробуренные на площади ШГКМ утрачены для дальнейшего использования.

Наклонно-направленные скважины, пересекающие разлом, который находится в месте наибольшего градиента депрессионной области, могут быть потеряны, если плоскость разлома проходит через незацементированный участок, или скважины могут испытывать избыточные напряжения на сдвиг поперёк тела зацементированной обсадной колонны.

Поскольку одним из наиболее эффективных способов противодействия возможному прогибу морского дна является заполнение порового пространства законтурной пластовой водой, следует рассмотреть возможность сооружения водонагнетательных скважин для закачки отсепарированной пластовой воды и подготовленных сточных вод в пласт Ю3 (газовая залежь в этом пласте является «водоплавающей») с участком нагнетания, расположенным на границе газоносности. ●

Список использованных источников

1. Разумов Г.А., Хасин М.Ф., Тонущие города 1-е Изд. Наука, 1978 г.
2. Яценко В.Р. Вертикальное движение земной поверхности на нефтеносном Апшеронском полуострове по данным повторных геодезических измерений. Геодезия, картография и аэрофотосъёмка, 1978, №27. с. 155–158.
3. Александр Бурый, Лада Клокова, Сейсмоопасный бизнес, журнал «Компания» № 13, 1998 г.
4. Эминов Р.А., Субботин И.Е. Анализ вертикальных смещений земной поверхности на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова. Геодезия и картография, 1984, №2. с. 43–45
5. Доклад «Гидрогеологические исследования при геодинамическом мониторинге Самотлорского месторождения» на XIX Совещании по подземным водам Сибири и Дальнего Востока) в институте геологии и геоинформатики ТюмГНГУ в 2009 году.
6. Мори В. Оседание буровых платформ на нефтяных промыслах Эквифис: проблема механики горных пород (причины и следствия оседаний, связанных с разработкой нефтяных залежей в Северном море). «Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти». М., Мир, 1994. с. 257–264.
7. Гридин В.А, Голованов М.П.Техногенная геодинамика на разрабатываемых газовых месторождениях Ставропольского края. 2007 УДК 551.553.248.2
8. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» // Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., Хитров А.М. М., Изд-во ИГиРГИ, 2000, 56 с.
9. Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В. Формирование юрских отложений и направление нефтегазопромысловых работ в Западной Сибири. Советская геология, 1987, №10. с. 21–26.
10. «Штокман делает море глубже?», опубликованной на сайте 03 февраля 2010 г., 13:15 Neftegaz.RU278
11. Козлов С.А., Оценка устойчивости геологической среды на морских месторождениях углеводородов в Арктике. ВНИИОкеангеология МПР РФ, Санкт-Петербург, Нефтегазовое дело, 2005 <http://www.ogbus.ru>;
12. Козлов С.А., Неизвестнов Я.В. Криогенные и другие опасные геологические и природно-техногенные процессы на Южно-Баренцевской площади Государственного мониторинга геологической среды шельфа. Концептуальные проблемы геозкологического изучения шельфа. СПб, ВНИИОкеангеология, 2000. с. 110–117
13. РД 07-166-97. Инструкция по наблюдениям за сдвигами земной поверхности и расположенными на ней объектами при строительстве в Москве подземных сооружений
14. Зимина С.В., Пулькина Н.Э.Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие, Ханты-Мансийск, 2008
15. Yerkes R., Castle R. Surface deformation associated with oil and gas field operations in the USA. In 1st Intern. Land Subsidence Symposium Proceeding, Tokyo, 1969 // Intern. Assoc. of Hidrolog. Science Publ. 88, 1970, v. 1, p. 55–66.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ БЮДЖЕТИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНЧЕСКОГО УЧЕТА

как инструмент повышения эффективности работы бурового предприятия

Каково сегодня конкурентное состояние рынка услуг по строительству скважин? Каковы основные проблемы действующей системы управления затратами и как оценивается текущее состояние управленческого учета? Ответы на эти вопросы и рекомендации по разработке модели формирования эффективной системы управленческого учета, позволяющей принимать и внедрять своевременные, качественные управленческие решения дают специалисты филиала «Ухта бурение» ООО «Газпром бурение»

Денис Шкарин,
зам. Начальника управления
по реализации проектов
«Газпром»
филиала «Ухта бурение»
ООО «Газпром бурение»

Эльвина Халитова,
аспирант ФГБОУ ВПО УГНТУ,
ведущий инженер по бурению
технологической службы
Управления по реализации
проектов «Газпром»
филиала «Ухта бурение»
ООО «Газпром бурение»

Определение стратегии развития буровой компании невозможно без определения ключевых тенденций происходящих в нефтегазовой отрасли.

Сервисные услуги в нефтедобыче включают такие основные виды работ, как сейсмическая разведка, бурение скважин, подготовка технологической схемы разработки месторождения, капитальный ремонт скважин, повышение нефтеотдачи пластов и т.д.

Представители российских сервисных компаний дают различные оценки объемов рынка нефтегазового сервиса в России. Ежегодный рост составляет 10-20%. Растут объемы работ на действующем фонде, развиваются новые месторождения и проекты. Примечательно, что централизованных и обобщенных данных о структуре рынка и

доли основных игроков и видов выполняемых сервисных работ не существует.

Российский рынок нефтесервисных услуг в настоящее время далек от эффективной конкуренции. Ситуация на рынке характеризуется следующими особенностями (рис.1):

- доминирующим положением дочерних сервисных компаний;
- началом процесса освобождения ВИНК от своих сервисов (себестоимость их работ существенно выше, чем у независимых компаний);
- вторым этапом разорения независимых сервисных компаний, ввиду полного износа «советского» оборудования;
- продолжение процесса скупки крупных и средних сервисных независимых компаний как профильными, так и непрофильными иностранными организациями;
- поиском и появлением у российских сервисных компаний новых технологий бурения и проведения капитального ремонта скважин.

Поэтому рынок сервисных услуг в нефтегазовом секторе можно условно разделить на четыре сегмента, характеристика которых представлена в таблице 1.

В первом и четвертом сегментах присутствуют инофирмы, такие как Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes. Также развивают свою деятельность в России такие американские лидеры в области нефтегазовых технологий,

ТАБЛИЦА 1. Сегменты рынка нефтесервисных услуг

Сегмент	Наименование сегмента	Характеристика сегмента
I	основной по объему	охватывает услуги для крупнейших нефтяных компаний, не имеющих сервисных структур. Контракты заключаются в основном на обслуживание целых месторождений
II	сегмент малых и средних нефтяных компаний	компании имеют объемы бурения 2–20 скважин в год с использованием 1–4 буровых бригад
III	сегмент, который крупнейшие нефтяные компании могут передавать на подряд	передача возможна в случае, если основной подрядчик не успевает обслуживать возросший объем работ по причинам отсутствия оборудования или в связи с его утратой в скважине
IV	сегмент высоких технологий	бурение многоствольных скважин, скважин с горизонтальной частью 2000 м и более, бурение горизонтальной скважины на депрессии, бурение строго вертикальных и горизонтальных скважин с помощью управляемых роторных компоновок

как Weatherford, BJServices, PakerDrilling. Они успешно предоставляют услуги узкому сегменту рынка, где требуются технологии, отсутствующие в России.

На долю отечественных сервисных компаний, которые оказывают услуги по строительству наклонно-направленных и горизонтальных скважин остается только II и III сектор, емкость которых не более 15–20 % от емкости I и IV.

Стоит отметить, что на сегодняшний день в России работают около 300 российских сервисных компаний. По своим финансовым возможностям ни одна из них не может конкурировать с транснациональными сервисными корпорациями, которые обладают большими финансовыми и технологическими возможностями. Кроме того, западные компании, работающие в России, формируют кадры из наших специалистов, хорошо знающих специфику местных условий. Поэтому, пожалуй, единственным конкурентным преимуществом отечественных сервисных предприятий является более низкий уровень цен (который можно обеспечить более низким уровнем затрат) на услуги [4].

Исходя из представленной информации, можно сделать вывод о том, что основные игроки, находящиеся в области конкуренции сервисных компаний группы Газпром, представляют из себя сформировавшиеся компании,

имеющие серьезные притязания на долю рынка и амбициозные планы развития.

Учитывая специфику российского рынка, а также тенденцию развития мирового рынка сервисных услуг нефтегазовой отрасли, реализация для ООО «Газпром бурение» стратегии интеграции, сопряженная с консолидацией активов, наращиванием производственных мощностей, диверсификацией и приобретением передовых технологий может являться ключевым направлением решения стратегических задач развития и повышения конкурентоспособности сервисного блока.

ООО «Газпром бурение» представляет собой одно из передовых буровых предприятий России по строительству поисково-разведочных и эксплуатационных скважин и является генеральным подрядчиком ОАО «Газпром». В числе партнеров присутствуют и другие российские и зарубежные компании. В составе Общества пять производственных филиалов. Компания присутствует практически во всех регионах России.

В настоящее время филиал «Ухта бурение» ведет строительство поисково-разведочных, эксплуатационных скважин на нефть и газ на территории ЯНАО.

Предприятие оснащено полным комплексом современного бурового оборудования. В филиале активно внедряются новые технологии строительства скважин (в том числе бурение обсадными трубами,

изучаются возможности применения новых тампонажных растворов), позволяющие решать следующие задачи:

- техническое и технологическое руководство процессами строительства вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- проведение маркшейдерских и топографо-геодезических работ.

Сильной стороной существующей организационной структуры и конкурентным преимуществом компании является работа «под ключ». В этой связи наиболее актуальной проблемой для данного предприятия является возможность обеспечить тот способ формирования бюджетов, при котором внедрение бюджетной системы принесет наибольшие выгоды.

Ключевым элементом системы бюджетного управления является финансовая структура Общества.

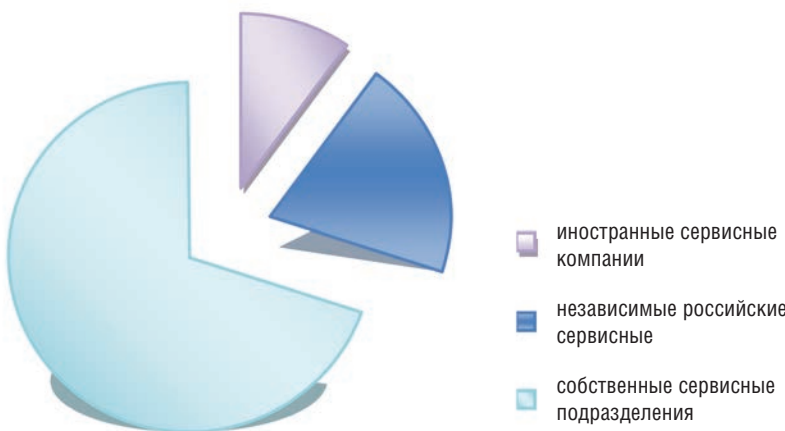
Финансовая структура – это инструмент распределения ответственности за планирование и контроль исполнения финансовых показателей. Технически, финансовая структура представляет собой иерархическую систему центров финансовой ответственности (ЦФО). В зависимости от основного контролируемого показателя выделяются следующие виды ЦФО:

1 Центр затрат – ЦФО, руководитель которого несет ответственность за уровень подконтрольных ему затрат, т.е. контролирует либо всю статью затрат, либо факторы прямо влияющие на нее (количественные, стоимостные или нормативы); т.е. несет ответственность за минимизацию затрат при условии обеспечения наилучшего качества производимых товаров и оказываемых услуг;

2 Центр доходов – ЦФО, руководитель которого несет ответственность за уровень доходов от реализации товаров и услуг;

3 Центр прибыли – расходы и доходы которого формируют различные виды прибыли (чистую, валовую, маржинальную, EBITDA и т.д.) по всему филиалу, определенному направлению деятельности или проекту;

РИС. 1. Структура рынка сервисных услуг нефтегазовой отрасли России (по данным госдепартамента США), %



руководитель данного ЦФО несет ответственность за максимизацию финансового результата;

4 Центр инвестиций – ЦФО, руководитель которого в рамках компетенции и выделенного бюджета несет ответственность за осуществление затрат капитального характера при условии достижения заявленной финансовой эффективности проекта и выполнения плана инвестиционного проекта [3].

Руководитель ЦФО наделяется ответственностью за:

- планирование финансовых показателей деятельности в рамках подконтрольного ЦФО;
- установку нормативов (по стоимости, по количеству) для нормируемых статей бюджетов;
- контроль исполнения бюджета ЦФО, включая достижение финансовых показателей и соблюдение установленных нормативов;
- анализ исполнения бюджета ЦФО, включая формирование управленческой отчетности и пояснительных записок;
- координацию работы руководителей ЦФО нижестоящего уровня, организацию планирования и контроля исполнения бюджетов ЦФО.

Стоит отметить, что по ряду причин финансовая структура отличается от организационной структуры. Финансовая структура строится на основе экономических и финансовых отношений между центрами ответственности и отражает иерархию ответственности за достижение

целевых финансовых показателей. Организационная структура – на основе функциональной специализации подразделений организации и отражает иерархию административной подчиненности. Одно и то же подразделение филиала может иметь в своем составе два и более ЦФО.

Использование термина «ЦФО» подразумевает наличие у организационной единицы ответственности за достижение финансовых показателей, а термин «подразделение» ограничивает ответственность организационной единицы надлежащим выполнением определенного набора функций, возможно без привязки к финансовому результату.

Подразделение – структурное подразделение Общества, которое является потребителем ресурса. Например, за статью «Транспортные услуги» ответственным является ЦФО «Служба организации перевозок и транспортного обеспечения»; при этом потребителем (заказчиком) данных услуг могут являться любые структурные подразделения Общества (услуги по заводу БУ – вышкомонтажная бригада, услуги при заводе МТР на бурение – буровая бригада №... и т.д.). Необходимо учитывать, что потребителем ресурсов по статьям расходов основного производства могут являться подразделения только основного производства; соответственно потребителями ресурсов по статьям расходов вспомогательного производства могут являться подразделения только вспомогательного производства и т.д. Иерархия аналитических разрезов приведена в таблице 2.

Проекты

Проект представляет собой выполнение комплекса работ в рамках определенного вида деятельности для определенного заказчика на обозначенном месторождении (совокупность Объектов) или скважине (Объект). Как правило, проект – это выполнение работ в рамках одного доходного договора.

Прибыль от основной деятельности

Прибыль филиала получается как разница между сметной строительств скважин, оплаченной заказчиком, за вычетом себестоимости скважины, рассчитанной по методу полных затрат, а так же коммерческих и управленческих расходов.

Доход

Отделом экономической экспертизы и ценообразования после проведения буровых работ составляется смета на готовую скважину для последующей ее передачи заказчику для оплаты.

Затраты

Прямые затраты приходятся на производственно-технологический отдел и на цех вышкомонтажных и подготовительных работ. Именно эти два подразделения непосредственно занимаются строительством скважины. Прямые трудовые затраты складываются из оплаты труда буровых и вышкомонтажных бригад на каждой скважине, а так же инженерно технологического состава постоянно задействованного на соответствующем строительстве. Прямые материальные затраты состоят из затрат материалов потраченных непосредственно на строительство скважины. Таких как обсадные трубы, реагенты для приготовления буровых и тампонажных растворов, электроэнергия и т.п.

На все остальные подразделения приходятся косвенные затраты. Общехозяйственные расходы приходятся на аппарат при руководстве, группу по административно-хозяйственному обеспечению, службу корпоративной защиты, планово-экономический отдел, учетно-контрольную группу, группу по правовому обеспечению, участок социально бытового обеспечения и отдел кадров, трудовых отношений и социального развития.

В филиале закреплена ответственность за статьями БДР по каждому ЦФО.

Ответственные ЦФО формируют свои бюджеты с ежемесячной детализацией:

- бюджет доходов (БД) – формируется отделом экономической экспертизы и ценообразования, на основании данных от филиалов и представляется в консолидированном виде – отражает доходы Общества в разрезе Проектов/Объектов, этапов работ, хоз.единиц;
- бюджет расходов (БР) ЦФО филиала – раскрывает информацию о расходах детально по количественным и стоимостным факторам в номенклатурных разрезах потребляемых ресурсов. Расшифровка к БР составляется в разрезе Хоз.единиц, статей расходов, этапов работ (для переменных расходов), объектов (для переменных расходов) и подразделений;
- сводный бюджет расходов ЦФО – сводный бюджет ЦФО центрального аппарата управления, включает в себя консолидированные данные бюджетов расходов ЦФО филиалов в стоимостном выражении.
- бюджет расходов подразделения вспомогательного производства – отражает расходы каждого подразделения вспомогательного производства (расходы на персонал, материалы, содержание и эксплуатация оборудования и т.д.) в разрезе основных видов деятельности, которые осуществляет данное подразделение.

Сводный бюджет планируется на календарный год ежемесячно с обязательной детализацией показателей в стоимостном и физическом виде. Учитывает все планируемые технические, технологические и организационные преобразования, направленные на достижение поставленных целей.

Сводный бюджет подлежит уточнению в процессе текущего планирования, посредством внесения корректировок (факт + обновление прогноза до конца года).

Хозяйственные операции в БДР отражаются в момент их

совершения (т.е. в том отчетном периоде, в котором они возникли), а не по мере получения или выплаты денежных средств и их эквивалентов, связанных с данной операцией. Принцип дает возможность получить своевременную и объективную информацию о затраченных экономических ресурсах и полученных экономических выгодах за определенный период времени.

Основными источниками фактической информации при подготовке управленческой отчетности являются учетные системы филиала. Принцип означает, что в системе при расчете бюджетных показателей и формировании управленческой отчетности будут использоваться одинаковые методологические принципы и подходы.

Все существующие с точки зрения пользователей факты хозяйственной деятельности должны быть спланированы, если это возможно, впоследствии отражены в отчетности, если имели место в действительности.

Ответственность за совокупный финансовый результат и другие показатели по филиалу распределена между ЦФО. При этом каждый участник процесса бюджетирования, несущий ответственность за достижение каких-либо бюджетных показателей, должен иметь для этого достаточно полномочий;

Плановые значения финансовых показателей должны рассчитываться, когда это возможно, опираясь на показатели производственной активности, цены и нормативы потребления ресурсов [1].

При формировании сводного бюджета различаются годовое планирование (плановый бюджет) и текущее планирование (прогнозный бюджет).

Годовой плановый бюджет формируется на основе стратегических целей и задач, установленных Управляющей Компанией. Результатом формирования Планового бюджета является утверждение со стороны Управляющей Компании основных бюджетов (БДР, БДДС, БИЗ) и ключевых показателей эффективности деятельности Общества на планируемый год, выраженных в натуральных,

экономических и финансовых показателей.

Формирование годового планового бюджета осуществляется исходя из следующих предпосылок:

1. Производственные – устанавливаемые руководством Общества, исходя из планового графика производства работ, которые осуществляет (будет осуществлять) Общество. Исполнение в физических показателях (проходка, коммерческая скорость бурения, непроизводительное время (НПВ) и т.д.).
2. Технические – устанавливаемые руководством, включают в себя техническую концепцию по оснащению/переоснащению производственных мощностей, установление основных технических нормативов по загрузке производственных мощностей.
3. Экономические – устанавливаются руководством Общества и включают в себя уровень инфляции, курс доллара, индексацию расценок по основным видам услуг и материалов потребляемых обществом, индексацию заработной платы, рентабельность деятельности и иные аналогичные показатели.

Взаимосвязь формирования разных видов бюджетов представлена на рисунке 2.

Бюджет доходов и расходов отражает данные о выручке, производственной себестоимости, управленческих и коммерческих расходах, прочих доходах и расходах и прибыли за определенный период, а также содержит ряд ключевых показателей применяемых для целей анализа эффективности деятельности Общества и проектов, таких как производственная прибыль, EBITDA и т.п.

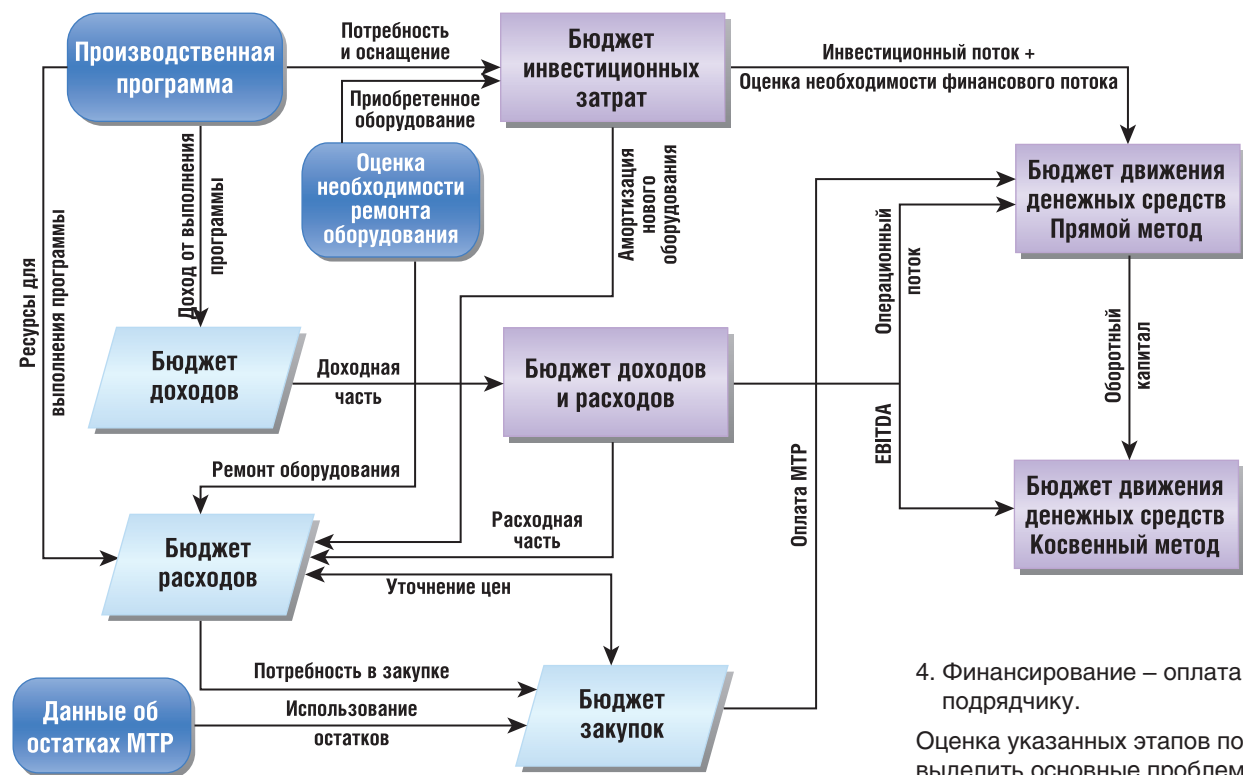
Однако, при создании финансовой структуры с выделением соответствующих ЦФО, нарушен принцип делегирования ответственности, на основании которого должна строиться процесс бюджетирования.

Отсутствие ключевых показателей эффективности (КПЭ) для ЦФО, ответственности за их достижение/не достижение не позволяет заинтересовать в полной мере персонал в достижении целевых показателей, что в итоге

ТАБЛИЦА 2. Иерархия аналитических разрезов

Аналитика учета		Выручка	Переменные затраты	Постоянные затраты
1	Хоз. единица	+	+	+
2	Проект	+	+	
2.1	Объект	+	+	
2.1.1	Вид деятельности	+	+	
2.1.2	Этап работ	+	+	
3	ЦФО	+	+	+
4	Подразделение		+	+
5	Статья расходов		+	+

РИС. 2. Взаимосвязь основных видов бюджетов



превращает бюджетирование лишь в формализованную систему, не связанную с реальными бизнес-процессами [2].

Еще одним недостатком системы бюджетирования в филиале «Ухта бурение» является недостаточный уровень ее автоматизации – формирование бюджетов, их консолидация происходит в программе Microsoft Excel. Действительно, этот инструмент обладает рядом необходимых и полезных качеств: широкая распространенность, удобство и простота использования, мощные средства выполнения расчетов с помощью формул, соответствие экранных представлений готовым печатным формам. Но хорошо известны и серьезные ограничения в использовании: сложность работы многократно возрастает с увеличением числа взаимосвязанных форм, с необходимостью формирования сводных данных, анализа данных в различных разрезах; невозможность одновременной работы нескольких пользователей с общими данными; переход к следующему периоду планирования часто влечет копирование и доработку всего комплекса плановых форм; затруднено использование кодификаторов и т.п.

Действующая схема процесса управления затратами представлена на рисунке 3, из которого видно, что процесс управления затратами включает в себя четыре этапа:

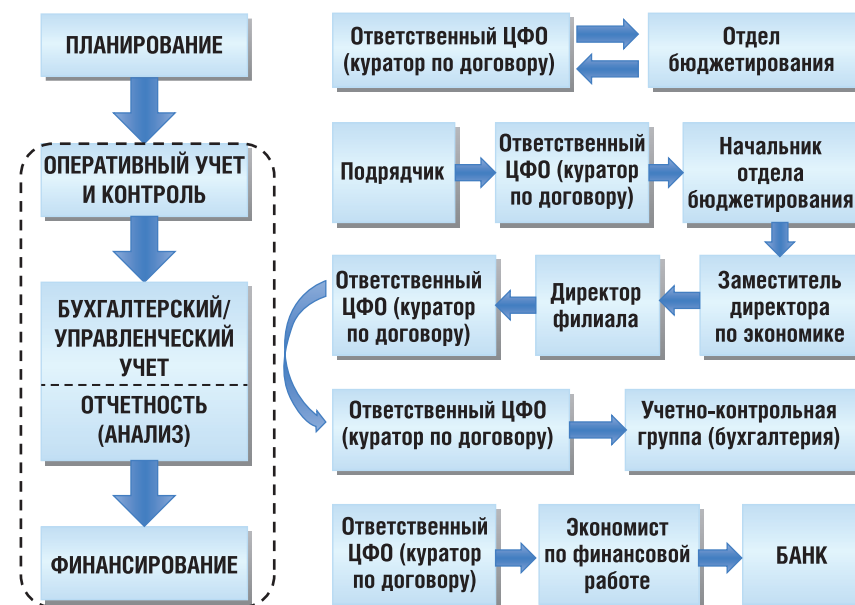
1. Планирование – этап планирования, который означает, что у каждого ответственного ЦФО есть свой утвержденный на год бизнес-план.
2. Этап оперативного учета и контроля. На данной стадии тянется длинная цепочка проверок и согласований фактически понесенных затрат. Цепочка согласований происходит со стороны специалистов, начиная от подрядчика, заканчивая директором филиала. Однако данный этап должен еще и предполагать формирование оперативного прогноза бюджета ЦФО ближайший текущий месяц. Этап является наиболее актуальным для рыночных условий, обуславливающих периодическую корректировку производственной программы работ, что требует оперативного реагирования на ситуацию. На сегодня это отсутствует.
3. Бухгалтерский учет – после согласований специалистами все первичные документы передаются в учетно-контрольную группу.

4. Финансирование – оплата услуг подрядчику.

Оценка указанных этапов позволяет выделить основные проблемы действующей системы управления затратами:

1. Автономность процессов. Каждый из 4-х этапов функционирует индивидуально. Например, этап планирования и этап оперативного учета и контроля связаны между собой только бумажным документом-справкой по кодам затрат, в котором указывается лишь планируемые затраты, при этом важный показатель «прогноз на текущий месяц», учитывающий реалии производственной программы, отсутствует.
2. Отсутствие оперативного источника получения информации по исполнению бюджета ЦФО. Т.е. каждый владелец ЦФО получает общую картину исполнения бюджета лишь после закрытия данных бухгалтерского учета и формирования отделом бюджетирования и финансовой отчетности план-фактного анализа исполнения бюджета в программе Microsoft Excel. Сравнение фактических затрат происходит лишь с плановыми показателями, сравнение с прогнозными данными на текущий месяц не происходит.
3. Трудоемкость внесения фактических данных. Внесение фактических данных требует больших затрат времени и труда на каждой стадии процесса

РИС. 3. Действующая схема процесса управления затратами



управления затратами, особенно при бухгалтерском учете. К примеру, сначала владелец ЦФО вносит информацию по коду ЦФО, коду статьи затрат и др. на бумажный документ – справку по кодам затрат, а затем бухгалтер вносит ту же самую информацию в программу 1С: Предприятие, тем самым дублируя действия.

4. Бумажный документооборот. Бумажный документооборот требует больших затрат по времени. Например, требуется дополнительное время на прохождение владельцем ЦФО по кабинетам специалистов (экономисты, бухгалтера) на подписание и сдачу в бухгалтерию справок по кодам затрат.
5. Поздние сроки получения оперативной управленческой отчетности (28 число месяца, следующего за отчетным) и как следствие потеря времени на принятие управленческих решений. Причиной этому служат поздние сроки закрытия бухгалтерского учета, а одной из причин в свою очередь происходит за счет позднего предоставления от ЦФО документов в бухгалтерию. Позднее предоставление документов в бухгалтерию происходит за счет отсутствия системы контроля всех предоставленных документов по оказанным услугам, а также отсутствия системы просмотра, на какой стадии согласования находятся документы (в т.ч. и в ЦАУП).

6. Одна из наиважнейших для компании – отсутствие системы (в т.ч. и автоматизированной системы) формирования и контроля исполнения оперативного прогноза на текущий месяц. Задача которой – установить возможность оперативного реагирования на изменение производственной программы выполнения работ.

В связи с этим, основными целями являются:

- полная автоматизация системы управления затратами, особенно на этапе оперативного прогнозирования затрат на текущий месяц;
- интеграция процесса управления затратами на единой платформе 1С.

Ранее указанные проблемы действующей системы управления затрат могут быть решены в связи с полным переходом на программный модуль «1 С УПП»:

1. Проблема автономности процессов решена за счет того, что программный модуль соединил все звенья процесса управления затратами на платформе 1С, теперь нет необходимости формировать бумажный документ – справка по кодам затрат, для подписания директором актов выполненных работ в бумажном виде достаточно выгрузить процесс утверждения акта из программы.
2. Формирование отчетности в режиме «on line» по исполнению

плановых бюджетов и оперативных прогнозов исключает вторую проблему – отсутствие оперативного источника получения информации по исполнению бюджета ЦФО, а также исключает ошибки при учете затрат и контроле бюджетов, минимизирует роль человеческого фактора в их формировании;

3. За счет исключения дублирования действий владельцем ЦФО и бухгалтером и оптимизации рабочего времени экономических служб решена проблема трудоемкости внесения фактических данных.

4. С внедрением программного модуля бумажный документооборот остается лишь в виде счет-фактур и актов выполненных работ в архиве бухгалтерии.

5. Возможности модуля предполагают систему контроля и проверки все ли документы сданы в бухгалтерию согласно ранее сформированных заявок-оперативный прогноз, а также систему контроля на какой стадии согласования находятся документы. Это приведет к сокращению сроков сдачи оперативной отчетности.

И наконец, в компании появляется система оперативного реагирования и контроля затрат на изменение производственной программы.

Фирма «1С» выпускает большую гамму конфигураций для различных отраслей и типов предприятий, при этом официально для целей построения на ее основе системы управленческого учета декларирует следующие конфигурации: «1С: Финансовое планирование», Комплексная конфигурация программного комплекса «1С: Предприятие». На сегодняшний день продукты семейства «1С» – наиболее распространенные на рынке универсальных бухгалтерско-аналитических информационных систем. ●

Литература

1. Тахаутдинов Ш.Ф. Организация управления нефтегазовым комплексом. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2003. – 220 с.
2. Мицкевич А.А. Основы управленческого учета. – М.: ВШФМ АНХ при Правительстве РФ, 2009. – 286 с.
3. Гершун А., Горский М. Технологии сбалансированного управления. – М.: Олимп-бизнес, 2005 – 416 с.
4. Добровольский Е., Карабанов Б., Боровков П., Глухов Е., Бреслав Е., Бюджетирование: шаг за шагом – СПб.: Питер, 2013. – 480 с.

«КАМСКИЙ КАБЕЛЬ»

ДЛЯ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ

Анна Игнатьева

Разработка нефтяных месторождений подразумевает не только бурение и строительство скважин, но и обустройство нефтепромыслов, включающее прокладку коммуникаций – в частности, систем автоматизации, позволяющих сделать процесс нефтедобычи современным и максимально эффективным.

В 2013 году компания «Башнефть-Полюс» – совместное предприятие ОАО АНК «Башнефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» – приступила к добыче нефти в процессе реализации проекта разработки месторождений им. Р. Требса и А. Титова в Ненецком автономном округе. В рамках подготовки к пробной эксплуатации месторождений компания выполнила обустройство 12 разведочных скважин, построила первую очередь центрального пункта сбора нефти, пункт приема-сдачи нефти, свыше 40 км нефтесборных трубопроводов, около 80 км линий электропередач,

ряд вспомогательных объектов. Одновременно перечисленные объекты были подключены к энергоснабжению. Для решения этой задачи потребовался значительный объем современной кабельно-проводниковой продукции, одним из поставщиков которой выступил крупнейший в Европе производитель кабелей и проводов – завод «Камский кабель».

Компания-поставщик была выбрана по итогам тендера, в ходе которого основными требованиями к закупаемой продукции стали – надежность, хорошая пропускная способность и термическая устойчивость, соответствие требуемым условиям эксплуатации, возможность прокладки в земле, на воздухе, во взрывоопасных зонах, а также на вертикальных, наклонных и горизонтальных трассах.

Алексей Гаськов,
главный энергетик компании
«Башнефть-полюс»:

«Особенностью систем электроснабжения нефтегазовых промыслов является рассредоточенность приемников электроэнергии на достаточно больших площадях. Вместе с большой энергоемкостью потребителей, это определяет особенности решений электроснабжения, наличие многоуровневой трансформации энергии, выбор соответствующей условиям эксплуатации электротехнической продукции и т.д. При обустройстве месторождений им. Р. Требса и А. Титова мы сотрудничаем с целым рядом поставщиков кабельной продукции. Завод «Камский кабель» был выбран по итогам конкурентной борьбы на тендере, а также потому, что представил самую широкую номенклатуру для комплексных поставок кабельной продукции в хладостойком исполнении.

На сегодняшний день продукция, закупленная у «Камского кабеля» – а это силовой кабель в ПВХ-изоляции и силовой кабель в

изоляции из СПЭ, отвечает всем заявленным характеристикам: в процессе эксплуатации в течение 10 месяцев рекламаций и отказов по приобретенному кабелю не было.

Игорь Буров,
главный технолог
ООО «Камский кабель»:

«Силовые кабели в ПВХ-изоляции и в изоляции из СПЭ изготавливаются для эксплуатации в районах с умеренным, холодным и тропическим климатом. Они предназначены для передачи и распределения электрической

энергии в стационарных и электрических установках, а также для монтажа электрооборудования, машин, механизмов и станков. Кабели прокладываются на вертикальных, наклонных и горизонтальных трассах, легки в монтаже и надежны даже при перепадах высот. При их изготовлении заводом-производителем применяются передовые технологии, используются высокоточные контролирующие и измерительные приборы, а также уделяется особое внимание к подбору материалов. Срок службы таких кабелей – 30 лет. ●

В рамках пробной эксплуатации в 2013 г. на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова было добыто около 300 тыс. тонн нефти. Начало промышленной эксплуатации месторождений запланировано на 2016 год. Ожидается, что до 2020 г. добыча нефти в рамках проекта выйдет на стабильный уровень в объеме около 4,8 млн. тонн в год. Суммарные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (C1+C2) месторождений им. Р. Требса и А. Титова, оцененные по российской классификации и учтенные на государственном балансе, составляют 140,1 млн тонн



КАМКABELЬ

ООО «Камский кабель»

614030, г. Пермь, ул.
Гайвинская, 105

8-800-220-5000 – единая
справочная служба, для абонентов РФ
звонок бесплатный

kamkabel@kamkabel.ru

www.kamkabel.ru





weTORQ™85 – МЕХАНИЧЕСКИЙ «ПОМБУР» ОТ McCOY GLOBAL, INC.



Иан Андерсон,
Генеральный директор
по международным продажам
и сервису в Восточном
полушарии
McCoy Global

В конце прошлого года McCoy Global выступила с новой инициативой под названием продуктовая линия «wePRODUCT», разработанной для внедрения и производства нового оборудования, которое бы предлагало экономичные решения для рынков добычи и производства нефти и газа по всему миру. Вторым продуктом этой линии является автоматический механический ключ weTORQ™85.

WeTORQ™85 – это очень компактное устройство ключа и вращателя, смонтированных на манипуляторе позиционирования. Диапазон размеров труб устройства от 2-7/8" до 8-3/4", что практически покрывает все звенья буровой колонны. Максимальный крутящий момент weTORQ™85 при свинчивании 65000 фунтов*фут, при развинчивании 85000 фунтов*фут. Скорость вращателя 175 оборотов в минуту при буровой трубе 4-1/2", максимальный момент 1850 фунтов*фут.

Одной из главных особенностей weTORQ™85 является то, что в нем используются стандартные вкладыши ключей, что обеспечивает отличный зажим труб, минимальное повреждение замков труб и низкие эксплуатационные расходы. В weTORQ™85 используются стандартные вкладыши 5" x 1-1/4" x 1/2" или вкладыши 5-7/8".

Это устройство имеет функцию регулируемого усилия зажима на зажимном цилиндре. Это усилие регулируется установкой давления на разгрузочном клапане. Имеется также функция «плавного старта», которая поддерживает низкое давление на нижнем зажиме, пока

верхний зажим не активизируется для свинчивания. Эта функция предотвращает перекручивание и «яйцеобразную» деформацию конца буровой трубы.

WeTORQ™85 был разработан в ответ на потребности промышленности в повышении крутящих моментов и безопасности. Превышение момента, неправильный зажим и присутствие персонала в непосредственной близости к месту эксплуатации – все это является факторами, которых можно избежать, используя weTORQ™85.

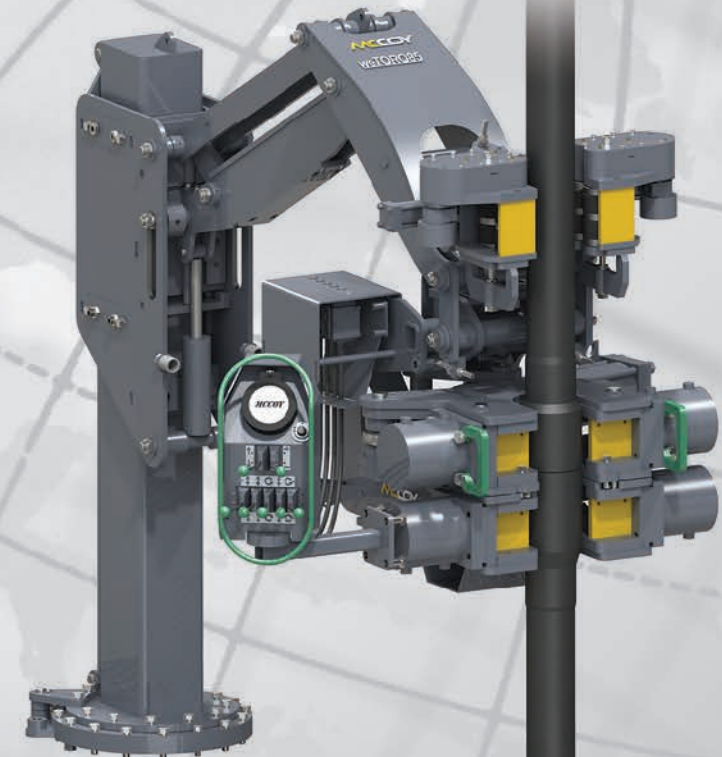
Основываясь на запросах заказчиков, в weTORQ™85 было воплощено несколько новшеств. Например, он имеет гидравлический привод, а не пневматический, и при гидравлическом источнике всего лишь 2500 PSI выдает максимальные показатели.

Рычаги управления weTORQ смонтированы непосредственно на самом устройстве. Имеются также дополнительные системы дистанционного управления с полной функциональностью, включая современные беспроводные системы.

Манипулятор позиционирования имеет горизонтальное перемещение 60 дюймов и вертикальное перемещение 36 дюймов. Фактический общий охват weTORQ™85 – 108 дюймов – от центра монтажного гнезда до центра скважины. Поворот силового ключа weTORQ™85 составляет 37,5 градусов от нейтрального положения, а общий поворот достигает 75 градусов – гораздо больше, чем у конкурентов. ●

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОСТОЯННО ИЗМЕНЯЮЩЕГОСЯ МИРА

Прислушиваясь к растущим потребностям как наших клиентов, так и отрасли, мы отвечаем интенсивной программой исследований и разработок и удовлетворяем эти потребности, развивая революционное семейство продукции с возможностями, которые превышают ожидания в производительности, эффективности, долговечности и скорости без ущерба простоте и безопасности.



СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА | ЕВРОПА | БЛИЖНИЙ ВОСТОК | ЮЖНАЯ АМЕРИКА | ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ

Listening to growing demands of both our customers and the industry, we are responding with an intensive Research and Development program. We are meeting the needs by developing a revolutionary product family with solutions that exceed expectation in productivity, performance, durability and speed—without sacrificing simplicity or safety.

/// WWW.MCCOYGLOBAL.COM



СОДЕЙСТВИЕ РАЗВИТИЮ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

СИСТЕМА UniSim ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ НА НПЗ

НПЗ MiRO, расположенный в Германии расширил свою систему топливного газа, реализовав возможность использовать природный газ в качестве дополнительного источника энергии. Обязательным требованием к интеграции новой системы природного газа со сложной схемой приоритетного управления в действующую систему топливного газа было проведение подключения без остановки производственного оборудования. Поэтому было решено провести подробное исследование динамической модели (ИДМ) новой и интегрированной общей системы топливного газа с помощью пакета UNISIM® Design. Цели ИДМ заключались в обеспечении стабильной и безопасной работы новой системы, а также в сокращении сроков запуска системы. Что представляет собой этот проект и каковы его первые результаты, достигнутые после успешного ввода новой системы топливного газа в эксплуатацию?

Райнер Шоеринг,
Университет прикладных наук,
Кельн

Альбрехт Мингес,
MiRO Mineraloelraffinerie
Oberrhein

Симон Гризбаум,
MiRO Mineraloelraffinerie
Oberrhein

Майкл Бродкоб,
Honeywell Process Solutions

НПЗ и проект использования природного газа

MiRO Mineraloelraffinerie Oberrhein является одним из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов Германии. НПЗ MiRO расположен в г. Карлсруэ и состоит из двух площадок, которые различными потоками связаны друг с другом (по сырью, продукции и инженерным сетям). В прошлом система топливного газа этого НПЗ в качестве дополнительного внешнего источника энергии использовала сжиженный нефтяной газ (СНГ), однако изменение цен сделало природный газ более привлекательной альтернативой с финансовой точки зрения. Поэтому руководство НПЗ MiRO решило использовать в качестве

альтернативного источника энергии природный газ.

Структура новой интегрированной системы топливного газа, использующей в качестве источников энергии отходящий газ, газ от установок флюид-каталитического крекинга (ФКК), коксовый газ, сжиженный нефтяной газ и природный газ, показана на рис. 1.

В целях удовлетворения различных требований НПЗ специалисты компании MiRO разработали комплексную схему приоритетного управления. Кроме того, трубопроводы и средства управления новой системы природного газа необходимо было интегрировать с действующей системой топливного газа без

РИС. 1. Структура системы топливного газа НПЗ MiRO

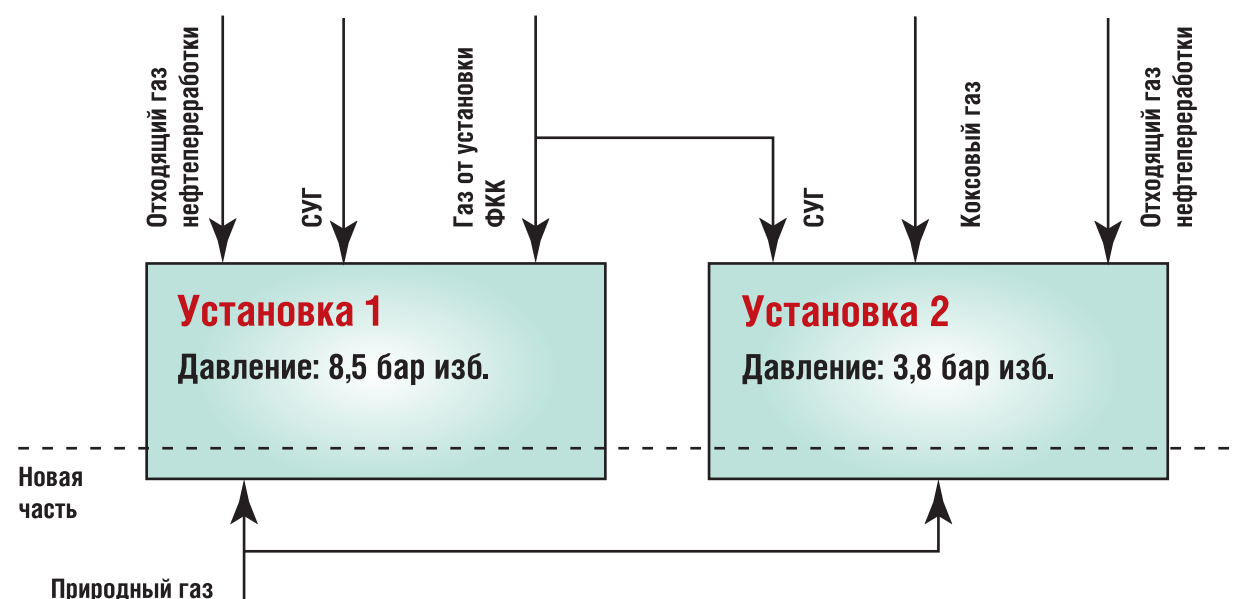
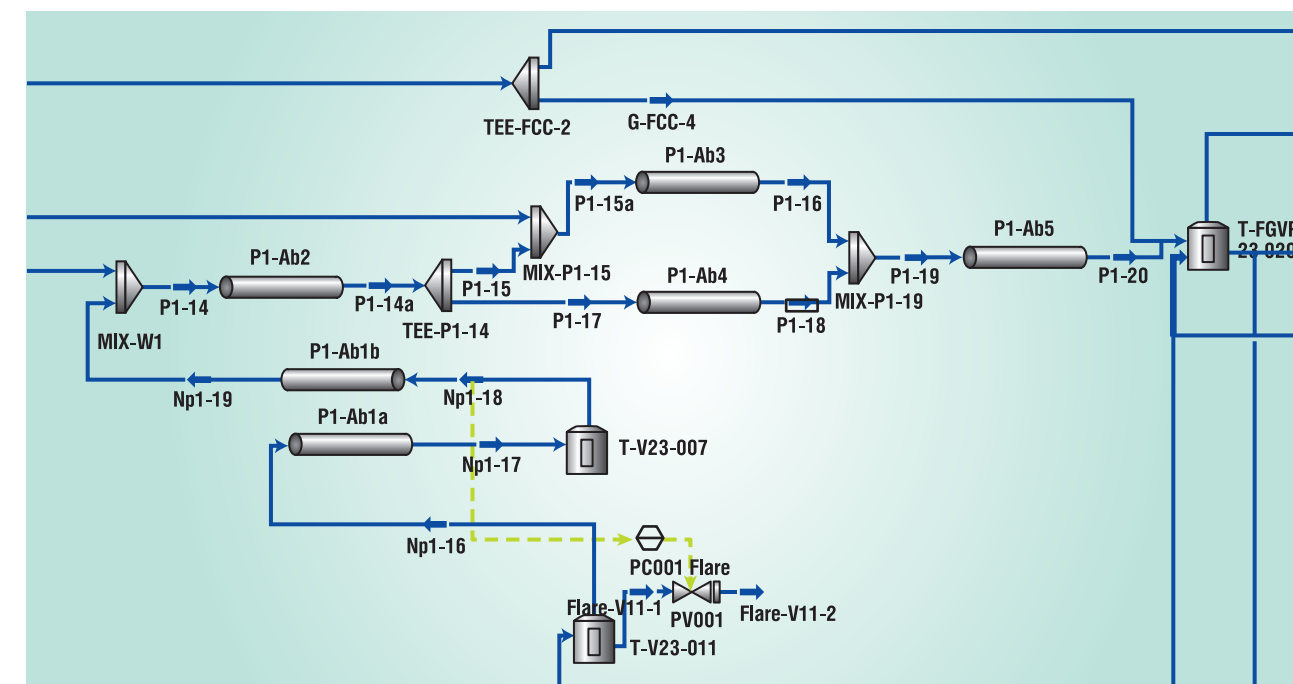


РИС. 2. Структура системы топливного газа НПЗ MiRO



остановки производственного оборудования. Таким образом, исследование динамической модели системы топливного газа проводилось со следующими основными целями.

- Обеспечение стабильной работы комплексной системы топливного газа при любых условиях эксплуатации и в переходных режимах
- Исключение возникновения колебаний и других динамических нарушений
- Тестирование конфигурации системы управления и предварительная настройка контроллеров перед установкой
- Достижение дополнительных целей управления (определение минимальных и максимальных значений расхода и т. д.)
- Отработка перехода с СНГ на природный газ в качестве основного топлива и обратно
- Безопасный ввод в эксплуатацию
- Сокращение сроков ввода в эксплуатацию

Динамическое моделирование системы топливного газа с помощью UniSim

Системы динамического моделирования процессов, такие как Honeywell UniSim Design¹, Invensys DYNASYM² и AspenTech Aspen HYSYS

Dynamics³, используют методы, основанные на базовых физических принципах, которые обеспечивают реалистичное воспроизведение переходных процессов, типичных для нефтегазовой и химической промышленности. Чтобы создать модель процесса, пользователь выбирает готовые компоненты и термодинамические пакеты для определения физических свойств и фазовых равновесий системы, после чего создает технологическую схему, добавляя и связывая друг с другом модели работы типовых блоков (трубопроводов, резервуаров, насосов, дистилляционных колонн и т. д.) и оборудования управления (клапаны, ПИД-регуляторы и т. д.). Полученную модель можно инициализировать, задав определенные начальные условия, и протестировать с помощью разных заранее подготовленных сценариев в рамках исследования динамической модели.

Исследование динамической модели является стандартным инструментом, используемым в перерабатывающих отраслях промышленности, для анализа и оптимизации переходных процессов. В качестве примера применения этой методики для анализа работоспособности оборудования или исследования безопасности можно привести оценку динамической нагрузки на факельную установку на НПЗ [1]

или на континентальных газовых месторождениях [2], а также исследования компрессоров [3]. Для проведения ИДМ на НПЗ MiRO авторы выбрали пакет UniSim Design благодаря высокой скорости и стабильности моделирования, а также широким возможностям моделирования сложных систем управления.

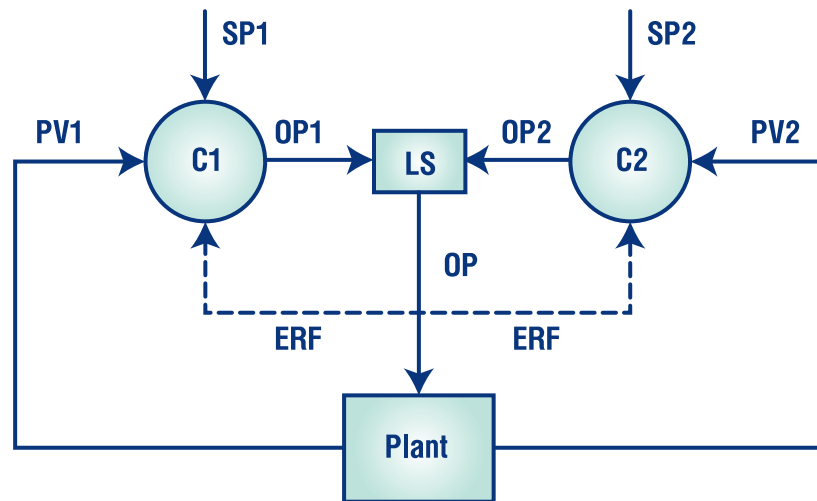
Новую систему природного газа было необходимо интегрировать в систему топливного газа с использованием имеющихся трубопроводов и резервуаров, поскольку добавить новое оборудование без остановки производственного оборудования было невозможно (согласно требованию, указанному выше). Имеющееся оборудование не оптимизировано с точки зрения пропускной способности и перепадов давления, что может привести к нарушениям при протекании переходных процессов в интегрированной системе. На рис. 2 показана небольшая часть общей модели UniSim, в которой с большой точностью моделируются реальные трубопроводы НПЗ.

¹ Пакет UniSim® Design является зарегистрированным товарным знаком корпорации Honeywell.

² DYNASYM является зарегистрированным товарным знаком корпорации Invensys.

³ Aspen HYSYS Dynamics является зарегистрированным товарным знаком корпорации Aspen Technology.

РИС. 3. Схема приоритетного управления с помощью внешней обратной связи для перенастройки (ERF)



Приоритетное управление

Приоритетное управление – это стратегия управления, в которой одна регулируемая переменная корректируется с помощью двух или более управляемых переменных [4]. Для приоритетного управления обычно используется алгоритм ПИ/ПИД-регулирования для каждой управляемой переменной. Выбор между выходами этих ПИ/ПИД-регуляторов в конкретный момент времени выполняет селектор меньшего или большего (LS или HS). При этом интегральные части ПИ/ПИД-регуляторов, которые не были выбраны селектором, могут перейти в состояние интегрального

насыщения. Поэтому, чтобы исключить такое развитие событий, требуется использовать определенную стратегию противодействия насыщению. Одним из возможных вариантов является применение внешней обратной связи для перенастройки, которая предотвращает насыщение и уравнивает значения на выходах всех регуляторов [5]. На рис. 3 показана возможная реализация контроллера приоритетного управления с двумя регуляторами (C1 и C2), двумя управляемыми переменными (PV1 и PV2), селектором меньшего значения, внешней обратной связью для перенастройки (ERF) и одной регулируемой переменной (OP).

Схема приоритетного управления системы топливного газа НПЗ MiRO гораздо сложнее – она должна быть способна:

- справляться с большим количеством управляемых параметров и контроллеров;
- учитывать сложную структуру технологического оборудования;
- соблюдать различные требования (ограничения по условиям безопасности, оптимальные рабочие точки и т. д.).

В качестве примера на рис. 4 показана часть схемы приоритетного управления.

Анализ модели с использованием различных сценариев

Чтобы обеспечить достижение описанных выше целей, выполняется обширное моделирование с использованием большого количества реалистичных сценариев. Например, в случае внезапного отключения печи мощностью 100 МВт на 5-й минуте с начала моделирования давление в системе топливного газа не вышло за пределы заданного диапазона, как показано на рис. 5. Кривая красного цвета отражает давление. Уставка давления составляет 8,5 бар (изб.), и давление поднялось до 9,1 бар (изб.). Кривая синего цвета отражает активную регулируемую переменную (OP), которая непосредственно управляет клапаном, связанным с HGP 260 P4 на рис. 4.

РИС. 4. Часть схемы приоритетного управления НПЗ MiRO

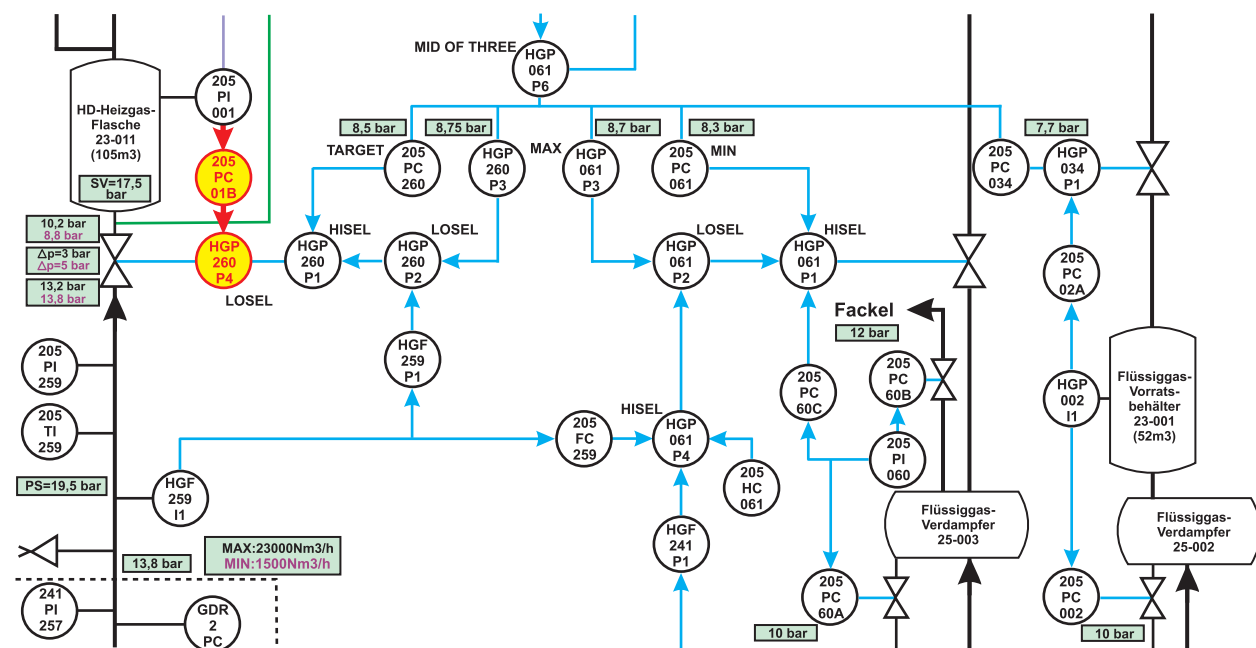
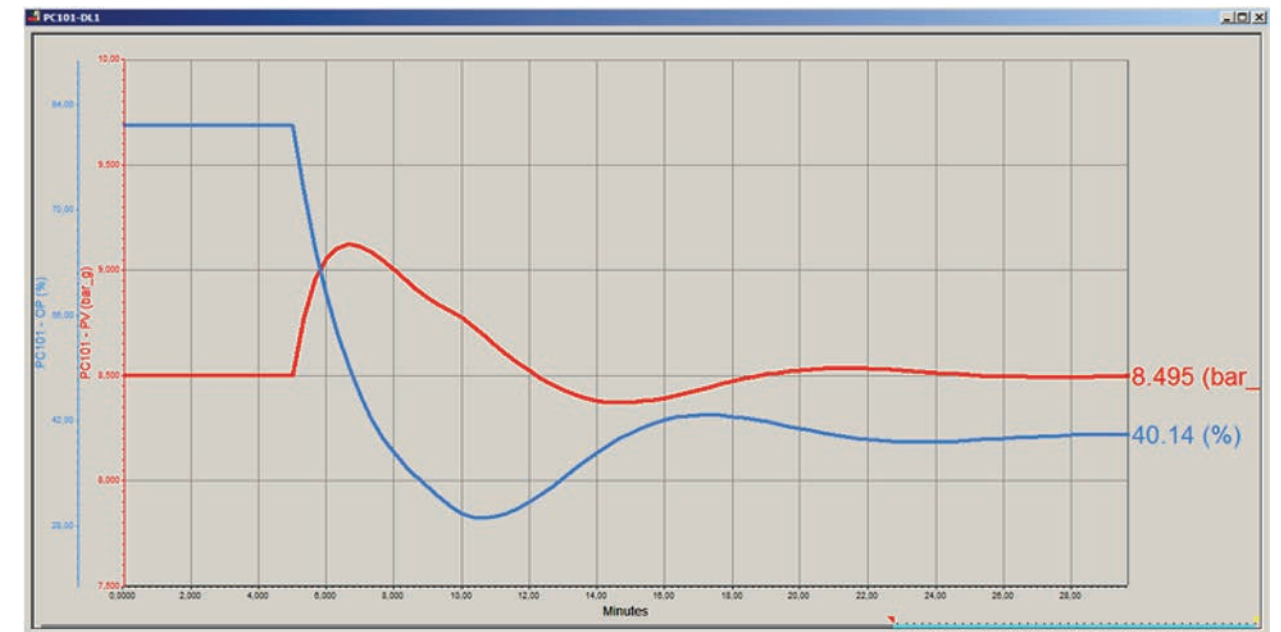


РИС. 5. Изменение давления в системе топливного газа при отключении печи мощностью 100 МВт



Поскольку в процессе управления участвуют несколько ПИД-регуляторов, взаимодействие которых может привести к возникновению колебаний, основным предметом внимания в ходе анализа модели должна стать настройка параметров ПИД-регулирования.

В результате проведенных исследований был внесен ряд корректировок:

- пределы давления для выпуска факельного газа;
- параметры клапанов;
- параметры управления.

В целом, анализ модели подтвердил, что проектное решение системы топливного газа, включая систему природного газа и комплексную систему приоритетного управления, полностью выполняет свои функции и система работает без ошибок.

Ввод системы природного газа в эксплуатацию

В декабре 2013 года система природного газа была встроена в существующую систему топливного газа. В ходе работ по мере необходимости решались стандартные задачи настройки системы регулирования, такие как линеаризация нелинейных характеристик клапанов. Значения параметров управления, которые были получены в ходе ИДМ,

стали хорошей основой для дальнейшей тонкой настройки параметров. Во многих случаях значения параметров управления динамической модели можно было использовать без каких-либо изменений.

В результате тщательной подготовки ввод системы в эксплуатацию был выполнен без существенных проблем. Стоит обратить внимание на короткий период времени, который потребовался для ввода в эксплуатацию и запуска расширенной системы топливного газа.

Сложной задачей оказалась подготовка операторов установок. Несмотря на то, что операторы прошли обучение на тренажере с упрощенной моделью, сложность новой системы приоритетного управления оказалась серьезной проблемой для многих из них.

Заключение

НПЗ MiRO расширил свою систему топливного газа с целью использования природного газа в качестве дополнительного альтернативного источника энергии. Новая система природного газа, которая включает в себя сложную схему приоритетного управления, была интегрирована в действующую систему топливного газа без остановки производственного оборудования. Для обеспечения безопасной и стабильной

работы новой системы, а также исключения проблем при вводе в эксплуатацию, было проведено исследование динамической модели системы топливного газа с использованием пакета UniSim Design. Исследование модели позволило разработать полнофункциональную и безошибочно работающую систему. В результате ввод в эксплуатацию и запуск расширенной системы топливного газа прошли без каких-либо существенных проблем. ●

Литература

- [1] Gruber, D., Leinitz, D.-U., Sethuraman, P., Alos, M.A., Nogue, J.M., Brodkorb, M.: Are there alternatives to an expensive overhaul of a bottlenecked flare system? (Есть ли альтернативы дорогим работам по капитальному ремонту факельной установки, ставшей узким местом?) PTQ, Q1, стр. 93–95, 2010.
- [2] Panigrahy, P., Balmer, J., Alos, M.A., Brodkorb, M., Marshall, B.: Dynamics break the bottleneck (Анализ динамической модели позволяет справиться с узкими местами). Hydrocarbon Engineering, September, стр. 93–96, 2011.
- [3] Nogue, J.M., Brodkorb, M., Feliu, J.A.: How can dynamic process simulation be used for centrifugal compressor systems (Как использовать динамическое моделирование процессов для анализа центробежных компрессорных систем). Hydrocarbon Engineering, August, стр. 92–98, 2012.
- [4] Luyben, Michael L.: Essentials of process control (Принципы управления технологическими процессами). Edited by William L. Luyben, McGraw-Hill (серия McGraw-Hill по технологиям для химической промышленности), New York, стр. 122–125, 1997.
- [5] Smith, Carlos A.: Automated Continuous Process Control (Автоматизированное управление непрерывными процессами). John Wiley & Sons, Hoboken NJ, стр. 88–92, 2002.

ОРУЖИЕ ПРОТИВ ОГНЕННОГО ШТОРМА



Эксплуатация и обращение металлических газовых баллонов для хранения сжиженных углеводородных газов (СУГ), требует соблюдения особых условий по безопасности. Как сегодня создаются безопасные системы, предотвращающие переполнение баллонов при их заправке? На этот и другие вопросы по комплексной безопасности отвечает Генеральный директор компании «Газовый вектор» **Андрей Вычужанин**



Андрей Вычужанин,
Генеральный директор
ООО «Газовый вектор»

– Андрей Никонорович, какова сегодня ситуация по вопросам безопасного обращения баллонов с СУГ на российском рынке?

– К сожалению, чрезвычайные ситуации при эксплуатации баллонов для хранения сжиженных углеводородных газов (СУГ) в нашей стране носят системный характер.

Только за последние 2 года в России произошло более 250 чрезвычайных происшествий с газовыми баллонами, при которых погибло более 100 и пострадало свыше 1100 человек, причинен материальный ущерб на многие миллионы рублей.

Сложившаяся ситуация требует незамедлительной модернизации имеющегося в РФ газобаллонного парка и корректировки нормативной базы. Не редкость, когда в обороте встречаются баллоны, находящиеся в эксплуатации свыше 25 лет и более. Используемые в настоящее время запорные устройства для газовых баллонов по ГОСТ 21804 устарели морально, не имеют технической возможности автоматического предохранять баллоны от переполнения газом при их заправке.

Самым разумным в данной ситуации, на мой взгляд, было бы ограничить срок эксплуатации металлических баллонов сроком в 15–20 лет и внедрить новые стандарты безопасности для запорной арматуры.

В качестве второй, вызывающей опасения причины, следует назвать переполнение баллонов газом сверх безопасного уровня при их заправке. Как правило, такие заправки происходят за пределами специализированных газонаполнительных станций и пунктов заправки баллонов, расположенных за десятки, а то и сотни километров от потребителей.

Жители вынуждены заправлять свои баллоны в ближайших к дому необорудованных местах.

– Существующая в России система безопасности на рынке СУГ в основном основана на запретительных мерах. Мы давно не видели новых технических, прорывных идей, позволяющих предупредить возникновение чрезвычайных ситуаций в процессе обращения газобаллонного оборудования (ГБО). Существует ли мировой опыт внедрений инновационных инженерных решений, повышающих нормы безопасности при заправке и эксплуатации газовых баллонов СУГ?

– Действительно, существующая ныне система безопасности рынка СУГ строится на административных и запретительных мерах, далеко не всегда учитывает мировые тенденции и развитие новых технологий. Работает ли такая система? Посмотрите на статистику последних лет и Ваш ответ будет однозначным – нет.

Во многих зарубежных странах уже давно на законодательном уровне закреплена норма обязательного использования и выпуска газовых баллонов только с системой безопасности OPD (Overfilling Prevention Device) – Устройство Предотвращающее Переполнение баллона.

Историю развития и внедрения системы OPD наиболее ярко можно проследить на примере одного из самых развитых мировых рынков СУГ – рынке США. В 90-х гг. прошлого века ситуация с аварийностью с газобаллонным парком была очень сложной. Бесконечно вводимые государственными органами США ограничения и запреты были не в

состоянии остановить «огненный шторм», сотрясавший страну от повсеместного нарушения правил оборота СУГ, заправки и эксплуатации газовых баллонов, оборудованных старыми клапанами без системы OPD. Т.е. сложилась ситуация схожая с той, что сейчас происходит в России.

Когда кошмар взрывов и пожаров достиг своего пика, научные и бизнес круги активно включилась в работу по решению вопроса безопасности при эксплуатации баллонов СУГ, чтобы заполнить недостаток идей, наблюдавшийся в государственных органах власти и надзора. За основу клапанов с системой OPD для бытовых баллонов были взяты автомобильные клапаны.

По требованию Национальной Ассоциации Противопожарной Защиты (NFPA) поплавковый отсекающий заправочного клапана, как «автоматическое средство для предотвращения заполнения газовых баллонов сверх разрешенных максимумов», стал одним из обязательных условий для использования пропана в качестве автомобильного топлива.

Когда комиссия США по безопасности потребительских продуктов (CPSC) опубликовала неутешительные результаты своего статистического исследования проблематики использования бытовых баллонов с СУГ, стало очевидно, что вопрос о том, следует ли газовой промышленности продолжать работать над развитием концепции OPD уже не имеет никакого значения: **«Поезд уже покинул станцию!» Другими словами, время для OPD пришло, хотите вы этого или нет!».**

С 1998 г. в США запрещен выпуск газовых баллонов не оборудованных системой OPD.

Принятые меры привели к резкому снижению числа инцидентов с газовыми баллонами, а следовательно к резкому сокращению числа жертв и причиненного вреда.

– Что может предложить Ваша компания для повышения безопасности при эксплуатации газобаллонного оборудования для СУГ?

– «Газовый Вектор» в период с 2012 по 2014 гг., совместно с компанией ROTAREX (Люксембург), более 90



лет являющейся европейским и мировым лидером по разработке и выпуску безопасного газового оборудования, разработали, провели комплекс испытаний, подготовили к производству и сертифицировали безопасное запорное устройство (БЗУ) для стальных газовых баллонов, используемых на российском рынке и пространстве бывшего СССР. Разработанная нами автоматическая система безопасности может использоваться как со стальными, так и с композитными баллонами, что немаловажно при замене и модернизации устаревшего баллонного парка в масштабах России.

OPD система должна дополнять существующую процедуру контроля заправки весовым методом и предотвращать чрезвычайные ситуации при несанкционированных заправках.

– Подобного рода вопросы безопасности не могут решаться только за счет компаний, какова доля ответственности государства?

– Проблема безопасной эксплуатации газобаллонного оборудования неоднократно рассматривалась на уровне Правительства. Весной 2014 г. ряд министерств признали наличие проблемы безопасности при эксплуатации газовых баллонов для СУГ, выразили готовность рассмотреть новые технические решения и предложения по внесению изменений в нормативные документы, содержащие комплекс мер, направленных на повышение безопасности в этой области.

Для повышения уровня безопасности при заправке и эксплуатации газовых баллонов, внедрения безопасных запорных устройств автоматического контроля от переполнения баллонов газом «Газовый вектор», совместно с ОАО «Росгазификация» и ОАО «Гипрониигаз» готовы принять участие в подготовке и разработке предложений по внесению необходимых изменений в соответствующие нормативные акты.

– Качество СУГ, применяемого в России оставляет желать лучшего. За счет чего обеспечивается надежность и долговечность работы вашего запорного устройства?

– При подготовке техзадания на разработку БЗУ с системой предотвращения переполнения баллонов при их заправке, во внимание были взяты существующие условия эксплуатации ГБО в России, учтены опыт работы и пожелания эксплуатирующих организаций.

На базе пункта заполнения баллонов компании «Интеройл» в течении 5 месяцев был проведен испытательный цикл заправки и эксплуатации металлических газовых баллонов для СУГ объемом 50, 27 и 12 литров снабженных БЗУ с OPD системой.

Результаты испытательного периода убедили нас в надежной работе БЗУ при заправке баллонов газом. OPD система минимизирует риск человеческого фактора на всех этапах заправки, обеспечивает весовые параметры заправки газа в соответствии с ГОСТ 15860-84, что

очень важно для нас, потребителей и надзорных органов.

БЗУ производится на самых современных автоматизированных линиях из высокопрочных материалов. Срок его службы не менее 10 лет. Продукт прошел комплекс серьезных лабораторных, заводских и практических испытаний. В 2013 г., после получения стабильно положительных результатов на всех стадиях испытаний и эксплуатации, наше изделие получило маркировку SRG-GV 457 OPD. Каждое БЗУ будет иметь свой персональный номер и технический паспорт (талон). В этом талоне будут указаны дата продажи изделия, ставиться отметки о регламентных проверках, которые будут соответствовать срокам поверки газовых баллонов.

Межсервисный интервал рассчитан для эксплуатации запорного устройства в среде СУГ, качество которых соответствует ГОСТ и ТУ.

Настройка рабочих параметров работы поплавкового отсекавателя, предохранительного клапана БЗУ происходит при изготовлении в заводских условиях на автоматизированных линиях. Какие-либо отклонения от настроек практически исключены. Дополнительно устройство проверяется на герметичность при установке на тело баллона в заводских условиях, находясь под давлением сжатого воздуха, в водяной ванне.

Если в процессе эксплуатации происходил аварийный сброс газа из баллона, то об этом проинформирует лепестковый индикатор красного цвета, установленный на выходе сбросного отверстия предохранительного клапана. Это серьезный повод для проверки условий эксплуатации баллона.

– Разработанный компанией баллон внешне не отличается от обычного. Каким образом потребитель сможет отличить безопасный баллон от стандартного?

– Баллон, снабженный БЗУ с OPD системой, внешне имеет следующие отличительные признаки от стандартного баллона: запорное устройство имеет на корпусе и на маховике уникальную фирменную маркировку, на теле клапана и на маховике присутствует надпись «OPD»; на тело баллона, помимо

надписи «ПРОПАН», крупным шрифтом будут нанесены логотип ООО «ГАЗОВЫЙ ВЕКТОР» (GV) и один из вариантов надписей: «БЕЗОПАСНОЕ ЗАПОРНОЕ УСТРОЙСТВО»; «КЛАПАН БЕЗОПАСНОЙ ЗАПРАВКИ»; в верхней части баллона, около запорного устройства, будет размещаться шильда с указанием даты производства баллона, наименованием производителя, периодичностью проведения поверки баллона и запорного устройства.

– Этот баллон хоть и с отсекателем, но это «бытовой» баллон. На него распространяются требования ПБ и НПБ для АГЗС, на территории которых предусмотрена заправка только баллонов грузовых, специальных и легковых автомобилей сжиженным газом (пропан-бутаном), используемым в качестве моторного топлива. Получается, что исходя из действующих ныне норм, баллон заправлять на АГЗС через ТРК нельзя...

– Сущствующие запреты на заправку бытовых баллонов на АГЗС в первую очередь были вызваны тем, что автомобильные газовые баллоны имели отсечной механизм поплавкового типа, предотвращающий переполнение баллона при заправке, а бытовые баллоны нет. Мы решили эту проблему.

Для удобства конечных потребителей можно законодательно, при соблюдении определенных правил безопасности, предусмотреть возможность заправки бытового баллона, снабженного БЗУ с поплавковым отсекателем, на АГЗС с последующим контрольным взвешиванием. На сегодняшний день самая большая и основная проблема в процессе эксплуатации бытовых газовых баллонов это их перезаполнение при заправке. Подавляющее большинство специалистов считают, что применение систем OPD в значительной мере снизит частоту и риск инцидентов, вызванных несанкционированной заправкой бытовых газовых баллонов.

По результатам испытаний, рекомендаций эксплуатирующих организаций, разработчикам безопасной системы было предложено привести

окончательную настройку и регулировку БЗУ с системой предотвращения переполнения на срабатывание, обеспечивающее заправку бытовых газовых баллонов в соответствие с нормами ГОСТ 15860-84: Для баллона 50 литров – не более 21,2 кг газа, для баллона 27 литров – не более 11, 4 кг газа, для баллонов 12 литров – не более 5 кг газа. Гарантированная заправка баллона с соблюдением весовых параметров в строгом соответствии с ГОСТ является очень серьезным аргументом для принятия решения о пересмотре правил заправки газовых баллонов для СУГ.

На сегодняшний день у всех газораспределительных станций стоит основная задача – обеспечить безопасную эксплуатацию стальных бытовых газовых баллонов. Ввод в эксплуатацию баллонов, оснащенных БЗУ, настроенных в заводских условиях на уровень заправки баллона в соответствие с ГОСТ 15860-84, позволит значительно снизить риск неблагоприятных последствий в случае заправок баллонов в местах, где отсутствуют контрольно-измерительные устройства для взвешивания баллонов после заправки, либо такие устройства работают некорректно.

В настоящий момент, при эксплуатации бытовых газовых баллонов в местах, удаленных от специализированных ГНС, по факту системно происходят многочисленные нарушения правил заправки баллонов газом, а именно неконтролируемые заправки газовых баллонов при отсутствии контроля методом последующего взвешивания».

– Изменяются ли принципиально правила эксплуатации ГБО при использовании вашего БЗУ?

– Нормы безопасной эксплуатации при обращении сосудов, оборудованных нашими БЗУ, принципиально ничем не будут отличаться от правил обращения сосудов, оборудованных обыкновенными запорными вентилями. К каждому нашему изделию будет прикладываться инструкция с описанием правил эксплуатации клапана.

– Практическая работоспособность запорного устройства с системой

предотвращения переполнения не известна. Не повлечет ли это за собой возможность переполнения баллонов, оборудованных данными устройствами, в процессе эксплуатации?

– Принципиально не согласен с первым тезисом. Работоспособность данного устройства доказана многолетним оптом эксплуатации в ведущих газовых державах. Практически 3-х летний испытательный цикл обсуждаемого нами БЗУ, практическая эксплуатация экспериментальных баллонов на ГНС наших партнеров убедили нас в надежной работе данного устройства. До минимума сводится риск «человеческого фактора» при заправке баллона. Конечный потребитель платит только за конкретные заправленные литры в его баллон.

Под сомнение можно поставить не только правильность работы БЗУ, но и весь ныне существующий процесс заправки: техническое состояние и правильность работы рабочих весов, процесс заправки, взвешивание баллона до и после заправки на контрольных весах. На каждом из этих этапов присутствует «человеческий фактор» умноженный на нашу ментальность и удивительную способность обходить стороной все существующие запреты.

– Существует ли риск возникновения пожара при срабатывании предохранительного клапана БЗУ?

– Срабатывание предохранительного клапана БЗУ настроено на давление, превышающее 26 Бар при рабочем давлении в баллоне 16 Бар. Надежность работы предохранительного клапана гарантируется производителем. Это значит, что предохранительный клапан может сработать только в случае грубого нарушения правил эксплуатации газового баллона. При этом происходит срабатывание избыточного давления газа в атмосферу. В условиях выброса газа в атмосферу, при наличии рядом открытого источника огня, будет происходить факельное горение, что значительно безопаснее, чем неконтролируемый взрыв газового баллона. В подобных случаях с баллонами,

оборудованными стандартными запорными вентилями, происходят либо раскрытие баллона, либо катастрофическое разрушение баллона или иными словами взрыв. Давление, при котором баллон разрушается – 70–80 Бар. С нашим БЗУ довести баллон до такого состояния практически невозможно.

– Закупочная и соответственно продажная цена безопасных баллонов выше используемых сегодня обычных баллонов. Какие аргументы можно привести в пользу Вашего баллона для потребителя?

– Стоимость предлагаемого БЗУ с системой предотвращения переполнения первоначально будет несколько выше стоимости баллона со стандартным вентилем, лишенного каких-либо систем безопасности, но это компенсируется рядом преимуществ:

1. Ресурсный срок службы БЗУ с системой предотвращения переполнения минимум в 2–3 раза больше, чем у ныне используемой запорной арматуры, что скажется на снижении эксплуатационных расходов;
2. Потребители нового безопасного баллона получают возможность получить и иметь свой персональный баллон и платить только за фактически заправленные литры газа. Через 3–4 заправки потребители компенсируют себе все финансовые неудобства
3. В процессе эксплуатации газовых баллонов, укомплектованных предлагаемым БЗУ, значительно снизятся случаи чрезвычайных ситуаций из-за грубых нарушений при заправке и эксплуатации газовых баллонов, снизятся расходы на ликвидацию последствий при чрезвычайных ситуациях, расходы на обслуживающий персонал.
4. Увеличение стоимости баллона с БЗУ не сопоставимо с уровнем безопасности и удобства, которое получают эксплуатирующие организации и конечные потребители по сравнению с используемым в настоящий момент стандартным вентилем.
5. В сравнении с широко рекламируемыми композитными баллонами наш баллон более чем в 2–3 раза дешевле при более высоком уровне безопасности».

– Каково Ваше мнение на возможные шаги для повышения безопасности при эксплуатации ГБО для реализации планов компании?

– Обеспечение безопасности при эксплуатации ГБО это серьезная государственная задача. Хотелось бы видеть у государственных органов желание не только запрещать всё и вся по принципу «как бы чего не вышло». При разработке новых нормативных актов необходимо учитывать объективные процессы происходящие в нашем бизнесе, мировой опыт, достижения технического прогресса.

Одномоментно нельзя заменить несколько миллионов находящихся в эксплуатации баллонов. Нужна программа модернизации и замены баллонов, рассчитанная на несколько лет. Для стимулирования населения для замены старых баллонов на безопасные можно воспользоваться опытом программы утилизации для старых автомобилей.

Конечно, безопасность стоит денег. Но кто оценит стоимость жизни пострадавших людей, сотрудников МЧС, пострадавших при чрезвычайных ситуациях с ГБО? Любую проблему легче предупредить и решить совместными усилиями. Со своими коллегами мы готовы принять участие в подготовке предложений для внесения изменений в нормативные акты с учетом реально имеющихся технических решений, безусловно повышающих уровень безопасности на рынке эксплуатации СУГ. Кроме того считаем необходимым обозначить проблему учета и персонализации газовых баллонов. Каждый газовый баллон является источником повышенной опасности. Таких неучтенных источников повышенной опасности в России несколько десятков миллионов. Эту задачу можно решить в рамках реализации предлагаемой коллегой программы замены и модернизации старых газовых баллонов. Повысится ответственность собственников баллонов за их техническим состоянием, следовательно упростится работа надзорных органов и очень надеюсь на уменьшение работы для сотрудников МЧС. ●

www.gas-vector.com

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН В ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЕ

Передовые пути решения проблем крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород и зонах повышенных поглощений



Сергей Кильдюшев,
директор по продажам
и маркетингу
ЗАО «СГК»

На сегодняшний день одним из актуальных вопросов, широко обсуждаемых ведущими экспертами нефтегазовой отрасли РФ, является подбор и выбор наиболее эффективных тампонажных материалов для крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород (ММП) и зонах повышенных поглощений (ЗПП). По мнению ведущих специалистов крупнейших нефтесервисных компаний, проектных институтов и производителей специальных тампонажных смесей, на сегодня нет готовых высоко результативных материалов, полностью решающих данные проблемы. В связи с этим поиск и разработка готовых оптимальных решений является перспективной, первоочередной и интересной задачей для научного, инженерного состава нефтегазового сектора РФ.

Свой вклад в поиск решений проблем ММП и ЗПП вносят и специалисты ЗАО «Самарский Гипсовый Комбинат» путем разработки специализированных гипсовых вяжущих, таких, как Буровой и Тамонажный гипс. ЗАО «Самарский гипсовый комбинат» является единственным производителем Тампонажного и Бурового гипса в РФ. Предприятие уже 70 лет

является лидером в самом сложном сегменте гипсовой отрасли – производстве высокопрочного гипса. Производство Тампонажного гипса стартовало в 2012 году. Тампонажный гипс – это один из основных компонентов тампонажных гипсоцементных смесей, направленных на решение проблем, возникающих при тампонировании скважин в условиях многолетнемерзлых пород и зонах повышенных поглощений.

Тампонажный гипс ЗАО «СГК» производится на основе высокопрочного гипса и имеет следующие характеристики:

Показатель	Значение
В/Г (нормальная густота), %	37 – 40
Начало схватывания, мин	Не ранее 10,0
Конец схватывания, мин.	Не позднее 20,0
Прочность на изгиб через 2 часа, МПа	Не менее 6,0
Прочность на сжатие через 2 часа, МПа	Не менее 16,0
Объемное расширение, %	Не менее 0,3
Остаток на сите 0,2 мм, %	Не более 1,0

За минувшие годы продукция СГК эффективно использовалась в качестве базового компонента тампонажных растворов на скважинах с различными характеристиками на территории России и стран СНГ.

Тампонажный гипс ЗАО «СГК» неоднократно применялся в условиях многолетнемерзлых пород.

При строительстве скважин в зонах ММП применение обычных тампонажных материалов не обеспечивает надежного крепления обсадных колонн, а также разобшения пластов. Для цементирования обсадных колонн, перекрывающих интервал ММП, необходимы растворы, обладающие определенным набором свойств, а именно – быстротвердеющие и не дающие усадки. Данные требования диктуются тем, что в условиях низких температур происходит замерзание отделившейся воды при длительном твердении смеси. Как следствие, тампонажный камень становится неоднородным, что, в свою очередь, может привести к нарушению герметичности колонны. Для решения данной проблемы нефтесервисные компании сегодня все чаще применяют гипсоцементные тампонажные смеси, в том числе – с использованием тампонажного гипса производства ЗАО «СГК». В частности, составы, созданные на его основе, с высокой эффективностью применялись на Бованенковском и Арктическом месторождениях (полуостров Ямал), Юрхаровском месторождении (ЯНАО), а также в Восточной Сибири – на Ванкорском и Чаяндинском месторождениях

Что именно обеспечивает смесям наличие в тампонажных гипсоцементных растворах тампонажного гипса производства ЗАО «СГК»?

1. Он позволяет регулировать сроки схватывания тампонажного раствора в условиях низких температур (от -5 до +25°C).
2. Обеспечивает первичную начальную прочность тампонажного камня.
3. Наблюдается отсутствие усадки при твердении.
4. Повышается показатель сцепления с обсадными колоннами.

5. Тампонажный раствор получается однородным, с заданными реологическими характеристиками за счет отсутствия седиментации.
6. Тампонажный гипс ЗАО «СГК» является экологичным продуктом.

Опыт использования тампонажного гипса ЗАО «СГК» компанией «СпецЦементСервис» (ГК «Гранула») показал также, что составы, разработанные на базе данного продукта, в условиях ММП демонстрируют низкое тепловыделение при гидратации, высокую морозостойкость и водостойкость цементного камня, а также его долговечность, что чрезвычайно актуально при повторяющихся циклах замораживания-оттаивания в процессе строительства и эксплуатации скважин. Для работы компания разработала две композиции – CemFrost (для растворов нормальной плотности) и CemFrost Lite (для облегченных растворов). Основные показатели растворов, а также цементного камня на базе этих тампонажных материалов следующие:

Показатель	CemFrost	CemFrost Lite
Плотность цементного раствора, г/см³	1,80-1,93	1,50-1,60
Время загустевания при +5°C, мин.	120-200	180-220
Сроки схватывания при +2°C, ч.	4-6	5-7
Сроки схватывания при при -5°C, ч.	7-9	9-11
Прочность цементного камня на изгиб через 24 ч. при +2°C, МПа	2,0-4,0	1,2-1,5

Применение тампонажного гипса ЗАО «СГК» для ликвидации зон повышенных поглощений

В настоящее время вопрос ликвидации зон поглощения является актуальным, так как данное осложнение – одно из основных при бурении скважин. Одним из способов решения проблемы ЗПП является применение быстротвердеющих



тампонажных составов. Гипсоцементные смеси обладают положительными качествами цементного и гипсового растворов – оптимальные сроки схватывания и твердения, высокопрочный камень уже через 3–4 часа после затворения смеси.

В тампонажных растворах для ЗПП наличие тампонажного гипса ЗАО «СГК» обеспечивает

- создание быстротвердеющих, седиментационно устойчивых растворов,
- сокращение времени на ликвидацию поглощений.

Это позволяет рассматривать применение Тампонажного гипса производства СГК как одного из эффективных и экономически выгодных способов борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах. ●



ЗАО «Самарский гипсовый комбинат»,
443052, г. Самара,
ул. Береговая, 9А.
(846) 269 64 25

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Алексей Шиндяпин,
Генеральный директор
ООО «НПП «ИТ СПб»

– Алексей Юрьевич, компания ООО «НПП «ИТ СПб» уже более 12 лет работает на рынке электротехнического оборудования, расскажите подробнее о ее деятельности.

– ООО «НПП ИТ СПб» специализируется на реализации комплексных решений в сфере электроэнергетики и нефтяной промышленности, осуществляя поставки оборудования для управления такими агрегатами, как насосы, вентиляторы, компрессоры.

Мы обеспечиваем комплексный подход к нуждам заказчика, предлагая к поставке системы коммутации и распределения электроэнергии, преобразователи частоты, устройства

плавного пуска двигателей, автоматизированные системы управления технологическими процессами. Основное оборудование, которое мы изготавливаем и поставляем, использует напряжение 6 и 10 кВ. Учитывая высокую значимость фактора надежной эксплуатации оборудования на объектах нефтяной промышленности, мы поставляем оборудование, которое может работать автономно, в режиме ограничения доступа обслуживающего персонала. Изготавливая наше оборудование в специальных блок-модулях, мы ориентированы на использование нашей аппаратуры в условиях экстремальных температур (до -60°C). Такие факторы подготовки оборудования позволяют нам активно участвовать в разработке новых месторождений нефти и газа.

В настоящее время совместно с ведущими производителям нефтяного оборудования ООО «НПП «ИТ СПб» принимает участие в разработке таких месторождений, как группа Мессояхских месторождений (Газпром нефть), Новопортовское (Газпром нефть), Восточно-Таркосалинское (НОВАТЭК), месторождения Большехетской впадины (ЛУКОЙЛ). Наше оборудование предназначено для повышения энергоэффективности, снижения энергозатрат, продления ресурса технологического оборудования, повышения качества современного производства.

Оборудование, производимое компанией, успешно эксплуатируется на многих месторождениях севера России, например, в Республике Коми на Баяндыском и Ярегском месторождениях.

– А как начиналась история компании и каково ее место на рынке сегодня?

– Мы образовались 12 лет назад и в настоящее время это

динамично развивающаяся компания с высокопрофессиональным коллективом, достойно занимающая свое место на российском рынке. ООО «Научно-производственное предприятие «Измерительные Технологии СПб» – это российский производитель со 100% российским капиталом. По собственным маркетинговым оценкам, за последний год доля нашего присутствия на рынке выросла на 10 %.

– Как удалось этого достичь и за счет чего продукция компании остается конкурентоспособной?

– Основная наша продукция, высоковольтные преобразователи частоты и высоковольтные устройства плавного пуска для электродвигателей, пользуется широким спросом. Мы представлены в нефтяных компаниях практически во всех регионах России. Иногда наше оборудование попадает на месторождение в комплекте с технологическим оборудованием от других заводов-изготовителей компрессоров, насосов, вентиляторов, электродвигателей. Мы сотрудничаем со многими ведущими изготовителями технологического и энергетического оборудования в России.

Вся наша продукция имеет соответствующие сертификаты и разрешения Ростехнадзора на применение в нефтяной промышленности. Систематическое повышение квалификации персонала позволяет нам на высоком уровне поддерживать количество выпускаемой продукции и предоставленных услуг. Зачастую мы сами же производим наладку нашего оборудования на объектах конечного заказчика.

Реально действующая система менеджмента качества предприятия, сертифицированная по государственному стандарту ГОСТ Р ИСО 9001-2008, позволяет нам работать быстро, качественно, избегая ошибок в производстве.

Мы постоянно развиваем оснащенность своих производственных площадей для повышения качества и быстроты исполнения продукции.

Сотрудники предприятия понимают, что потребитель



Сборочный участок.
Высоковольтное устройство
плавного пуска «Самсон»

Компания работает с такими отраслями, как:

- энергетика;
- нефтедобыча и нефтепереработка;
- машиностроение;
- угледобыча и обогащение угля;
- химическая промышленность;
- металлургия;
- газопереработка;
- коммунальное хозяйство

предпочитает фирмы, способные решать задачу комплексно, что называется «под ключ»: оптимизация поставки современного оборудования, проектирование, разработка программного обеспечения, сборка комплектного оборудования, монтаж или шеф-монтаж по месту, пуско-наладка. Поэтому нашим девизом стала фраза: «Мы предлагаем решения!».

– Как компания реагирует на появление новых разработок и конкурентов на рынке?

– Наше предприятие постоянно ориентировано на отслеживание запросов рынка и учета самых передовых пожеланий заказчика.

Наше проектно-конструкторское бюро постоянно ведет новые Научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки более современного, компактного, надежного оборудования.

Мы ориентированы на выполнение задач по импортозамещению и выводу на рынок современного оборудования российского производства, отвечающего российским стандартам качества и требованиям по эксплуатации в нефтяной промышленности.

На сегодняшний день мы с уверенностью говорим, что ООО «НПП «ИТ СПб» – это современная, надежная, динамично развивающаяся компания, предлагающая на рынке российское оборудование для управления технологическими процессами с функциями энергосбережения. Мы являемся надежным партнером для своих заказчиков. ●

ООО «НПП «ИТ СПб»
194223, г. Санкт-Петербург,
проспект Тореза, дом №44,
корп. 2, лит. А, пом. 36Н
Тел.: +7 (812) 385-48-40
Факс: +7 (812) 385-48-41
e-mail: office@it-spb.ru
www.it-spb.ru



Высоковольтный преобразователь частоты в блок-модуле на Баяндыском месторождении. Республика Коми



S. Shorey,
A. Хорохорин,
Ю. Ким



В. Агафеев



S. Muraki



Д. Бондарев, А. Четвертаков



Р. Муллаянов



М. Карпухина



N. Tanaka



М. Ахтямов



Т. Потапова,
И. Гетман



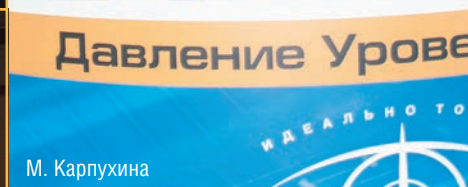
Т. Маклакова



В. Мокляков



Д. Никифоров



К. Киптаев



A. Gibbins



А. Колпаков



М. Pruchnie,
А. Таркин



А. Холстинина



D. Benshop



Сотрудники
компании
Газпром нефть



V. Mehta



Ф. Кильзие



R. Mullayanov,
D. Tallipov

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



ДГУ SDMO T6KM NEXYS



1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы

Однофазная электростанция SDMO (Франция) предназначена для использования в качестве источника автономного или резервного электроснабжения потребителей в электрических сетях 230 В, 50 Гц. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	5
Мощность номинальная, кВА	5
Мощность максимальная, кВт	5,5
Мощность максимальная, кВА	5,5
Коэффициент мощности	0,8
Напряжение, В	230
Кол-во фаз	1
Двигатель	Mitsubishi
Марка двигателя	L3E SD
Частота вращения двигателя, об/мин	1500
Охлаждение	Жидкостное
Генератор	Месс Alte EC03-2S
Степень автоматизации	1 (электростанция)
Запуск	электро
Исполнение	открытое
Бренд/Серия	SDMO
Бак, л	50
Расход, л/ч	1,7
Габаритные размеры, мм	1220 x 700 x 1280
Вес, кг	307

ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР SDMO T12KM (Франция)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса*

1.6.9. Генераторы



Дизель генератор SDMO T12KM
с оригинальным дизельным
двигателем Mitsubishi S4L2 SD
(Япония)

Номинальная мощность
11 кВА (11 кВт)
50 Гц, 220 В, однофазная
электростанция

Резервная мощность
12.1 кВА (12.1 кВт)

Оборудование SDMO успешно
используется для основного
и резервного электропитания
наиболее ответственных
потребителей на всей территории
России от Курильских островов до
Республики Карелия. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность электростанции (основная)	11 кВА (11 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	12.1 кВА (12.1 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S4L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Mecc Alte ECP 28-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	3.2 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	50 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	50 л
Вес электростанции открытое исполнение	452 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	600 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	141 x 72 x 105 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 72 x 123 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	60.7 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 1$

ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР GMJ130 (Италия)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса*

1.6.9. Генераторы



Дизельный генератор GMJ130
с оригинальным дизельным
двигателем John Deere 6068TF258
(США)

Номинальная мощность
125 кВА (100 кВт)
50 Гц, 230/400 В, трёхфазная
электростанция

Резервная мощность
137 кВА (110 кВт)

Высокая надёжность – за счёт
исключительно европейской
сборки, технологически
отлаженного и современного
производства на трёх ведущих
мировых заводах Европы:
во Франции, Италии и
Великобритании, а также за
счёт использования дизельных
двигателей ведущих мировых
производителей (Cummins, MTU,
Mitsubishi, John Deere, Volvo Penta)

GM использует преимущественно
электрогенераторы Leroy Somer
(Франция) с функцией AREP в
стандарте, что выгодно отличает
его от других производителей,
использующих генераторы Marelli
(Италия), Marathon (Китай),
Stamford (Великобритания или
Китай) и зачастую с обычной
функцией SHUNT. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность электростанции (основная)	125 кВА (100 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	137 кВА (110 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	John Deere 6068TF258 1500 об/мин
Генератор переменного тока (варианты поставки)	1. Leroy Somer LSA 44.2 S7 2. Mecc Alte ECP 34-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	19 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	88 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	139 л
Вес электростанции открытое исполнение	1370 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	1800 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	210 x 77 x 143 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	285 x 120 x 151 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	70 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 0,8$

ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР GMM9M (Италия)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса*

1.6.9. Генераторы



Дизель-генератор GMM9M
с оригинальным дизельным
двигателем Mitsubishi S3L2 SD
(Япония)

Номинальная мощность
10 кВА (8 кВт)
50 Гц, 220 В, однофазная
электростанция

Резервная мощность
11 кВА (8.8 кВт)

GM использует преимущественно
электрогенераторы Leroy Somer
(Франция) с функцией AREP в
стандарте, что выгодно отличает
его от других производителей,
использующих генераторы Marelli
(Италия), Marathon (Китай),
Stamford (Великобритания или
Китай) и зачастую с обычной
функцией SHUNT. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность электростанции (основная)	10 кВА (8 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	11 кВА (8.8 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S3L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Mecc Alte ECO 3-3LN/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	2.1 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	52 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	52 л
Вес электростанции открытое исполнение	435 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	550 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	116 x 73 x 100 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 77 x 107 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	65 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 0.8$

ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР TSS SDG 6500S

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее оборудование
для нефтегазового комплекса*

1.6.9. Генераторы



Дизельный электрогенератор в
шумозащитном кожухе.

Подходит для резервирования
сети в загородном доме и
на предприятии, а также для
проведения строительных работ.

Автоматический регулятор
напряжения обеспечивает
высокое качество выходного
напряжения.

Система защитного отключения
при понижении уровня масла.

Электронное зажигание не
требует дополнительных
настроек, что упрощает
обслуживание двигателя в
течение всего срока службы.

Топливный бак увеличенного
объема обеспечивает
автономную работу агрегата в
течение 10-12 часов.

Для защиты от перегрузок
применяется автомат защиты.

Долгий срок службы двигателя
обусловливается использованием
только высококачественных
комплектующих.

На электростанции
распространяется гарантия
12 месяцев, но не более 1 000
моточасов. ●

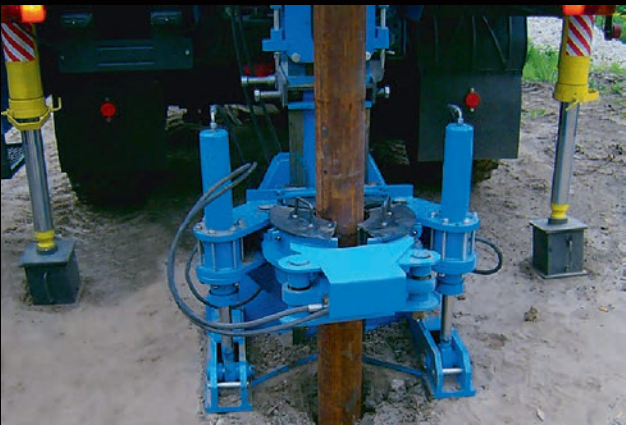
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	5
Мощность номинальная, кВА	5
Мощность максимальная, кВт	5,5
Мощность максимальная, кВА	5,5
Коэффициент мощности	1
Напряжение, В	230/12
Кол-во фаз	1
Двигатель	SDS
Частота вращения двигателя, об/мин	3000
Охлаждение	Воздушное
Степень автоматизации	1 (электропуск)
Запуск	электро
Исполнение	кожух
Бренд/Серия	TSS / SDG
Бак, л	15
Расход, л/ч	1,25
Габаритные размеры, мм	910 x 520 x 740
Вес, кг	170

СТОЛ ОБСАДНОЙ ГИДРОПРИВОДНОЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент



Буровые установки серии УГБ-001 комплектуются гидроприводным обсадным столом, который предназначен для осаживания, фиксации и извлечения обсадных колонн при сооружении, ремонте и ликвидации скважин различного назначения глубиной до 200 метров.

Применение гидроприводного обсадного стола обеспечивает безопасную работу во время спуска и извлечения обсадных труб из скважины, позволяет осуществлять бурение скважин с опережающей/одновременной обсадкой ствола скважины в сложных геологических условиях.

Наличие обсадного стола на буровой установке УГБ-001 позволяет облегчить тяжелый физический труд помощника буровика. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Ход подачи захвата гидравлического, мм	400
Усилие тяговое (вверх), развиваемое гидроцилиндрами, кгс: • номинальное • максимальное	12000 18000
Усилие вдавливания (вниз), развиваемое гидроцилиндрами, кгс	6000
Вес колонны извлекаемых/удерживаемых обсадных труб, макс. кг.	18000
Проходной диаметр захвата гидравлического и механизма клинового захвата, макс., мм	340
Диаметр обсадных труб, мм	127, 146, 168, 219, 245, 273, 299

ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ GESAN DVBS 275E

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.8. Электростанции



Дизельная электростанция во всепогодном шумозащитном кожухе. При необходимости кожух может быть легко демонтирован.

Электростанция может служить источником резервного электроснабжения оборудования банков, центров обработки и передачи данных, медицинских учреждений, гостиниц. Возможно применение в качестве основного источника электроэнергии в строительстве, сельском хозяйстве, промышленности.

Электростанция оснащена двигателем VOLVO TAD 734GE. Содержание вредных веществ в выхлопных газах двигателя соответствует требованиям стандарта EU Stage 2. Внутренний шумоизолирующий слой кожуха и низкошумный глушитель (-26дБА) обеспечивают уровень звукового давления не более 71дБА (7м).

Интервал замены масла составляет 500мч, что позволяет эксплуатировать ДЭС при пониженной частоте ТО.

На двигателе установлен электронный блок управления, обеспечивающий высокую стабильность частоты в установившемся режиме (+/- 0,25%) и режиме приема нагрузки, а также предоставляющий расширенный мониторинг двигателя по протоколу J1939.

Электрическая машина – синхронный бесконтактный генератор переменного тока Месс Alte Spa ECO38-1L с электронной регулировкой выходного напряжения (стабильность +/- 1,5%).

Электростанция укомплектована управляющим контроллером DSE 7320. Контроллер обеспечивает

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность номинальная, кВт	196
Мощность номинальная, кВА	245
Мощность максимальная, кВт	219
Козффициент мощности	0,8
Напряжение, В	230/400
Кол-во фаз	3
Двигатель	VOLVO
Марка двигателя	TAD 734 GE
Частота вращения двигателя, об/мин	1500
Охлаждение	Жидкостное
Генератор	Месс Alte Spa
Степень автоматизации	3
Запуск	Электро
Исполнение	Кожухное
Бренд/Серия	GESAN/DVB
Бак, л	425
Расход, л/ч	43,1
Габаритные размеры, мм	3825 x 1400 x 1935
Вес, кг	2870

ручной и автоматический запуск электростанции, последний – по пропаданию сети или сигналу оператора (сухой контакт). DSE 7320 имеет коммуникационные порты USB, RS485, RS232-modem, и CAN-порт для связи с двигателем. Контроллер русифицирован.

В стандартный комплект поставки входят статическое зарядное устройство, подогреватель охлаждающей жидкости, выходной автоматический защитный выключатель, низкошумный глушитель. Доступен широкий набор опций. ●

« Нефть и газ нельзя любить физически, но материально – это единственное, на чем держатся ножки России на сегодняшний день. Без своих ножек Россия не устоит. Не любить то, на чем ты стоишь, – невозможно»

Ф. Ахмедов



« Деньги не нужны: эти бумажки уже в современной экономике никому не нужны – нам нужны активы»

В. Путин



« В рыночной экономике любая вещь имеет цену, но ничто не имеет ценности»

Ж.-И. Кусто



« Нулевая инфляция бывает только на кладбище»

В. Геращенко

« Небольшая инфляция – все равно что небольшая беременность»

Ф. Рузвельт



« Важно разрабатывать разные технологии, чтобы экономика не сильно зависела от нефти, и заниматься экологией»

С. Брин



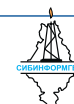
ЕДИНАЯ ЦЕЛЬ — ЕДИНЫМИ СИЛАМИ!

Проекты ГРП • Буровые и нефтесервисные услуги • Проекты разработки месторождений УВС



ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ
консорциум геологоразведочных предприятий

WWW.TUMGEO.RU



RIDGID® - Партнер на всю жизнь!

Незаменим в Нефтегазовой Отрасли




EMERSON
Commercial & Residential Solutions

RIDGID
FULL LIFETIME
WARRANTY
Against Material Defects
& Workmanship


INL
Management Group

We
Build
Reputations™

RIDGID

«INL - Management Group»
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДИСТРИБЬЮТОР
RIDGID В КАЗАХСТАНЕ
www.RIDGID.com.kz
Телефон: +7(7132)-94-79-89/83