

# НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

## РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

2-3 – 2015



# СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

## ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

**Завальный Павел Николаевич** – к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ «CITOГIC», президент, председатель Экспертного совета Российского газового общества

## УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

Тверецкая Надежда Дмитриевна – к.и.н., ответственный редактор «Научного журнала Российского газового общества»

**Белогорьев Алексей Михайлович** – заместитель генерального директора по научно-организационной работе Института энергетической стратегии

**Богоявленский Василий Игоревич** – д.т.н., член-корреспондент РАН, заведующий лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Института проблем нефти и газа РАН

**Голубев Валерий Александрович** – к.э.н., заместитель Председателя Правления ОАО «Газпром»

**Дмитриевский Анатолий Николаевич** – д.г.-м.н., профессор, академик РАН, директор Института проблем нефти и газа РАН

**Ерёмин Николай Александрович** – д.т.н., профессор, заведующий лабораторией теоретических основ разработки нефтяных месторождений Института проблем нефти и газа РАН

**Жуков Станислав Вячеславович** – д.э.н., руководитель Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН

**Кожуховский Игорь Степанович** – к.э.н., заместитель генерального директора ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики РФ

**Крюков Валерий Анатольевич** – член-корреспондент РАН, д.э.н., профессор, заместитель директора Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, заведующий кафедрой энергетических и сырьевых рынков Высшей школы экономики

**Лавёров Николай Павлович** – д.г.-м.н., профессор, академик, член Президиума Российской академии наук, научный руководитель Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, член Совета директоров ОАО «НК «Роснефть», член Совета директоров ОАО «Росгеология»

**Лахно Пётр Гордеевич** – к.ю.н., доцент юридического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

**Лисов Василий Иванович** – д.э.н., заслуженный деятель науки РФ, член-корреспондент РАО, профессор, ректор Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

**Ляпунцова Елена Вячеславовна** – д.т.н., профессор Института Управления и информационных технологий Московского государственного университета путей сообщения, помощник члена Совета Федерации ФС РФ В.С. Абрамова

**Мастепанов Алексей Михайлович** – д.э.н., профессор, заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН

**Медведев Александр Иванович** – к.э.н., действительный член Международной академии инвестиций и экономики строительства, заместитель председателя Правления ОАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром экспорт»

**Мусин Валерий Абрамович** – д.ю.н., профессор, член Совета директоров ОАО «Газпром», заведующий кафедрой гражданского процесса юридического факультета Санкт-Петербургского государственного университета

**Пашковская Ирина Грантовна** – д.ю.н., ведущий научный сотрудник Центра евро-атлантической безопасности Института международных исследований МГИМО (У) МИД России

**Печёнкин Александр Евгеньевич** – к.э.н., доцент, заместитель директора по научной работе НОУ «Корпоративный институт ОАО «Газпром»

**Плакиткин Юрий Анатольевич** – д.э.н., профессор, заместитель директора по научной работе Института энергетических исследований РАН

**Сентюрин Юрий Петрович** – кандидат политических наук, статс-секретарь – заместитель министра энергетики РФ

**Сианисян Эдуард Саркисович** – д.г.-м.н., профессор, академик РАН, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

**Смирнов Валентин Пантелеимонович** – д.ф.-м.н., профессор, академик РАН, заместитель генерального директора – научный руководитель электрофизического блока ЗАО «Наука и инновации» ГК «Росатом»

**Цыбульский Павел Геннадьевич** – к.т.н., генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Черепанов Всеволод Владимирович** – к.г.-м.н., член Правления ОАО «Газпром», начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти

**Язев Валерий Афонасьевич** – д.э.н., профессор, первый заместитель председателя комитета ГД по природным ресурсам, природопользованию и экологии

# Содержание

- ВАЖНОЕ СЛОВО**
- 3 П.Н. Завальный.** Год оказался лучше, чем ожидалось
- ДОБЫЧА**
- 7 О.Б. Арно.** Технико-технологические решения и инновации на разных стадиях жизненного цикла месторождений Ямбурга
- НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПЛАСТЫ**
- 15 В.Н. Волков, Э.С. Сианисян.** Оценка степени техногенного минералообразования в процессе заводнения нефтегазоносных пластов-коллекторов
- ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**
- 20 Л.З. Бобровников, Ю.А. Бобылов, С.В. Головин, С.И. Добрынин.** Инновационные геофизические технологии в нефтегазовой геологоразведке
- УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ**
- 35 А.Ю. Аджиев, Н.П. Морева, Н.И. Долинская.** Использование природных сорбентов в качестве защитного слоя установок осушки
- ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО**
- 41 Д.С. Железнов.** Размещение линейных и иных объектов государственного и местного значения: некоторые вопросы теории и практики
- 45 Е.С. Орлова.** Обвинения Еврокомиссии против «Газпрома» – результат недоинвестирования газовой инфраструктуры со стороны ЕС
- ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**
- 51 В.В. Снакин, И.В. Власова, Е.Н. Хмелёва, М.Ю. Басарыгин, Ж.Ю. Базиновская.** Принцип «нулевых сбросов» и практика природопользования
- МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ**
- 55 В.Д. Войтех, Ю.А. Журавлёв, А.С. Кондаков.** О проектировании систем контроля технического состояния подземных газопроводов
- ИННОВАЦИИ**
- 59 В.Д. Малкина, Т.И. Галимов, С.И. Васютинская, А.Г. Киселёв.** Инновационная комплексная система мониторинга скважин «ПетроЛайт»
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ГЕОПОЛИТИКА**
- 65 М.В. Кротова.** Некоторые методологические вопросы анализа влияния финансово-экономических санкций на нефтегазовый комплекс России
- ФИНАНСЫ**
- 75 А.А. Белкин, М.О. Жарковский.** Современные технологии обслуживания крупнейших предприятий газовой отрасли: как сделать управление денежными средствами более эффективным
- БИОГАЗ**
- 82 В.А. Карапевич, Е.В. Тищенко, А.В. Албул.** Правовые проблемы производства и использования биогаза на рынке энергетических ресурсов России
- МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН**
- 86 А.С. Вишневецкий, Ю.А. Наумов, Э.Г. Онгемах.** Безопасное бурение, оптимальное заканчивание, эффективное извлечение
- ЭНЕРГОСЕРВИС**
- 89 А.Е. Терский, С.В. Инков.** Энергосервис как инструмент повышения конкурентоспособности
- ГАЗОХИМИЯ**
- 95 А.А. Новиков, Л.Т. Назаренко.** Стадийные механизмы реакций в синтезе Фишера–Тропша
- ИСТОРИЯ ТЭКа**
- 98 А.Р. Гапсаламов, Р.М. Гайсин.** Нефтехимический комплекс Республики Татарстан: история становления и развития
- НОВОСТИ**
- 104** Состоялся II Форум наукоградов
- 106** Совместное развитие с заботой о планете
- МЕМУАРЫ УЧЕНЫХ**
- 107 З. Галиуллин.** В доме Черникиных я был своим...



№ 2–3  
июль–декабрь  
2015 года

Председатель  
Научно-редакционного совета РГО –  
Павел Завальный

Учредитель и издатель –  
НП «Российское газовое общество»

Свидетельство о регистрации  
средства массовой информации  
ПИ №ФС77-55476

Редакция не несет ответственность  
за содержание рекламных материалов.

Перепечатка текстов и фотографий  
«Научного журнала Российской газового  
общества» разрешается только  
с письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка  
на «Научный журнал Российской  
газового общества» обязательна.

© НП «Российское газовое общество»  
© ООО «Издательская группа «Граница»

Главный редактор –  
Руслан Гайсин  
тел.: +7 495 660-55-94  
red@gb2012.ru

Ответственный редактор,  
ученый секретарь  
Научно-редакционного совета –  
Надежда Тверецкая  
тел.: +7 495 660-55-80 доб. 203  
tvn@gazo.ru

Дизайнер-верстальщик –  
Леонид Листвин

Корректор –  
Алла Панюгина

Подписано в печать: 24.11.2015  
Отпечатано в типографии

ООО «Издательская группа «Граница»  
123007 Москва, Хорошевское ш., 38  
тел.: +7 (495) 941-26-66  
grаница\_publish@mail.ru

Тираж 500 экз.

Журнал распространяется  
по редакционной подписке  
и адресной рассылке.

Почтовый адрес:  
119261, Россия, Москва,  
Ломоносовский пр-т, 7, корп. 5

Сайт Российского  
газового общества:  
[www.gazo.ru](http://www.gazo.ru)



# Год оказался лучше, чем ожидалось

П.Н. Завальный, председатель Комитета Государственной Думы по энергетике, президент Российского газового общества



В этом году Международный форум «Газ России-2015» проходит на фоне непростой ситуации, сложившейся как в мировой, так и в российской экономике и энергетике.

Долгосрочный прогноз мирового топливно-энергетического баланса складывается вполне благоприятно для производителей углеводородов, в первую очередь, газа. В период до 2035–2040 годов спрос на все виды энергоносителей вырастет. К 2040 году прогнозируется выравнивание долей ископаемых и возобновляемых видов топлива, что свидетельствует о развитии межтопливной конкуренции и повышении устойчивости мирового энергобаланса. По оценкам CEDIGAZ, например, мировой спрос на природный газ до 2035 будет расти в среднем на 1,8% в год, при этом 42% добавочного спроса даст Азия, в том числе Китай — 28%. Доля природного газа в мировом ТЭБ возрастет примерно с 21,3% в 2013 году до 23,6% в 2035 году.

В Европе, несмотря на быстрый рост возобновляемых источников энергии (доля в энергобалансе приближается к 27% к 2035 году), доля природного газа в ТЭБ будет расти после 2020 года и достигнет 27% к 2035 году (24% в 2013 году), в то время как доля угля будет снижаться. Доля природного газа в балансе первичных энергоресурсов в Азии возрастет с 11 до 13,5%. Рост спроса на газ (+3,2% в год в течение 2013–2035 годов), по прогнозам, превысит рост спроса на уголь в основном благодаря энергетической и экологической

политике Китая в долгосрочной перспективе.

Однако в кратко и среднесрочной перспективе мировой и региональные энергетические рынки, очевидно, будут пребывать в состоянии турбулентности. Затягивающийся период низких цен на энергоносители, снижение темпов роста экономик развивающихся стран, во многом определяющих перспективы спроса на энергию, усиливают эту неопределенность. В обозримом будущем это может привести к замедлению роста добычи газа, ввиду отказа компаний от реализации нерентабельных в нынешних условиях проектов. С другой стороны, если высокие цены на газ, прежде всего СПГ, привели к снижению спроса на него по сравнению с углем, например, низкие цены могут вновь подтолкнуть рост спроса на газ уже в краткосрочной перспективе.

Для России дополнительным фактором, усиливающим неопределенность, становится фактор geopolитический, оказываемое сегодня на нашу страну давление. В этой ситуации для сохранения устойчивости развития и глобальной конкурентоспособности на первый план выходят сложные задачи создания нового качества отрасли.

Необходимо тщательно проанализировать, что принес газовикам уходящий кризисный год, как удалось справиться с возникающими вызовами, чего удалось достичь и что необходимо сделать, чтобы газовая отрасль и дальше могла исполнять роль одной из основ российской экономики и опорных конструкций мировой энергобезопасности.

Год назад выступавшие на Форуме спикеры были полны тревожных предчувствий. Раскручи-

вавшийся экономический кризис, падающие и скачущие цены на энергоносители, усиливающаяся неопределенность, политическое и санкционное давление на Россию, оказываемое странами Запада, обещали российской газовой отрасли трудный год. Сегодня можно сказать: он оказался лучше, чем ожидалось.

Ряд неприятных ожиданий подтвердился. Объем добычи газа в РФ в январе-октябре 2015 года снизился на 1,9% по сравнению с показателем аналогичного периода 2014 года и составил 510,6 млрд куб. м. Потребление газа в стране снижается, с одной стороны, из-за стагнации в экономике, с другой (и это, скорее, позитивный фактор) — из-за роста энергоэффективности. При этом добывческие возможности нашей газовой отрасли, прежде всего «Газпрома», предложение газа намного превышают спрос.

Цены на нефть на внешних рынках, остающиеся низкими, спотовая торговля подтолкнули к снижению и цену на российский газ в Европе. По данным МВФ, на границе Германии в сентябре 2015 года она составила 233,6 долл. США за тыс. куб. м, на 37% ниже, чем годом ранее.

Первые полгода продолжалось и снижение спроса на газ на европейском рынке, однако, сейчас наблюдается обратная тенденция: по итогам октября экспорт «Газпрома» в дальнее зарубежье вырос на 41,36% по сравнению с прошлым годом. Темп роста спроса на российский газ увеличился в 1,8 раза. Скорее всего, это связано с сезонностью и комфортностью цены на наш газ — наши партнеры заполняют им на зиму подземные хранилища. Это позволит увеличить общий объем экспорта, по прогно-



С октября «Газпром» увеличивает объемы экспорта газа в дальнее зарубежье зам «Газпрома», до 158 млрд куб. м газа.

На внутреннем рынке среди важных позитивных тенденций я бы отметил активное развитие биржевой торговли газом. Продано 6,8 млрд куб. м газа, есть увеличение объемов во втором полугодии, видна динамика. «Газпром» по результатам 12 торговых сессий продал 52,1% от общих объемов, независимые производители — 47,9%.

Можно сказать, что крупнейшие производители газа в России — «Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК» — поверили в прозрачность, справедливость и выгодность участия в бирже, особенно после повышения с 1 июля 2015 года регулируемых цен на газ на 7,5%. Цены на балансовых пунктах оказались на 4–12% ниже уровня регулируемых цен для регионов, в которых эти пункты расположены. Конечно, для того, чтобы биржевые цены стали реальными рыночными индикаторами, нужны более значительные объемы торгов, но тенденция просматривается. Важный фактор — стопроцентное исполнение сделок, которое также повышает доверие компаний к биржевой торговле газом. По мнению экспертов, тенденция роста

биржевой торговли имеет фундаментальный характер и продолжится в 2016 году, а к сегодняшним участникам могут присоединиться другие серьезные игроки.

Таким образом, в 2015 году в российской газовой отрасли сложилась уникальная ситуация, когда есть конкуренция производителей газа, уверенно нараставшая последние несколько лет, превышение предложения над спросом и вполне работающие механизмы биржевой торговли. Все это создает условия для того, чтобы мы сделали, наконец, первый шаг к истинно рыночным механизмам ценообразования в отрасли, к формированию референтных цен и полноценного рынка газа в России. Создание такого рынка, способного быть источником рентабельности для его участников — одна из важнейших задач сегодня, в период нарастающей неопределенности и конкурентности мировых энергетических рынков. Без этого газовая отрасль просто не сможет продолжать свое устойчивое развитие. А от этого во многом зависит не только собственно обеспечение экономики энергоресурсами и поддержание энергетической безопасности, но и наполнение бюджета, и функционирование

многих других отраслей, и возможности решения социальных проблем.

Сегодня внутренний рынок газа характеризуется несовершенством, региональной монополизацией и, в целом, высокой концентрацией. Внутренние предельные оптовые цены на газ, регулируемые государством, определяют цену для конечного потребителя и являются самыми низкими в мире. При этом доступ к газу многих потребителей ограничен, поскольку низкая рентабельность продаж сдерживает темпы газификации. Существующая цена газа приводит к фактическому подавлению и отсутствию межтопливной конкуренции и, как следствие, существенному перекосу энергетического баланса России. Газ занимает в нем уже 52%, а на европейской части его доля стремится к 80%. Нерациональный топливно-энергетический баланс, чрезмерный и экономически «неадекватный» спрос, опирающийся на заниженную регулируемую оптовую цену газа на внутреннем рынке, в перспективе несет серьезные риски для газовой отрасли и экономики страны. Себестоимость добычи растет. Мы рискуем получить серьезный дисбаланс между потребностями в инвестициях для обеспечения высокой доли газа в ТЭБ и недостаточностью внутренних и внешних источников таких инвестиций.

Позволит ли переход к рыночному ценообразованию преодолеть эти риски? Я убежден, что да. Но, судя по проекту Энергостратегии 2035, который все еще находится в стадии обсуждения, решительных шагов в ближайшие несколько лет Правительство делать не готово. Уверен, откладывать решение вопроса нельзя, нужно начать реформу ценообразования в газовой отрасли уже в 2016–2017 годах.

Отдельный вопрос — развитие рынка газа на востоке страны. Внутренний рынок, как вы помните, был назван приоритетным при

утверждении Восточной газовой программы. В части реализации целевых параметров Восточной газовой программы планы выполняются. Что касается газификации, сбалансированного развития энергетики, появления новых промышленных производств, объектов газохимии и газопереработки, здесь предстоит сделать большую работу и решить ряд вопросов. Формирование внутреннего рынка газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке вне зоны ЕСГ сдерживает отсутствие развитой трубопроводной инфраструктуры, низкая вероятная окупаемость и высокая стоимость создания ее объектов; стремление производителей газа монетизировать газ, добываемый в регионе, на внешних рынках ввиду регулируемых цен и низкой рентабельности продажи газа на внутреннем рынке газа. Добавим к этому неопределенность объемов перспективного платежеспособного спроса на газ, и становится понятно, что развитие полноценного внутреннего рынка газа в регионе вне зоны ЕСГ — задача очень сложная. Решить ее без формирования целевой модели невозможно. Какой должна быть эта модель? Должна ли она строиться на тех же принципах, что сложились в европейской части страны, где внутренние цены регулируются и субсидируются за счет экспортных, или формирование цен должно происходить по паритету межтопливной конкуренции с местными и привозными энергоресурсами? Необходимо найти ответы на эти вопросы, отразить их в Концепции развития внутреннего рынка газа, разрабатываемой по поручению Президента РФ.

Сегодня напряженность ситуации на европейском направлении подтвердила правильность усиления восточного вектора российской энергетической политики, ускорила события на восточном направлении. В апреле Государственная Дума ратифицировала межправи-



Началось строительство Амурского газоперерабатывающего завода

трудничество в сфере поставок газа по «западному маршруту», обеспеченному ресурсами действующих месторождений Западной Сибири. «Газпром» подписал с китайской CNPC меморандум о взаимопонимании по созданию нового маршрута трубопроводных поставок газа в КНР с месторождений Сахалина. Это, по сути, якорные проекты и инвестиции.

Энергетическая стратегия-2035 предполагает возможность потенциально увеличить к 2035 году экспорт газа из России на рынки АТР в 8–9 раз, до 120–130 млрд куб. м в год, дать импульс региональному развитию нефте- и газохимии и производству продуктов с высокой добавленной стоимостью. Однако это сопряжено с большими трудностями. Нас ждет жесткая конкуренция, и с другими производителями и поставщиками, и с новыми технологиями добычи. Не стоит рассчитывать на то, что снижение цен на углеводороды задержит их развитие. Это больше может сказаться как раз на наших проектах из-за серьезных ограничений и по привлечению финансирования, и по приобретению оборудования и технологий.

Форсированное разворачивание сбытовой и транспортной ин-

проводка «Северный поток-2», решения о закрытии сделки по обмену активами говорят о том, что европейский газовый бизнес, также как и наш, намерен продолжать стратегическое сотрудничество.

На европейском рынке газа пока еще продолжается тенденция снижения и колебания спроса на газ. Причины известны: вялый экономический рост, активное энергосбережение, замещение газовой генерации угольной, субсидирование альтернативных видов топлива. Снижение доли газа связано также и с тем, что снижение оптовых и спотовых цен на него на европейском рынке не привело к снижению цен для конечного потребителя, как это предполагалось. Скорее наоборот. И поэтому газ просто проигрывает ценовую конкуренцию. По экспертной оценке, эти факторы будут действовать еще какое-то время, но затем произойдет увеличение спроса на газ в Европе на фоне продолжающегося падения собственной добычи и роста потребления, в том числе, в виде газомоторного топлива, для бункеровки судов и нужд малой энергетики. После 2020 года ожидается резкое снижение доли угольной генерации из-за планируемых изменений

системы торговли квотами на выбросы CO<sub>2</sub>.

Российский трубный газ по-прежнему остается более конкурентоспособным и по объемам, и по ценовым условиям, и по надежности поставок, чем предложения значительной части других поставщиков газа в Европу. Соответственно, можно предположить, что спрос на него будет расти.

Россия, несмотря на все политические и экономические сложности, с которыми мы сталкиваемся в Европе, ведет себя исключительно ответственно по отношению к традиционным потребителям наших энергоресурсов. Ценообразование на газ, поставляемый по долгосрочным контрактам, адаптируется к новым реалиям. «Газпром» начал продажу газа на экспорт на бирже, демонстрируя готовность работать с новыми небольшими потребителями. Продажа газа через аукцион — адекватный ответ на вызовы меняющегося энергетического рынка, дополняющий наши долгосрочные контракты инструмент, увеличивающий гибкость торговли. Кстати, аукционные контрактные цены оказались выше и цен «Газпром экспорта» на следующую зиму по контрактам с нефтепродуктовой привязкой в целом по портфелю, и спотовых цен на газовых хабах Европы. Это, очевидно, произошло,

так как мелкооптовые покупатели смогли получить доступ к ресурсу напрямую, минуя посредников. Этот факт говорит о том, что доля посредников, также как и доля налогов, в цене газа для конечного потребителя в Европе явно завышена. «Газпром» продает газ по 233 долл., а европейский потребитель покупает дороже, чем за 600–700! Это дополнительная иллюстрация к тому, почему, газ проигрывает в межтопливной конкуренции по отношению к углю.

Россией принимаются решения о строительстве новой газотранспортной инфраструктуры с целью снижения рисков транзита энергоресурсов через Украину после 2019 года, когда истечет существующий контракт на прокачку газа. Не стоит забывать, что ГТС Украины деградирует, требует модернизации и инвестиций, но этого не происходит вследствие деструктивной позиции, занимаемой правительством Украины на протяжении многих лет.

Одна из главных проблем, препятствующих стратегическому сотрудничеству с Европой в энергетической сфере — принимаемые в ЕС политические решения. Именно бюрократия несколько лет назад на фоне снижения собственно европейской добычи взяла курс на снижение зависимости от импорта газа в целом и от поставок

газа из России в особенности. Проблемы, возникшие из-за ситуации с Украиной в последние два года, лишь усугубили ситуацию.

Мы должны быть готовы к тому, что реализация проекта «Северный поток-2» столкнется с политически мотивированным противодействием со стороны отдельных заинтересованных стран ЕС и, возможно, Еврокомиссии. В этой ситуации важно добиться политической поддержки важного для укрепления энергетической безопасности Западной и Центральной Европы проекта странами-участниками и союзниками России.

Резюмируя сказанное, хотел бы подчеркнуть, что нынешний кризис, как, собственно, любой кризис — это не только риски и вызовы для российской газовой отрасли, серьезные и опасные, но и новые возможности. Я уверен, российской газовой отрасли при координации и поддержке государства удастся найти правильные ответы на вызовы, сохранить достигнутые позиции в российской и мировой экономике, выйти на новые рынки и направления, сохранить старых и привлечь новых партнеров и остаться одним из гарантов международной энергетической безопасности.

# Технико-технологические решения и инновации на разных стадиях жизненного цикла месторождений Ямбурга

**О.Б. Арно**, генеральный директор ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой)

**«Аннотация.** Каждое месторождение уникально, что порождает в процессе его жизненного цикла применение инновационных технических решений. На примере месторождений Ямбурга показан ряд применяемых новшеств. Найденные решения являются базой для выхода на освоение новых месторождений и повышения эффективности эксплуатации старых месторождений.

**Ключевые слова:** газоконденсатное месторождение, оффшорное месторождение, АСУ ТП (ИУС) промысла, моделирование технологических процессов, управление процессом гидратообразования.

## Technical & technology decisions and innovations at different stages of Yamburg fields life cycle

**О.Б. Арно**, CEO of LLC Gazprom dobycha Yamburg (Novy Urengoy)

**Abstract.** Each gas condensate field is unique, and it generates a number of problems which require the innovative solutions in the course of its life cycle. The solutions have been tested at the production fields of Yamburg and they create the base for development of new fields and increase of operation efficiency of old fields.

**Keywords.** Gas condensate field, offshore field, Industrial Control System (Management Information System) of production field, modeling of technology processes, hydrate formation control.

УДК 622.324.5



ООО «Газпром добыча Ямбург» разрабатывает Ямбургское и Заполярное нефтегазоконденсатные месторождения, обеспечивает газоснабжение поселков Тазовский и Газ-Сале с Тазовского месторождения. В перспективе освоение 7 акваториальных месторождений Каменномысского-моря, Северо-Каменномысское, Обское, Чугоряхинское, Семаковское, Антипаютинское и Тота-Яхинское, а также группы Парусовых месторождений, расположенных на суше (рис. 1).

Проектные работы по Каменномысскому-морю начались в 2014 году, выполнение работ по обустройству месторождения планируется с 2018 года, а ввод месторождения в первую стадию разработки — в 2023 году.

Проектирование обустройства Северо-Каменномысского месторождения планируется с 2016 года, непосредственно работы по обустройству — в 2019 году, а

остальных месторождений в 2025–2035 годах.

Наиболее крупным по величине начальных запасов является месторождение Каменномысское-мо-



**Рис. 1.** Перспектива освоения месторождений в акватории Обской и Тазовской губ: ГКС — газокомпрессорная станция; ЛСП — ледостойкая платформа; ЛБК — ледостойкий кондуктор; УКПГ — установка комплексной подготовки газа — в 2025 году. Ввод в эксплуатацию (535 млрд м<sup>3</sup>). Техническими ре-

шениями проектной документации предусмотрена разработка месторождения четырьмя кустами — центральным (20 скважин) и тремя сателлитами, находящимися на периферии (по 8 скважин в двух кустах и 6 скважин в третьем), вводимыми на 7-й, 10-й и 14-й год разработки месторождения.

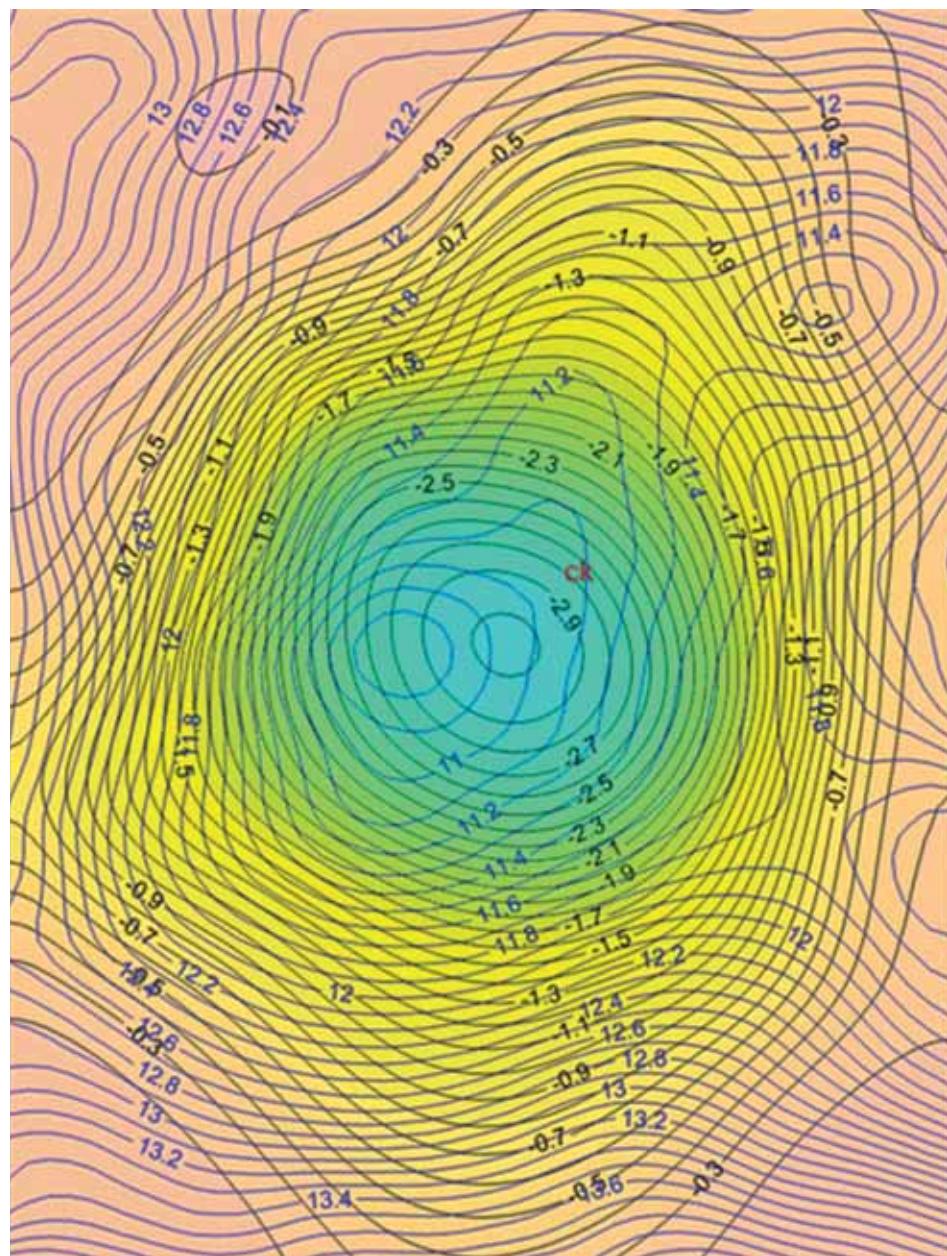
Основной куст скважин располагается в наиболее продуктивной части юго-западного участка залежи. Расположение скважин на ледостойкой стационарной платформе обеспечивает осуществление эксплуатационного бурения с нее. На ней же будет производиться первичная сепарация добываемого газа и его компримирование перед подачей в подводный трубопровод. Подготовка газа к дальнему транспорту, в соответствии с требованиями отраслевого стандарта, будет производить установка комплексной подготовки газа (УКПГ) на берегу, что в целом минимизирует стоимость проекта. Три сателлита кустов скважин — металлические ледостойкие блок-кондукторы со свайным основанием. Их форма позволяет максимально снизить ледовые нагрузки за счет минимизации поверхности корпуса, взаимодействующей со льдом. Ледостойкая платформа и блок-кондукторы будут соединяться с береговым УКПГ сетью подводных трубопроводов общей протяженностью около 150 км с заглублением 1,5–2 м до верхней образующей и засыпкой щебнем.

Несмотря на то, что промышленная разработка месторождения начнется в 2023 году, Обществом уже выполнена оценка потенциальной возможности контроля за разработкой с использованием инновационного метода наблюдения за подъемом газо-водяного контакта на основе прецизионного мониторинга вариаций гравитационного поля Земли, или гравиметрического контроля. Для условий севера Западной Сибири впервые решить проблемы по

внедрению в практику этой методологии удалось лишь нашему Обществу [1–3]. Результат подготовки к использованию метода для месторождения Каменномысское море представлен на рис. 2.

Очевидно, что мониторинг разработки месторождения с применением гравиметрического контроля в условиях меандрирования далеко не однозначен и потребует поиска соответствующих инновационных решений. А учитывая уникальность каждого вновь

осваиваемого месторождения, тем более в условиях акватории Обской губы, с которыми не сталкивалась еще ни одна добывающая компания в мире, мы ожидаем большого блока технико-технологических решений, защищенных патентами на изобретения РФ, и эти работы уже ведутся. И очевидно, что они будут созданы нашими специалистами и специалистами компаний, привлекаемых к обустройству месторождения (потенциальная возможность этого



**Рис. 2.** Сопоставление расчетного гравитационного эффекта газовой залежи с наблюдаемым гравитационным полем: черные изоаномалии — рассчитанные значения; синие изоаномалии — наблюдаемые значения

будет четко видна из последующего материала этой статьи).

Но наше будущее не только в освоении новых месторождений. Подтверждая соответствие Общества общепризнанным принципам устойчивого развития и социальной ответственности, мы думаем и о максимальном извлечении невозобновляемого сырья — природного газа Ямбурга, перешедшего в завершающую стадию эксплуатации.

В настоящее время сеноманская залежь характеризуется низкими давлениями на устьях скважин, интенсивным внедрением пластовой воды, ухудшением условий работы газосборной сети и другими негативными факторами [4]. Тем не менее, остаточные извлекаемые запасы Ямбургской, Анерьяхинской и Харвутинской площадей сеноманской залежи ЯНГКМ составляют около 2 трлн м<sup>3</sup> природного газа, что равнозначно мощности таких новых месторождений, как Ковыктинское (1,9 трлн м<sup>3</sup> газа) и Чаяндинское (1,24 трлн м<sup>3</sup> газа). «Разбрасываться» такими запасами просто недопустимо.

В этих условиях просто необходимо увеличить конечную газоотдачу месторождения. Добиться этого можно, используя ряд рентабельных инновационных технологий, например, систему распределенного компримирования на базе модульных компрессорных установок (МКУ). Ожидаемые условия эксплуатации МКУ в условиях Ямбурга приведены в таблице.

Имеющаяся информация позволяет концептуально сформулировать основные технические решения по оснащению кустов газовых скважин МКУ с поршневым или винтовым компрессором и газопоршневым двигателем. Они должны располагаться внутри блок-бокса со всеми системами автономной работы: обогрева, освещения, обнаружения газа, пожаротушения и вентиляции.

Данные решения можно реализовать, используя как поршне-

### Ожидаемые условия эксплуатации МКУ

ПАРАМЕТРЫ ГАЗА НА ВХОДЕ В УСТАНОВКУ	
Производительность, min–max	150–600 м <sup>3</sup> /сутки
Давление газа, min–max	0,25–0,60 МПа (изб)
Температура газа, min–max	–2...+8°C
Содержание в газе жидкой фазы	до 10 см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Содержание механических примесей	до 100 мг/м <sup>3</sup>
ПАРАМЕТРЫ ГАЗА НА ВХОДЕ В УСТАНОВКУ	
Давление нагнетания, min–max	8–13 МПа (изб)
Температура газа	до 40°C

вые, так и винтовые компрессоры. В качестве привода в установках могут использоваться газопоршневые двигатели отечественных разработок, решая поставленную задачу импортозамещения. Независимо от внутренней комплектации и используемого оборудования МКУ должна обеспечивать:

- сепарацию газа от механических примесей и воды;
- утилизацию попутно добываемой воды;
- компримирование добываемого газа;
- охлаждение природного газа после компримирования.

Отметим так же, что в мировой практике отсутствует опыт столь масштабного применения распределенного компримирования, соответствующий условиям эксплуатации уникального по площади и запасам Ямбургского месторождения. А это значит, что наши специалисты, с привлечением специалистов подрядных организаций, будут решать задачи разработки и внедрения инновационных технологий такой smart-сети с применением МКУ впервые, что позволит набраться соответствующего практического опыта. Среди подрядных организаций по реализации такой масштабной работы могут быть и члены Ассоциации производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли».

Чтобы не быть голословным, подтвердим сказанное на примере следующей, уже решенной по сути задачи импортозамещения.

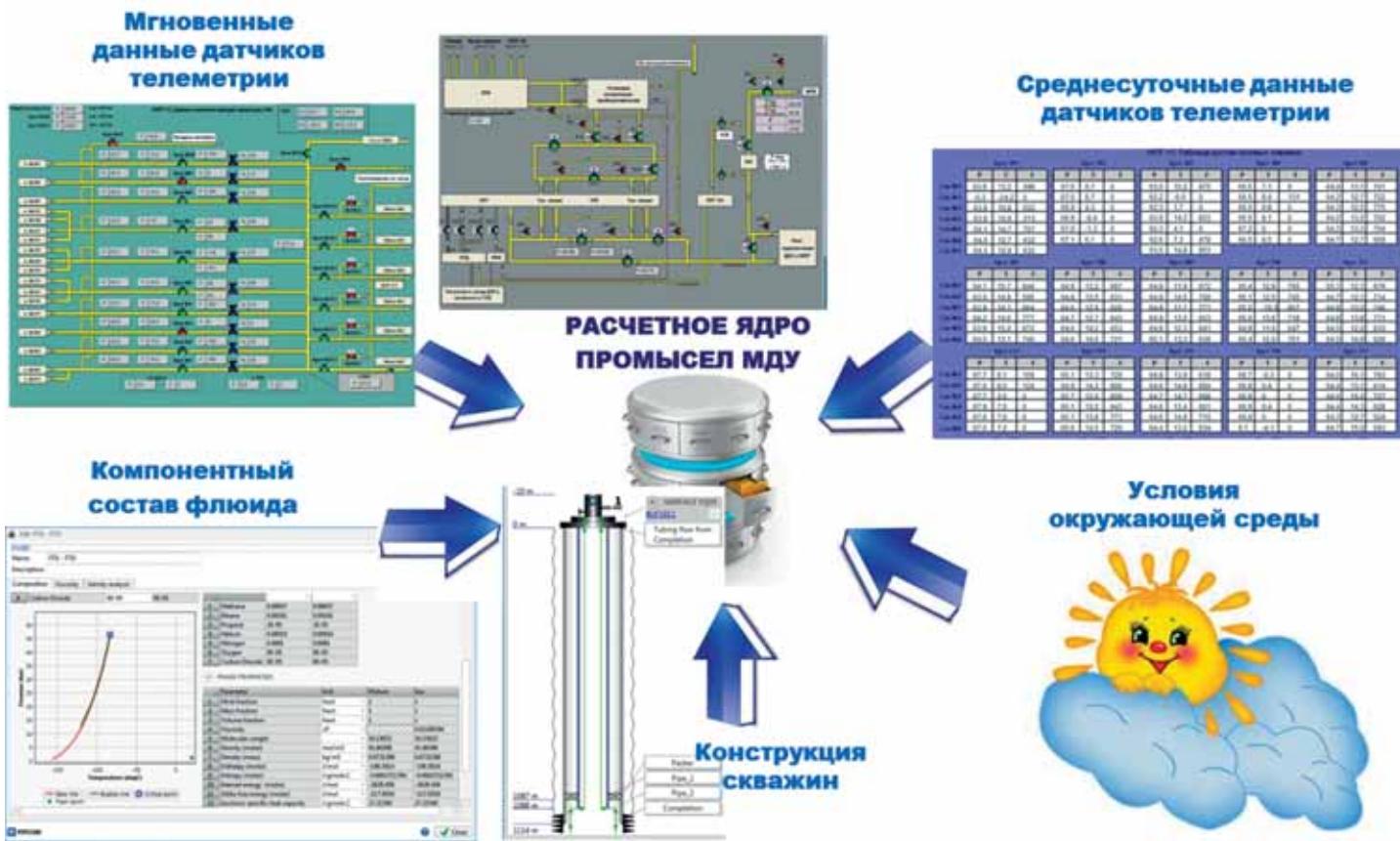
В Обществе разработана и функционирует «Система опера-

тивного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия» (ОГТКиПП). Она обеспечивает детализированные расчеты, используя интегрированные геолого-технологические модели [5, 6]. Схему системы ОГТКиПП — см. рис. 3.

Система представляет собой распределенную базу данных геолого-геофизической и промысловой информации, 14 геологических и 11 гидродинамических моделей пластовых систем, 20 моделей газосборных сетей промыслов Ямбургского и Заполярного месторождений. Она позволила:

- централизовать промыслово-геологическую информацию в едином программном комплексе;
- контролировать и оперативно модифицировать алгоритм решения поставленных задач;
- изменять при необходимости структуру и количество исходных данных, расширяя перечень решаемых задач и функций;
- в автоматическом режиме использовать оперативную информацию, предоставляемую АСУ ТП или ИУС газового промысла [7];
- гибко адаптировать программное обеспечение к условиям других газодобывающих предприятий.

Внедрение в практику этой системы позволило отказаться от услуг, предоставляемых зарубежными консалтинговыми фирмами,



**Рис. 3.** Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений ПРОМЫСЕЛ МДУ

и начать разработку принципиально новых подходов к управлению эксплуатацией газовых промыслов. Эти задачи тесно связаны с внедрением и применением АСУ ТП и/или ИУС промыслов, развитие которых также требует творческого, инновационного подхода инженерного состава Общества и связанных с ним предприятий.

Примером может служить внедрение информационно-измерительной системы на неэлектрифицированных кустах газовых скважин, разработанной НПО «Вымпел» (см. рис. 4).

Система позволила не только организовать проведение стандартных газодинамических исследований скважин без выпуска газа в атмосферу [8], используя системы телеметрии и телемеханики, но и найти решения, опережающие известные в мире аналоги для большего блока задач. При этом некоторые из выявленных задач оказалось целесообразным решать

собственными силами, не открывая научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). Такой подход часто интерпретируется как синергетический эффект, проявляющийся в том числе и в создании базы знаний для будущих НИОКР с высоким научно-техническим потенциалом и гарантированным инновационным выходом.

Внедрение системы открыло новые измерительные каналы, что создало возможности для внедрения нестандартных, инновационных технических решений. Но для этого пришлось существенно поднять качество моделирования технологических процессов. Учитывая имеющиеся ограничения по планам, объемам и срокам реконструкций, а также особенности самой постановки проблематики, решать такие задачи удается, опираясь в основном на собственные интеллектуальные силы и резервные вычислительные мощности

АСУ ТП или ИУС. Такой подход, при минимальных затратах на внедрение, позволяет контролировать ход технологических процессов в реальном масштабе времени с учетом факторов, которые не учитываются в описании процессов классической наукой. Следствие этого — существенное снижение издержек производства и риска возникновения системных аварийных ситуаций.

Покажем реализацию этой идеологии лишь на одном примере — создании системы управления и диагностирования процесса предупреждения гидратообразования в газосборных шлейфах [9]. Известно, что начало этого процесса определяется параметрами фазового перехода транспортируемого по шлейфу флюида и зависит от большого числа параметров, часть из которых практически не измеряется. Среди этих параметров скорость и направление ветра, занесение шлейфа снегом, каче-

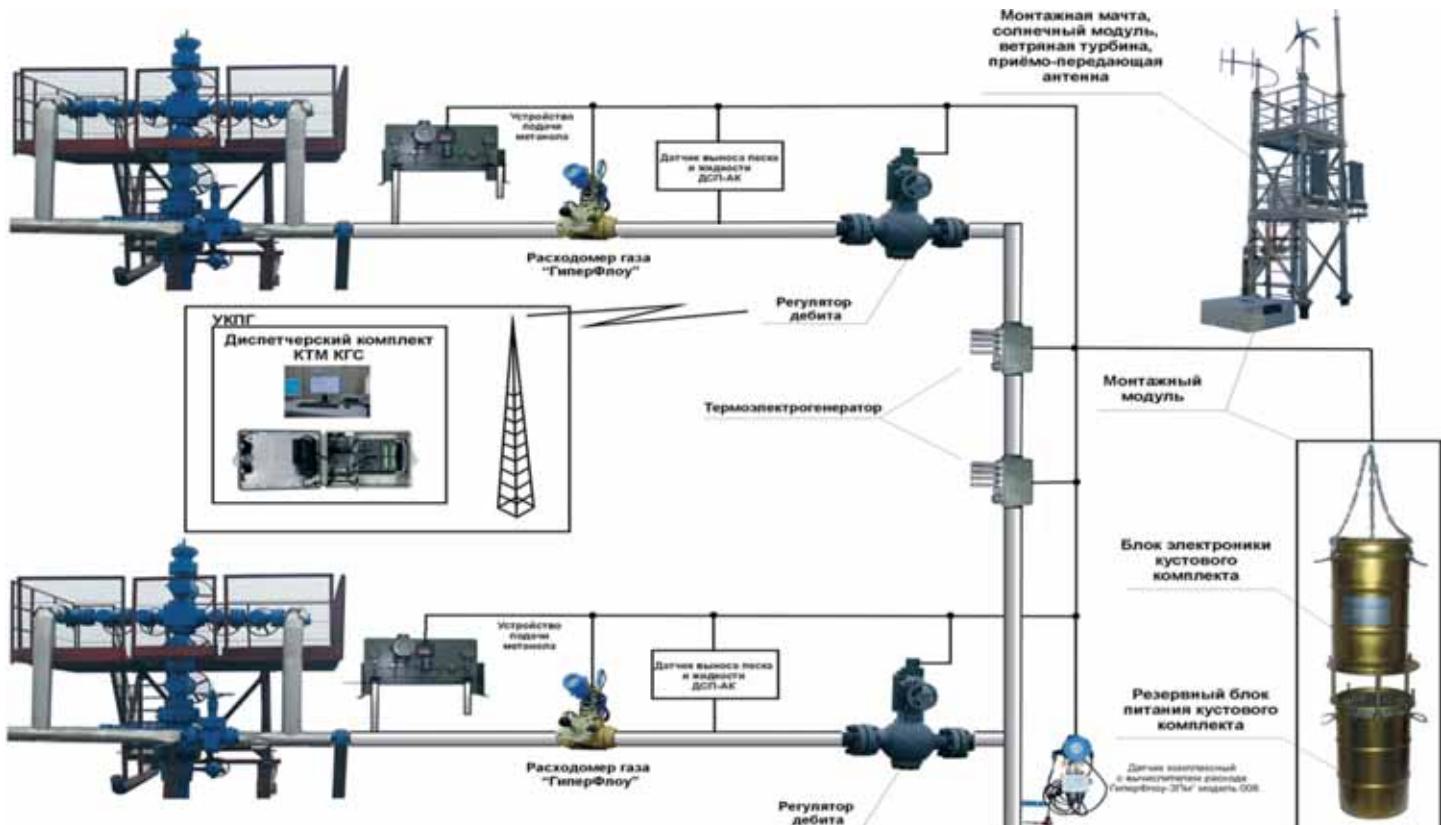


Рис. 4. Информационно-измерительная система не электрифицированных кустов газовых скважин «Ямбург — ГиперФлоу ТМ»

ство изоляции шлейфа и т.д., но их влияние, тем не менее, необходимо учитывать. Также необходимо учитывать и возможное переохлаждение транспортируемого флюида, которое может происходить без гидратообразования.

Весь набор указанных условий удается учесть, если в основу функционирования этой инновационной технологии заложить алгоритм сравнения расчетной (моделируемой) температуры транспортируемого флюида с ее фактическим значением на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Очевидно, что в момент начала образования гидратов (переход через точку бифуркации системы) будет наблюдаться скачкообразное изменение поведения фактической и моделируемой температуры, но для этого необходимо максимально точно моделировать температуру процесса, с учетом выше указанных условий.

Для реализации алгоритма проводят периодические измере-

ния базовых параметров работы скважины с заданным шагом квантования, используя систему телеметрии. При этом измеряют температуру газа на устье скважины  $t_u$ , температуру воздуха окружающей среды  $t_o$  и фактическую температуру  $t_\phi$  газа на выходе из газосборного шлейфа (на входе УКПГ).

Используя измеренные значения контролируемых параметров на кусте скважин, вычисляют расчетное значение температуры газа на выходе газосборного шлейфа  $t_k$ , определяемое из детерминированной модели. В качестве детерминированной модели используют, например, модель Шухова

$$t_k = t_o + (t_u - t_o)e^{-al},$$

где:  $a = \frac{K_t \pi D}{\Delta Q c_p}$ ;  $l$  — длина газопрово-

вода;  $K_t$  — коэффициент теплопередачи в окружающую среду;  $D$  — диаметр газопровода;  $c_p$  — теплопроводность газа при постоянном дав-

лении;  $\rho$  — плотность газа;  $Q$  — объемный расход газа в нормальных условиях.

Такой расчет не требует больших вычислительных мощностей.

После этого с помощью нечеткого моделирования определяют значение поправки к температуре газа в газосборном шлейфе  $\Delta t_n$  [10]. Именно процедура нечеткого моделирования позволяет учесть влияние таких параметров как скорость и направление ветра, занесение шлейфа снегом, качество изоляции шлейфа, практический опыт операторов и т.д. При этом величина указанной поправки составляет, как правило, от 1 до 10°C (меньшая величина поправки, не больше 5°C, принимается в летний период, когда отсутствует занесение шлейфа снегом и хорошее состояние изоляции, а величина поправки более 5°C используется в зимний период и при изношенной изоляции шлейфа).

Расчет поправки также не требует значительных вычислитель-

ных мощностей и достаточно легко производится средствами АСУ ТП промысла.

Далее определяют расчетное значение температуры газа  $t_p$  в газосборном шлейфе на входе установки из формулы  $t_p = t_k - \Delta t_n$ , представляющей собой tandemную модель этого процесса. Получаемые значения  $t_p$  строят в виде графика временной функции (рис. 5).

На этот же график наносят синхронизированную с ним врем-

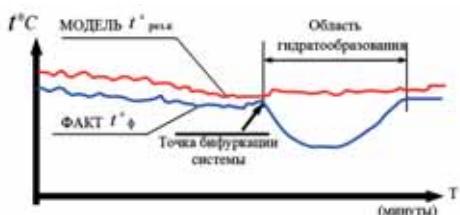


Рис. 5. Принцип выявления момента гидратообразования

менную функцию фактически измеряемой температуры газа.

Эти два графика могут совпадать, что маловероятно, потому что любому методу моделирования свойственна своя определенная, хотя бы небольшая погрешность. Как правило, эти графики идут параллельно, т.е. их динамика одинакова и разность температур ( $t_p - t_f$ ) практически постоянна. Если это так, то гидратообразования в шлейфе нет, и подавать метanol на вход шлейфа не нужно. Как только динамика изменения  $t_p$  и  $t_f$  становится разной, т.е. разность температур ( $t_p - t_f$ ) начинает меняться во времени (на рис. 5 — «Область гидратообразования»), на вход газосборного шлейфа начинают подавать метanol для предупреждения гидратообразования до тех пор, пока снова ( $t_p - t_f$ ) не станет постоянной в рамках допустимых пределов.

Таким образом, рассмотренная система диагностирования и управления процессом предупреждения гидратообразования позволяет существенно повысить точность определения момента начала процесса гидратообразования и выявить угрозу потенциальной си-

стемной аварии именно в момент ее возникновения, а не потом. Благодаря предложенному инновационному решению удалось значительно снизить расход ингибитора на предупреждение гидратообразования в газосборных шлейфах. Экономический эффект от внедрения этой разработки, только благодаря экономии на закупках метанола, превышает 10 млн руб. в год.

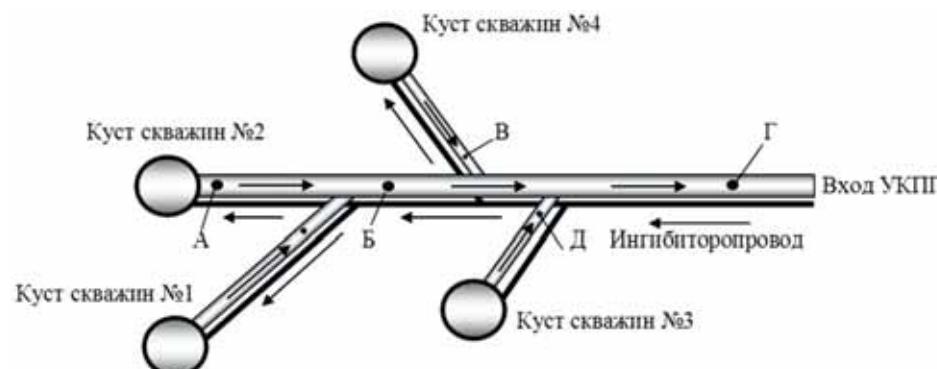
Однако, эта технология лишь фиксирует начало процесса гидратообразования, но не позволяет определить в системе «шлейфы — газосборный коллектор» конкретный участок гидратообразования и оптимальную точку подачи ингибитора гидратообразования. Дело в том, что на Крайнем Севере, как правило, используется схема сбора газа в виде системы «шлейфы — газосборный коллектор», когда газосборные шлейфы работают на общий коллектор (показана на рис. 6).

При этом существующая схема обвязки скважин и кустов скважин предусматривает подачу ингибитора гидратообразования непосредственно на устье каждой скважины. Далее этот ингибитор вместе с газом по шлейфам кустов попадает в общий коллектор и на УКПГ, где происходит его отделение от газа и регенерация для повторного использования.

Решили и эту задачу по автоматическому определению точки подачи метанола. Вот ее суть. Как только выявится начало процесса

гидратообразования, АСУ ТП УКПГ, используя свою базу данных, переходит в режим анализа изменения давления на устье каждой из скважин и выявляет, на какой из скважин давление повышается и приближается к своему максимально возможному значению на устье. По факту это статическое давление, при котором происходит остановка скважины. Значения максимальных устьевых давлений регулярно вводятся в базу данных АСУ ТП УКПГ по результатам плановых газодинамических исследований скважин. Выявив скважину, у которой давление приближается к своему максимально возможному значению на устье, АСУ ТП УКПГ определяет — на каком участке системы «шлейфы — газосборный коллектор» происходит образование гидратов. После определения места образования газогидратов ингибитор подают на скважину, расположенную непосредственно перед участком, в котором начался процесс гидратообразования [11].

Но такой подход к решению задачи предупреждения гидратообразования крайне чувствителен к надежности функционирования АСУ ТП, так как в случае отказа хотя бы одного из ее измерительных каналов, возникает риск реализации системной аварийной ситуации, что недопустимо. А создать абсолютно надежную АСУ ТП — совершенно нереально и



А, Б, В, Г, Д – возможные места образования гидратов

Рис. 6. Коллекторная схема подключения кустов скважин

слишком дорого.

Оказывается и эту задачу можно решить на базе имеющихся АСУ ТП, воспользовавшись алгоритмами виртуального дублирования и самопроверки всех ее систем с максимально точным моделированием работы отказавшего измерительного канала до момента восстановления его работоспособности [10]. Все эти технологии так же защищены патентами на изобретения РФ.

Из представленного примера технического решения, реализованного на практике, можно сделать вывод — необходимо, невзирая на сложность, искать максимально точные модели контролируемых систем и реализуемых в них технологических процессов.

При этом необходимо учитывать реально существующие ограничения как в явной, так и в неявной формах. Сравнивая реально контролируемые параметры и их расчетные значения, получаемые из точных моделей, с учетом вероятных бифуркаций, в ходе реализуемого технологического процесса, можно разработать симптоматику проявления различных типов системных аварий и методологию (возможно индивидуальную) их парирования (исключения) в реальном масштабе времени.

Этот вывод опирается не только на представленный в статье материал, но и на весь положительный опыт освоения Ямбургского и Заполярного месторожде-

ний, потребовавший значительного напряжения всего интеллектуального потенциала специалистов Общества, проектных и исследовательских институтов, а также подрядчиков. Об этом свидетельствует значительное число уже полученных Обществом патентов на изобретения. И это позволяет утверждать, что мы уже готовы, и не только морально, к освоению новых месторождений на самом высоком технологическом уровне, в том числе и в акватории Обской и Тазовской губ, а также к решению тех технико-технологических и социальных задач, которые непременно возникнут на этом пути.

#### Список использованных источников

1. Патент на изобретение РФ № 2307379. Способ мониторинга разработки газовых месторождений // Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Райкевич А.И., Зинченко И.А., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф., Кирсанов С.А., Моисеев Ю.Ф. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
2. Патент на изобретение РФ № 2307927. Способ контроля разработки газового месторождения // Андреев О.П., Зинченко И.А., Моисеев Ю.Ф., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
3. Патент на изобретение РФ № 2420767. Способ гравиметрического контроля разработки газовых месторождений в районах с сезонной изменчивостью верхней части геологического разреза // Андреев О.П., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Кривицкий Г.Е., Безматерных Е.Ф. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
4. Кирсанов С.А., Ахмедсафин С.К. Способы эксплуатации обводняющихся газовых скважин // Журнал «Наука и техника в газовой промышленности». № 3, 2011. — М.: ООО «ИРЦ Газпром». — С. 92–99.
5. Андреев О.П., Кирсанов С.А., Меркулов А.В. и др. Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия. Научно-технический обзор. — ОАО «Газпром промгаз», 2014. — 145 с.
6. Программа для ЭВМ РФ № 2014619454. Программный комплекс Промысел // Меркулов А.В., Кирсанов С.А., Ильин С.П., Новиков В.И. Правообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
7. Патент на изобретение РФ № 2386808. Способ проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин с субгоризонтальным и горизонтальным окончанием ствола на стационарных режимах фильтрации // Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
8. Патент на изобретение РФ № 2338877. Способ группового проведения исследований кустовых газовых и газоконденсатных скважин на стационарных режимах фильтрации // Андреев О.П., Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Ахмедсафин С.К. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
9. Патент на изобретение РФ № 2329371. Способ управления процессом предупреждения гидратообразования во внутримысловых шлейфах газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера // Андреев О.П., Салихов З.С., Ахметшин Б.С. и др. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».
10. Алиев Р.А., Арабский А.К., Арно О.Б., Гункин С.И., Талыбов Э.Г. ИУС газопромысловых объектов: современное состояние и перспективы развития. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. — 463 с.
11. Положительное решение о выдаче патента на изобретение РФ по заявке от 26 августа 2015 года № 2014132394. Способ управления процессом предупреждения гидратообразования в газосборных шлейфах, подключенных к общему коллектору на газовых и газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера // Арно О.Б., Арабский А.К., Ахметшин Б.С. и др. Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».

#### References

1. Patent of RF invention № 2307379. Method of monitoring of gas fields development // Andreev O.P., Akhmedsafin S.K., Raykevich A.I., Zinchenko I.A., Krivitsky G.E., Bezmaternykh E.F., Kirsanov S.A., Moiseev U.F. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.

2. Patent of RF invention № 2307927. Method of control of gas field development // Andreev O.P., Zinchenko I.A., Moiseev Y.F., Krivitsky G.E., Bezmaternykh E.F. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.
3. Patent of RF invention № 2420767. Method of gravimetric control of gas fields development in areas with seasonal variability of upper part of geologic section // Andreev O.P., Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A., Krivitsky G.E., Bezmaternykh E.F. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.
4. *Kirsanov S.A., Akhmedsafin S.K.* Method of operation of the watered gas wells. Science and Equipment in the Gas Industry magazine. № 3, 2011. — M.: LLC IRTs Gazprom. — P. 92–99.
5. *Andreev O.P., Kirsanov S.A., Merkulov A.V.* etc. System of operating geological & technology control and advance planning of the fields development of the gas enterprise. Scientific and technical overview. JSC Gazprom promgaz, 2014. — 145 p.
6. Computer program of RF № 2014619454. Program complex PROMYSEL // Merkulov A.V., Kirsanov S.A., Ilyin S.P., Novikov V.I. Rightholder of LLC Gazprom dobycha Yamburg.
7. Patent of RF invention № 2386808. Method of carrying out researches of gas and gas-condensate wells with the subhorizontal and horizontal termination of a well boreon the stationary modes of filtering // Andreev O.P., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.
8. Patent of RF invention № 2338877. Method of group carrying out researches of cluster gas and gas-condensate wells on the stationary modes of filtering // Andreev O.P., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A., Akhmedsafin S.K. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.
9. Patent of RF invention № 2329371. Process management method of the hydrate formation prevention in intra-field loops of gas and gas condensate fields of Far North // Andreev O.P., Salikhov Z.S., Akhmetshin B. S., etc. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.
10. *Aliyev R.A., Arabskiy A.K., Arno O.B., Gunkin S.I., Talybov E.G.* Management information systems of gas-field objects: current state and perspectives of development. — M.: LLC Publishing House NEDRA, 2014. — 463 p.
11. Decision on issue of the patent for the RF invention on the application for an invention of 26.08.2015 № 2014132394. Method of process management of the hydrate formation prevention in the gas-collecting loops connected to the general collector on gas and gas condensate fields of Far North // Arno O.B., Arabskiy A.K., Akhmetshin B.S., etc. Patent holder — LLC Gazprom dobycha Yamburg.

# Оценка степени техногенного минералообразования в процессе заводнения нефтегазоносных пластов-коллекторов

**В.Н. Волков**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, старший научный сотрудник Южного федерального университета

**Э.С. Сианисян**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

**Аннотация.** Статья посвящена проблеме химической совместимости вод, используемых для заводнения нефтегазоносных пластов. На примере попутных вод нефтяных месторождений Восточного Предкавказья приведены результаты расчетов по оценке состояния карбонатно-кальциевого равновесия в стандартных и пластовых условиях. Приводятся сведения о прогнозируемых масштабах техногенного карбонатообразования.

**Ключевые слова:** попутные воды, заводнение, химическая совместимость, степень насыщенности, солеотложения.

## Assessing the degree of anthropogenic mineral formation in the process of flooding oil-and-gas reservoir bed

**В.Н. Волков**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, старший научный сотрудник Южного федерального университета

**Э.С. Сианисян**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

**Abstract.** The article deals with the chemical compatibility of waters used for flooding of oil and gas reservoirs. On the example of associated water in the oil fields of Eastern Pre-Caucasian region calculations are made to assess the state of carbonate-calcium balance in the standard and reservoir conditions. Data on the extent of the projected anthropogenic carbonate formation are given.

**Keywords:** associated water, flooding, chemical compatibility, the degree of saturation, scaling.

УДК 553.98: 556.3



В настоящее время добыча нефти из многих залежей Восточного Предкавказья сопровождается закачкой в продуктивные горизонты попутных вод с целью поддержания пластового давления (ППД). Параллельно этому решается и другая важная задача — экологическая, так как утилизируются токсичные водные растворы.

По своим свойствам, величине минерализации и составу попутные воды близки к рассолам, находящимся в пластовых условиях. Вместе с тем, при подъеме на поверхность земли и достаточно длительного пребывания в контакте с атмосферными факторами, а также зачастую вследствие смешения вод разных горизонтов, используемая для заводнения вода несомненно отличается от пластовой.

Известно, что изменение температуры очень сильно оказывает на растворимости минеральных соединений. Ее увеличение, как правило, снижает растворимость таких минералов, как ангидрит, гипс, кальцит, магнезит и др. и повышает растворимость галита,

сильвина, сульфидов. Если принять во внимание только один этот фактор (температурный), то при закачке воды в пласт можно предполагать кристаллизацию карбонатов и сульфатов кальция.

Выделение газов в свободную фазу из добываемых попутно вод значительно нарушает состояния таких равновесий как карбонатное и окислительно-восстановительное. Это приводит к увеличению степени насыщенности по карбонатам. Согласно экспериментальным исследованиям Г.В. Рассохина [9] снижение парциального давления углекислоты влияет на состояние карбонатно-кальциевого равновесия в 3–5 раз интенсивнее, чем вариации температуры. Дан-

ный факт свидетельствует о большей насыщенности карбонатами кальция попутных вод, находящихся в поверхностных условиях, нежели пластовых в их естественном залегании. При закачке в пласт вода постепенно нагревается до температур близких к пластовым, которые в пределах исследуемых объектов варьируют от 110 до 160°C. Это позволяет предполагать возможность отложения кальцита в поровом пространстве коллектора. Потому представляется важным решение вопроса о том, какие процессы происходят в нагнетаемых водах и как они могут повлиять на коллекторские свойства пород продуктивных пластов.

Вопрос об осадкообразовании при заводнении гораздо менее исследован по сравнению с явлениями отложения солей при добыче нефти. Это обусловлено рядом объективных причин: процесс завоинения нельзя наблюдать и изучать непосредственно; экспериментальное моделирование поведения нагнетаемой воды в пласте сопряжено со значительными техническими трудностями; следы процесса можно установить только при бурении и опробовании новых скважин. Однако, не смотря на сложности в получении информации, материалы геологических и гидрогеологических исследований по многим нефтегазоносным регионам свидетельствуют о существенности процессов солеотложений из закачивающихся вод, как в призабойных зонах нагнетательных скважин, так и в пласте [3, 4, 7]. Согласно этим сведениям, в подавляющем большинстве случаев отлагаются карбонаты и сульфаты кальция.

Рассмотрение химического состава попутных вод Восточного Предкавказья и ранее выполненные оценки состояния карбонатно-кальциевого и сульфатно-кальциевого равновесий [3] свидетельствуют об очень низкой вероятности осаждения сульфата кальция и возможности карбонатного соле-

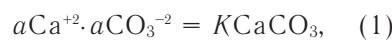
отложения. Это подтверждается спектральными и рентгеноструктурными анализами осадков, отложившихся в скважинном оборудовании и трубопроводах в пределах некоторых месторождений региона (Величаевско-Колодезное, Озек-Суатское, Владимирское, Зимняя Ставка, Правобережное и др.), минеральная часть которых на 80–98% состоит из кальцита. Учитывая имеющиеся факты, наиболее актуальной представляется задача по исследованию состояния карбонатно-кальциевого равновесия в попутных водах применительно к условиям нагнетания их в продуктивные горизонты.

В настоящее время для целей прогнозирования гидрохимических процессов все чаще используются методы физико-химического моделирования, базирующиеся на современных теоретических разработках в области теории водных растворов и их приложениях к исследованию природных вод различной минерализации и состава [1, 2, 6, 10]. Методической основой исследования отдельных процессов, происходящих в сложной и, как правило, неравновесной системе «высокоминерализованная подземная вода — порода» является принятие положения о локальном равновесии. Это позволяет, используя принцип суперпозиции, рассматривать любую химическую реакцию системы с позиций классической термодинамики.

Для термодинамического анализа выбраны химические анализы вод из палеогеновых и мезозойских отложений Восточного Ставрополья (пластовые воды площадей Ачикулакская, Байджановская, Величаевско-Колодезная, Владимировская, Восточно-Безводненская, Зимняя Ставка, Курган-Амур, Молодежная, Надеждинская, Озек-Суат, Острогорская, Поварковская, Правобережная, Прасковейская, Пушкинская, Русский Хутор Северный, Южная, а также воды цехов нефтегазодобычи), отражающие весь спектр вариаций минера-

лизации (22–105 г/дм<sup>3</sup>) и состава (хлоридные натриевые и хлоридные кальциево-натриевые). Величина ионной силы исследуемых вод изменяется в пределах от 0,4 до 2,15. Связь ионной силы растворов с их общей минерализацией отражается уравнением линейной регрессии:  $J = 0,018439M - 0,06 \pm 0,04$  (при коэффициенте корреляции – 0,99), где  $J$  — ионная сила;  $M$  — минерализация в г/дм<sup>3</sup>.

Оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция производилась для стандартных и пластовых условий с учетом всех составляющих карбонатной системы за исключением углекислоты, сведения о концентрациях которой отсутствовали:



$$K_2 = \frac{a\text{H}^+ \cdot a\text{CO}_3^{-2}}{a\text{HCO}_3^-}, \quad (2)$$

где  $a$  — активности соответствующих ионов;  $K\text{CaCO}_3$  — константа растворимости карбоната кальция;  $K_2$  — вторая константа диссоциации угольной кислоты.

В результате совместного решения уравнений (1) и (2), формула для расчета насыщенности приобретает вид:

$$R = \frac{K \cdot a\text{Ca}^{+2} \cdot a\text{HCO}_3^-}{K\text{CaCO}_3 \cdot a\text{H}^+}, \quad (3)$$

где  $R$  — величина степени насыщения вод карбонатом кальция. Если  $R > 1$ , то водный раствор перенасыщен по кальциту и возможно образование осадка карбоната кальция.

Коэффициенты активности ионов определялись по уравнению Дебая–Хюкеля третьего приближения с поправкой Хелгесона:

$$\lg \Delta = - \frac{Az^2\sqrt{J}}{J + dB\sqrt{J}} + CJ,$$

где  $\Delta$  — коэффициент активности иона;  $J$  — ионная сила раствора ( $J = 1/2 \Delta c_i z_i^2$ );  $z$  — валентность иона;  $d$  — эффективный диаметр иона;  $A$  и  $B$  — термодинамические константы;  $C$  — коэффициент, зависящий

от диэлектрической проницаемости воды, степени гидратации ионов и факторов, обуславливающих высыпающий эффект. Параметры  $d$ ,  $A$ ,  $B$  взяты из справочника [8]. Значения константы  $C$  экспериментально определены Хелгесоном: при температурах 25, 100, 175°C они соответственно равны 0,041, 0,046, 0,05.

Термодинамически верная оценка направления и масштабов процессов системы растворения–кристаллизации по уравнениям (1–3) возможна лишь на основе совместного решения задач по установлению активности компонентов и их миграционных форм. Это достигалось путем последовательного приближения к оптимальным соотношениям между концентрациями и активностями ионов (итерация).

Поэтому прежде, чем использовать уравнение (3), были рассчитаны наиболее вероятные формы миграции компонентов системы. Исходя из особенностей химического состава изучаемых вод представляется необходимым учет образования следующих ионных пар:  $\text{CaHCO}_3^+$ ,  $\text{MgHCO}_3^+$ ,  $\text{CaCl}_2^0$ ,  $\text{CaCl}^+$ ,  $\text{NaHCO}_3^0$ ,  $\text{CaSO}_4^0$ . Вычисления производились для стандартных и пластовых условий по формулам, определяющим соответствующие константы устойчивости согласно закону действующих масс. Значения термодинамических констант принимались согласно справочнику [8] или рассчитывались по значениям величин свободных энергий образования веществ. Количественные значения миграционных форм изученных пластовых и техногенных водных растворов приведены в табл. 1.

Ионная пара  $\text{CaSO}_4^0$  содержится в подавляющем большинстве исследуемых вод в незначительных количествах и фактически не оказывает влияния на активность кальция (не более 2% от общего количества). Все изученные воды характеризуются пол-

Таблица 1  
Формы миграции компонентов карбонатно-кальциевой системы

Минерализация, г/л	Концентрации ионных пар, моль/кг				
	$\text{CaI}_2^0$	$\text{CaI}^+$	$\text{MgHCO}_3^+$	$\text{CaHCO}_3^+$	$\text{NaHCO}_3^0$
СТАНДАРТНЫЕ УСЛОВИЯ					
22–50	< 0,00001	< 0,00001	< 0,00001	0,0002–0,007	0,0018–0,008
51–65	< 0,00001	< 0,00001	< 0,00002	0,0003–0,003	0,003–0,009
66–105	< 0,00001	< 0,00001	< 0,00002	0,0008–0,002	0,001–0,009
ПЛАСТОВЫЕ УСЛОВИЯ					
22–50	< 0,0003	0,00005–0,0003	< 0,0002	0,0002–0,002	0,0015–0,008
51–65	0,0003–0,0015	0,0002–0,001	< 0,0007	0,0005–0,003	0,003–0,007
66–105	0,0008–0,02	0,0006–0,02	< 0,0007	0,001–0,004	0,003–0,007

Таблица 2  
Расчетные количества (в % от общего) кальция и гидрокарбонат-иона в ионных парах

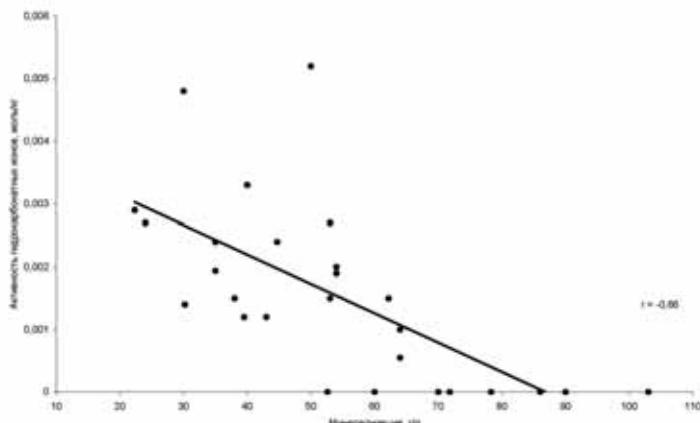
Минерализация, г/л	Кальций, %			Гидрокарбонат-ион, %		
	$\text{CaI}_2^0$	$\text{CaI}^+$	$\text{CaHCO}_3^+$	$\text{CaHCO}_3^+$	$\text{NaHCO}_3^0$	$\text{MgHCO}_3^+$
СТАНДАРТНЫЕ УСЛОВИЯ						
22–50	< 1	< 1	3–8	2,5–9	25–64	< 1–2
51–65	< 1	< 1	2–8	4–14	62–75	< 1–4
66–105	< 1	< 1	2–5	15–35	80–100	< 1–7
ПЛАСТОВЫЕ УСЛОВИЯ						
22–50	0,6–4	0,9–6	8–16	6–16	24–52	< 1–3
51–65	2–12	2,5–15	6–16	8–24	55–68	< 1–7
66–105	3–36	4–46	6–10	20–90	72–100	< 1–7

ным отсутствием свободных сульфатных ионов.

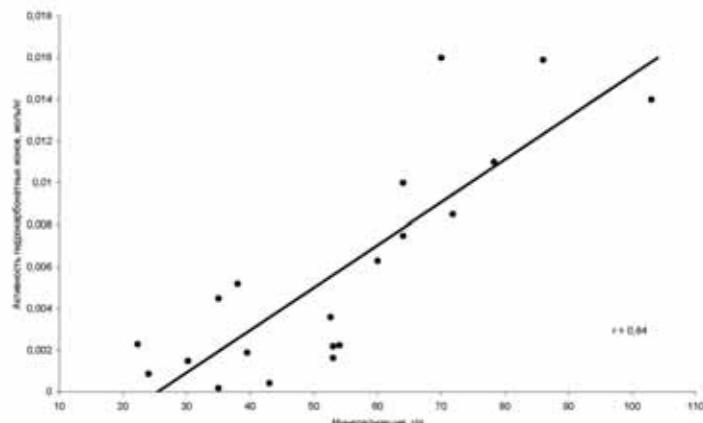
Низкая устойчивость характерна и для хлоридных комплексов в условиях близких к стандартным при пластовых температурах их концентрации как минимум на порядок выше. Данный факт согласуется с результатами других исследователей, выполнивших оценку влияния процессов комплексообразования на миграцию компонентов в термоминеральных водах [5, 6]. Оценить роль ионных пар в миграции кальция и гидрокарбонат-иона можно на основе данных, приведенных в табл. 2.

Анализ результатов, представленных в таблице, свидетельствует о наличии тенденции роста степени комплексообразования с участием кальция и гидрокарбонат-иона с увеличением температуры и особенно минерализации попутных вод. Максимальная активность гидрокарбонатных ионов, как в аб-

солютном, так и в относительном выражении (35–60% от аналитических концентраций) отмечается в соленых водах майкопской серии и верхнего мела. В водах нижезалегающих мезозойских отложений их активность снижается с ростом минерализации до 5–25% (верхнемеловые воды с минерализацией 30–50 г/дм<sup>3</sup>) и практически отсутствует при солености вод свыше 50–60 г/дм<sup>3</sup>, где основными формами миграции являются ионные пары  $\text{CaHCO}_3^+$  и  $\text{NaHCO}_3^0$ . При значениях минерализации свыше 70 г/л в водах практически отсутствуют гидрокарбонатные ионы (см. рис. 1). Это указывает на невозможность осаждения из них карбоната кальция как в стандартных, так и пластовых условиях. Зависимости активности кальция и гидрокарбонатных ионов от величины минерализации изучаемых вод представлены на рис. 1 и 2.



**Рис. 1.** Корреляционное поле активных концентраций кальция и минерализации воды



**Рис. 2.** Корреляционное поле активных концентраций гидрокарбонатных ионов и минерализации воды

Принимая во внимание вышеизложенное, дальнейшие расчеты по оценке степени насыщенности по уравнению (3) были выполнены только для вод с минерализацией 24–65 г/л. В основном это воды палеогеновых, верхнемеловых и верхних частей разреза нижнемеловых отложений. Как показали расчеты, индекс насыщения  $R$  попутных вод в стандартных условиях изменяется в достаточно узких пределах — 0,75–5,8, причем при  $\text{pH} < 7$ , его значения, как правило, не превышают 1, а максимум «перенасыщения» отмечается у водных растворов с  $\text{pH} \Delta 7,5$  единиц. Анализируя эти результаты (табл. 3), можно сделать вывод о том, что практически все попутные воды в стандартных условиях либо недонасыщены, либо близки к насыщению по карбонату кальция, а величины  $R$  — порядка 2–5,8 единиц, вероятно, объясняются неучтенностью в расчетах органоминеральных комплексов, или аналитическими погрешностями.

Иная картина отмечается при моделировании поведения карбонатно-кальциевого равновесия в пластовых условиях. Расчеты показывают, что при изменении термобарических условий (от стандартных к пластовым) степень насыщенности вод карбонатом кальция возрастает в 8–65 раз. Это свидетельствует о возможности

осаждения кальцита при закачке попутных вод в пласт-коллектор. Результаты предыдущих исследований [3, 4, 7] указывают на неоднозначность влияния этого процесса на эффективность добычи углеводородов. Для выяснения вероятных последствий техногенного карбонатообразования на коллекторские свойства пород были произведены оценки его масштабов. Принимая во внимание, что в исследуемых водах активные концентрации кальция значительно

превышают активности карбонатных ионов, именно последние могут свидетельствовать о количествах осадка. Выполненные расчеты показали, что максимально возможные количества кальцита, отлагающегося из 1 дм<sup>3</sup> нагнетаемой воды, не должны превышать 0,5–1,3 мг.

Таким образом, выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- На миграцию компонентов в исследуемых водах существенное влияние оказывают процессы ком-

**Таблица 3**  
**Насыщенность попутных вод карбонатом кальция**

Минерализация, г/л	pH	$R_1$ – стандартные условия	$R_2$ – пластовые условия	$R_2 / R_1$	Осадок, мг
24	7,20	1,6	54	33,8	0,25
25	7,50	4,0	173	43,3	0,25
30	6,50	0,9	8	8,8	0,12
30	7,00	2,7	28	10,4	0,43
30	7,50	5,0	95	19,0	1,30
31	7,10	3,4	100	29,4	0,20
35	7,20	3,2	126	39,4	0,20
40	7,40	5,4	120	22,2	0,45
44	7,10	2,7	175	64,8	0,44
46	7,10	2,0	60	30,0	0,20
50	7,00	1,0	30	30,0	0,20
50	7,50	3,4	95	27,9	0,60
53	7,15	1,8	74	41,0	0,18
54	7,50	5,8	112	19,3	0,26
54	6,25	0,3	8	26,7	0,02
61	7,50	1,7	55	32,4	0,15
62	6,80	1,0	25	25,0	0,05
64	6,90	0,7	27	38,6	0,05
71	6,80	0,0	0	—	—

плексообразования, интенсивность которых растет с увеличением минерализации и температуры.

2. Степень насыщенности карбонатом кальция попутных вод, извлекаемых при добыче нефти, возрастает с увеличением щелочности водного раствора и температуры. При значениях минерализа-

ции выше 70 г/л все попутные воды недонасыщены по кальциту при значениях pH менее 6–7,5 и температурах от 25 до 150°C.

3. Прогнозируемая величина осадка кальцита в условиях заводнения пластов водами с минерализацией ниже 70 г/л невелика и свидетельствует об их гидрохими-

ческой совместимости с пластовыми водами в условиях пласта. Наименьшей степенью совместимости характеризуются воды с минерализацией менее 30–40 г/дм<sup>3</sup>, характеризующиеся щелочной реакцией среды — pH более 7,5.

#### Список использованных источников

1. Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. — М.: Мир, 1974. — 368 с.
2. Древер Дж. Геохимия природных вод. — М.: Мир, 1985. — 440 с.
3. Карцев А.А., Никаноров А.М. Нефтегазопромысловая гидрогеология. — М.: Недра, 1983. — 199 с.
4. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. — М.: Недра, 1985. — 215 с.
5. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н. Термодинамический анализ формирования инверсионной геохимической зональности подземных вод в глубоких горизонтах нефтегазоносных структур // Геохимия. 2003. № 5. — С. 529–553.
6. Методы геохимического моделирования и прогнозирования в гидрогеологии / Под ред. С.Р. Крайнова. — М.: Недра, 1988. — 254 с.
7. Мехтиев Ш.Ф., Ахундов А.Р., Ворошилов Е.А. Влияние искусственного заводнения на гидрохимию нефтяного пласта. — Баку: Маариф, 1969. — 230 с.
8. Наумов Г.Б., Рыженко Б.Н., Ходаковский И.Л. Справочник термодинамических величин. — М.: Атомиздат, 1971. — 240 с.
9. Рассокин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1977. — 180 с.
10. Рыженко Б.Н. Термодинамика равновесий в гидротермальных растворах. — М.: Наука, 1981. — 191с.

#### List of references

1. Garrels R.M., Christ C.L. Solutions, minerals, icostasy. — M.: Mir, 1974. — 368 p.
2. Drever J.I. Geochemistry of natural waters. — M.: Mir, 1985. — 440 p.
3. Kartcev A.A., Nikanorov A.M. Oil and gas hydrogeology. — M.: Nedra, 1983. — 199 p.
4. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Y.P., Lyushin S.F. Preventing salt formation in oil production. — M.: Nedra, 1985. — 215 p.
5. Kraynov S.R., Ryzhenko B.N. Thermodynamic analysis of the formation of inverse geochemical zonation of groundwater in the deep horizons of oil and gas structures // Geohimiya. 2003. № 5. — P. 529–553.
6. Methods of geochemical modeling and forecasting in hydrogeology / Ed. S.R.Kraynova. — M.: Nedra, 1988. — 254 p.
7. Mehtiyev Sh.F., Akhundov A.R., Voroshilov E.A. The impact of artificial flooding on hydrochemistry of oil reservoirs. — Baku: Maarif, 1969. — 230p.
8. Naumov G.B., Ryzhenko B.N., Khodakovsky I.L. Directory of thermodynamic values. — M.: Atomizdat, 1971. — 240p.
9. Rassokhin G.V. The final phase of the development of gas and gas condensate fields. — M.: Nedra, 1977. — 180p.
10. Ryzhenko B.N. Thermodynamics of icostasy in hydrothermal solutions. — M.: Nauka, 1981. — 191p.

# Иновационные геофизические технологии в нефтегазовой геологоразведке

**Л.З. Бобровников**, профессор, доктор технических наук, профессор кафедры информатики и геоинформационных систем МГРИ-РГГРУ

**Ю.А. Бобылов**, кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник МГРИ-РГГРУ

**С.В. Головин**, заместитель руководителя Учебно-научно-производственного полигона МГРИ-РГГРУ (г. Сергиев Посад Московской обл.);

**С.И. Добрынин**, доцент, кандидат технических наук, генеральный директор ЗАО «ИНГЕОТЕХ»

**Аннотация.** В статье рассматривается сейсмоэлектромагнитный метод (СЭМ-метод), основанный на вызванном сейсмоэлектромагнитном эффекте, возникающем непосредственно в нефтегазовом пласте при одновременном воздействии на него нескольких искусственно вызванных мощных сейсмических (упругих) колебаний и электромагнитных полей с соответствующим образом подобранными спектральными и временными характеристиками. СЭМ-метод предназначен для поисков и детальной разведки нефтегазовой залежи, определения мест заложения разведочных скважин на предполагаемых продуктивных нефтегазовых структурах и изучения основных характеристик обнаруженного нефтегазового пласта.

**Ключевые слова:** сейсмоэлектромагнитные эффекты, сигналы, процессы, сейсмические (упругие) колебания, источник упругих колебаний, нелинейные и параметрические процессы, пористость, концентрация, насыщение, горные породы, коллектор, пласт, нефтегазовая залежь, углеводороды, залежи углеводородов.

## Innovative geophysical technologies in oil and gas geological exploration

**L.Z. Bobrovnikov**, professor, doctor of science, professor of chair of computer science and geographic information systems MGRI-RSGPU

**Y.A. Bobylov**, PhD, leading researcher MGRI-RSGPU

**S.V. Golovin**, deputy head of educational-scientific-production polygon MGRI-RSGPU

**S.I. Dobrynin**, associate professor, PhD, SEO of INGEOTECH JSC

**Abstract.** In article the seismoelectromagnetic method (SEM-METHOD) based on caused seismoelectromagnetic effect, arising directly in an oil and gas layer is considered at simultaneous influence on it of the several caused powerful seismic (elastic) fluctuations and electromagnetic fields with appropriate amount the picked up spectral and time characteristics. SEM-METHOD is intended for searches and detailed investigation of an oil and gas deposit, definition of places заложения prospecting wells on prospective productive oil and gas structures and studying of the basic characteristics of the found out oil and gas layer.

**Keywords:** seismoelectromagnetic effects, signals, processes, seismic (elastic) fluctuations, source of elastic fluctuations, nonlinear and parametrical processes, porosity, concentration, saturation, rocks, a collector, a layer, an oil and gas deposit, hydrocarbons, deposits of hydrocar-

УДК 550.3



### Введение

Геофизика по праву играет важную роль в истории развития нефтегазовой промышленности как Российской Федерации, так всего

мира в целом. В настоящее время сегмент геофизического сервиса занимает около 15% общего объема российского рынка нефтегазового сервиса. Особенность данного вида сервиса от остальных заключается

в обеспечении нефтегазовых компаний и топливно-энергетического комплекса страны информацией о состоянии и развитии их ресурсной базы, что можно отнести к информации стратегического характера. Также, в свою очередь, добывающие компании благодаря геофизическому сервису имеют возможность наиболее экономически и технологически эффективно использовать инвестиции, направленные на поиск, разведку и разработку месторождений [13].

Геофизика является наукоемкой отраслью, ее можно отнести к

сфере высоких информационных технологий. Россия наряду с США и Китаем накопила огромные знания и опыт в области геофизики, благодаря усилиям выдающихся ученых и практиков, работающих в нефтегазовой отрасли.

В 90-е годы прошлого века мощный геологоразведочный комплекс подвергся действию разрушающих процессов, это повлекло за собой создание большого числа разрозненных средних и малых геофизических компаний с ограниченными финансовыми и технологическими возможностями, которые действуют и сегодня. Это нашло отражение на доле российской геофизики на мировом рынке. Если раньше эта доля составляла около 15%, в настоящее время эта цифра близка к нулю [10]. При сохранении существующего курса стратегические цели Российской Федерации в области обновления экономики встречают серьезные препятствия. Отсутствие законодательной базы, которая бы регулировала ценообразование в геофизической сфере, повлекло за собой произвол в условиях выполнения и финансирования работ со стороны нефтегазовых компаний. Эти изменения коснулись срока заключения договоров, условий и сроков оплаты в большую сторону. Стоимостные показатели стали основными критериями при проведении тендеров, что нашло отражение на качестве и безопасности геофизических исследований: зафиксированы снижение культуры производства, техническое и технологическое оснащения, уровень квалификации подрядчиков. Жесткая ценовая политика в первую очередь стала причиной дестабилизации рынка геофизических услуг. Ко второй причине можно отнести появление большого числа подрядчиков, практикующих намеренное снижение цены работ ниже рыночных при откровенно низком уровне предоставляемых услуг. Это подвергает нефтегазовые компании большому

риску и неэффективному инвестированию в разведочное бурение и промышленную разработку. Отсутствие постоянного уровня заказов и, следовательно, прибыли, стало причиной ухода с рынка части отечественных геофизических компаний. Ограничность в материальных ресурсах тормозит возможности инвестирования в развитие геофизических технологий и техники. Как результат возникшей цепной реакции, в неблагоприятных условиях оказываются научные объединения, институты, компании-разработчики геофизической аппаратуры. Неуклонный спад российского рынка является благоприятной средой для входа иностранных компаний, что мы и наблюдаем в настоящее время [13]. Около 35% российского рынка геофизических услуг занимают американские компании [11]. Нецелесообразно оставлять без внимания факт поглощения крупными американскими компаниями мелких участников российского рынка. Для государства и нефтегазовых компаний это должно стать сигнализатором о необходимости вмешательства для остановки пагубного влияния «извне». При игнорировании этих факторов и, особенно, после окончательного вступления России в ВТО, все это повлечет за собой выход на рынок китайских геофизических компаний, которые, в настоящее время, удовлетворяют до 10% всего мирового спроса [11]. В недалеком будущем такая ситуация может принять катастрофический характер и иностранное присутствие возрасти до 70–80%. В Китае и США, для сравнения, доля иностранного геофизического сервиса максимально имеет значение всего лишь 5% [14].

В настоящее время российский рынок геофизических услуг ежегодно растет примерно на 5–10% (табл. 1) [10, 8]. Согласно «Энергетической стратегии России до 2030 г.» планируемые на этот период показатели развития позво-

ляют рассчитывать на устойчивый рост российского сервисного рынка во всех его секторах.

Однако, отсутствие надлежащей правовой базы в отрасли, ценовой демпинг и высокая конкуренция со стороны иностранных компаний тормозят развитие отечественных предприятий геофизического сервиса. Эти проблемы сложны и для их решения необходимо заручиться поддержкой государства и всех крупных нефтедобывающих компаний, что в свою очередь может занять существенное время [12].

В настоящее время Российский геофизический сервис получил уникальный шанс наращивания объемов Hi-Tech и стандартных услуг за счет ограничения доли участия иностранных компаний на отечественном рынке [9]. В целях обеспечения энергетической безопасности государство, наконец-то, задействовало целый комплекс программ импортозамещения. В 2015 году на геофизическом рынке уже заметны многообещающие изменения, связанные с санкциями. Среди ожидаемых негативных последствий главным является возможное падение объемов ГРР и бурения скважин, что снизит спрос на традиционные геофизические услуги (особенно на сейсморазведку и ГИС). Введение санкций предполагает нанесение максимального ущерба ТЭК РФ от ограничения западным сервисом высокотехнологических услуг, связанных с бурением горизонтальных скважин, освоением трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗ), гидроразрывом пластов, работами с применением колтюбинга, освоением шельфа и др. [9].

Не следует забывать, что нефтегазовая промышленность ныне является стержнем экономики России. Она является одним из основных источников средств на модернизацию отечественной промышленности и развитие социальной сферы. Рациональное недро-



Рис. 1. Рынок геологоразведочных услуг России (в млрд руб.)

Источник: [www.vedomosti.ru/business/characters/](http://www.vedomosti.ru/business/characters/) 2015/09/17/609064-izuchenost-rossii-ostaetsya-dovolno-nizkoi

пользование — основополагающий принцип государственной политики инновационного развития нефтегазовой промышленности, поэтому решение возникающих проблем здесь необходимо рассматривать как важную государственную задачу.

В настоящее время мировая нефтегазовая индустрия затрачивает огромные финансовые средства на поиски и детальную разведку нефтегазовых месторождений стандартными геофизическими методами (на рис. 1 отражены данные по динамике затрат России на геологические работы).

### Роль геофизических методов в поисково-разведочных работах

Особо необходимо отметить, что добывающая промышленность несет громадные финансовые потери на завершающей стадии поисково-разведочных работ — бурении разведочных скважин, поскольку лишь 15–20% нефтегазовых структур, указанных геофизическими поисковыми методами, содержат продуктивные залежи, и поэтому обычно 80–85% пробуренных скважин оказываются «сухими». Даже в хорошо изученных геофизическими методами регионах при глубинах свыше 3 км практически только одна из 3–5 пробуренных поисковых

скважин оказывается продуктивной, а остальные являются или «сухими», или же мало дебитными, малорентабельными в эксплуатации.

Кроме этого, стандартные геофизические методы малоэффективны для следующих важных видов работ:

- детальной дистанционной разведки с дневной поверхности геологических структур, содержащих продуктивные нефтегазовые и газогидратные залежи;
- определения оптимального места заложения разведочной скважины;
- обнаружения и изучения продуктивных залежей в нетрадиционных структурах-ловушках, в том числе в трещиноватых зонах кристаллического фундамента;
- оценки объема нефтегазового флюида в каждом отдельном пласте залежи перед ее разведочным бурением;
- мониторинга изменения объема нефтегазового флюида в каждом пласте в процессе нефтедобычи;
- оценки объема нефтегазового флюида, оставшегося в каждом пласте после его интенсивной эксплуатации, особенно с неоднократным применением гидродинамического разрыва пласта.

Причина кроется в том, что стандартные геофизические методы (сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка и магниторазведка) поисков нефтегазовых залежей к настоящему времени практически достигли предела в своем совершенствовании — они практически на любых глубинах — вплоть до 10 км и более — уверенно обнаруживают геологические структуры, в которых может находиться нефтегазовые флюид, но не могут дать однозначного ответа: есть ли на самом деле в найденной структуре **продуктивные запасы нефтегазового флюида?**

Это объясняется тем, что все эти вышеперечисленные стандартные геофизические методы при поисково-разведочных работах базируются на использовании одного физического поля — упругого, электрического, магнитного или гравитационного, находят его аномалии в виде определенных структурных геологических образований, которые могут интерпретироваться как структуры-ловушки нефтегазовых флюидов. Но их там может уже и не быть, поскольку нефтезазовый флюид очень подвижен и в результате различных тектонических процессов может переместиться на значительные расстояния от первичной структуры-ловушки. Кроме этого — в реальных условиях в толщах осадочных пород постоянно происходит взаимодействие множества природных разнородных физических полей, приводящих к появлению «phantomов структур-ловушек». Например, следов пиритизации, линз пресной воды и т.п.

Поэтому стандартные геофизические методы дистанционно могут лишь вероятностно, по косвенным, не вполне однозначным, признакам, обнаружить нефтегазовую залежь. Но определить ее вещественный состав не в состоянии, поскольку изучают, в сущности, одно единственное поле и его структурные аномалии. И чем

глубже располагается искомая продуктивная залежь, тем меньше вероятность ее достоверного обнаружения.

В частности, если электроразведочными методами проводятся поиски нефтегазовых залежей, то основной поисковый критерий — низкая электропроводимость скоплений углеводородов. Но обнаруженная аномалия электропроводимости может быть вызвана множеством прочих факторов, совершенно не приуроченных к нефти или газу.

Равным образом это происходит и при поисках углеводородов методами сейсморазведки, которая может обнаруживать нефтегазовую структуру и даже определить, например, замедление фазовой скорости упругой волны и ее дисперсию относительно вмещающих пород. На этом основании можно предполагать, что найдена нефтегазовая ловушка с нефтегазовым флюидом. Однако это далеко не факт — указанные эффекты могут быть обусловлены совсем другими причинами.

Однако, если геологический разрез изучать при одновременном воздействии на него нескольких разнородных физических полей, а скопление углеводородов рассматривать как уникальное образование с целым набором специфических физико-химических свойств, то решение задачи поисков и детальной разведки нефтегазовых месторождений становится практически однозначным.

#### Основные свойства нефтегазового флюида в условиях естественного залегания

В естественных условиях нефть располагается в разного рода структурных ловушках, преимущественно, в осадочных породах-коллекторах, обладающих достаточно большой пористостью и хорошей проницаемостью, обусловленной микротрецинами, капил-

лярами, микропорами и т.д. Нефть является диэлектриком с диэлектрической проницаемостью 2..4 и практически не проводит электрического тока.

В зависимости от поперечных размеров микротрецин, капилляров и микропор возможно перемещение микрочастиц нефти:

- при размерах свыше 0,25 мм движение происходит достаточно свободно, в соответствии с законами гравитации, теплофизики и действующими дополнительными силами;
- при размерах 0,25–0,001 мм перемещение несколько затруднено и определяется, преимущественно, капиллярными и дополнительными силами;
- при размерах меньше 0,001 мм перемещение сильно затруднено.

В зависимости от глубины залегания и температуры в коллекторе, нефть может находиться в нем в самых разнообразных состояниях: парообразном, газообразном, газоконденсатном, газогидратном, коллоидном и т.д.

При воздействии упругих (сейсмических) колебаний на нефтяную залежь, находящуюся в условиях естественного залегания, возможны перемещения частиц нефти в объеме коллектора, что сопровождается различными вторичными процессами, параметры которых могут служить качественными и количественными индикаторами наличия или отсутствия нефти в данном коллекторе.

При воздействии электрических полей на нефтяную залежь, находящуюся в условиях естественного залегания, возможны как пространственные перемещения частиц нефти в объеме коллектора, так и структурные, электрополяризационные, электроориентационные, без пространственного перемещения частиц. При этом происходят разнообразные процессы, что сопровождается различными вторичными явлениями, параметры которых могут служить качественными и количе-

ственными индикаторами наличия или отсутствия нефти в данном коллекторе.

При одновременном (или в заданной временно-пространственной последовательности) воздействии на залежь нескольких разнородных полей, например, электрических и упругих, в ней протекает еще несколько дополнительных сейсмоэлектромагнитных процессов, параметры которых однозначно связаны с вещественным составом и физико-химическими свойствами нефтегазового флюида и вмещающего его коллектора, что позволяет говорить о характерных поисковых признаках. Именно на этом основаны принципиально новые геофизические технологии.

Давно известен и применяется в электроразведке сейсмоэлектрический эффект (СЭЭ), возникающий при прохождении упругих волн через влагосодержащие осадочные породы. Под действием упругой волны происходит смещение подвижной части двойных электрических слоев (ДЭС) в капиллярах, микропорах и микротрецинах осадочной породы, в результате чего происходит временное разделение зарядов в двойных слоях и возникают электрическая разность потенциалов между отдельными зонами. Поскольку капилляры, микропоры и микротреции в общем случае ориентированы хаотически, то разность возникающих таким образом сейсмоэлектрических потенциалов (СЭЭ I рода) весьма мала. Если одновременно с упругой волной произвести электрическое воздействие на изучаемую зону осадочной породы, то произойдет ориентация (электрическая вызванная поляризация) некоторой части заряженных подвижных частиц по силовым линиям электрического поля, т.е. почти в одном направлении. И если, в среднем, ориентация заряженных частиц и направление действия упругой волны, перемещающей эти частицы, совпадают, то сейсмоэлектрическая

разность потенциалов может существенно увеличиться, т.е. возникает вызванный сейсмоэлектрический эффект значительной величины.

Структурно нефтегазовая залежь (НГЗ) представляет собой естественное скопление углеводородов (нефти и газа) в капиллярах, микропорах и микротрещинах вмещающей породы-коллектора, ограниченное сверху непроницаемой для нефтегазового флюида покрышкой и снизу — слоем минерализованной воды.

Такому геологическому образованию присущ ряд уникальных физико-химических свойств, выделяющих его среди всех других известных естественных геологических образований в осадочных породах.

Во-первых, частицы нефтегазового флюида, находясь в со-общающейся системе капилляров, микропор и микротрещин вмещающей породы-коллектора, имеют несколько степеней свободы, определенных ориентацией этих капилляров и микротрещин, и способны в них перемещаться под действием внешних сил (что и является основной причиной естественной миграции нефти и газа к дневной поверхности, до места скопления в ловушке).

**Таким образом, нефтегазовую залежь можно рассматривать как целостную полифазную флюидодинамическую систему.**

Во-вторых, молекулы углеводородов — диэлектрики, они электрически нейтральны и содержат равное число положительных и отрицательных зарядов. При этом, поляризованная молекула углеводорода (в общем случае  $C_nH_{2n+2}$ ) обладает электрофизическими свойствами и в первом приближении ее можно рассматривать как диполь, имеющий дипольный электрический момент и подверженный поляризации — ориентации во внешнем электрическом поле.

В-третьих, нефтегазовый пласт

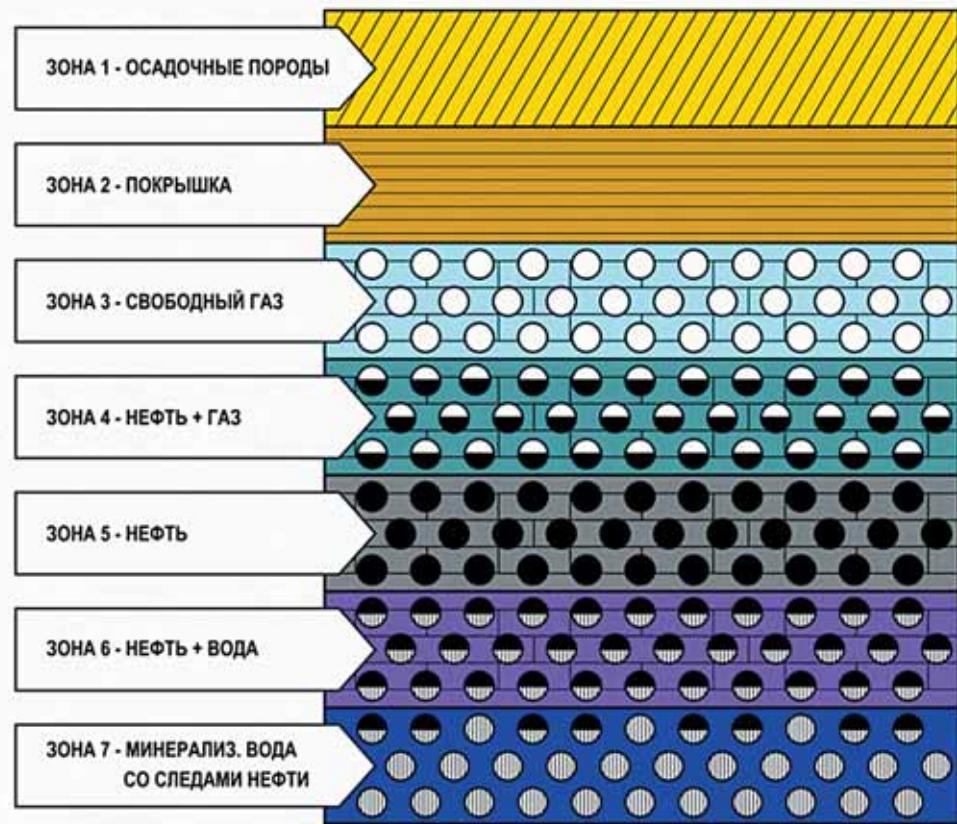


Рис. 2. Модель нефтегазового пласта

(НГП) может быть представлен в виде идеализированной структуры, в которой выделяется пять, нечетко разграниченных, но значительно различающихся по своим физико-химическим свойствам, зон: зона свободного газа, зона нефти с растворенным в ней газом, зона нефти, гидрофобная зона нефти и зона минерализованной воды (рис. 2).

По своим электрофизическим свойствам НГП может быть представлен в виде электрического конденсатора, верхней проводящей обкладкой в котором является хорошо электропроводящая покрышка (зона 2), а нижней — слой хорошо электропроводящей минерализованной воды (зона 7).

Между этими обкладками находится нефтегазовый флюид (зоны 3–6) — диэлектрик, способный электрически поляризоваться, накапливая и удерживая электрическую энергию. **Все это в совокупности определяет способность НГП накапливать электрический заряд под воздействием поляри-**

**зующего электрического поля** и может накопить ее тем больше, чем больше напряженность поляризующего поля, и чем больше объем нефтегазового флюида находится в зоне воздействия электрического поля и сейсмических волн.

В-четвертых, если такой своеобразный конденсатор зарядить мощным поляризующим электрическим полем, а затем сейсмическим воздействием вызвать ориентированное перемещение электрически поляризованных частиц нефтегазового флюида в капиллярах и микротрещинах вмещающей породы-коллектора, то произойдет генерация электрического тока и последующее возбуждение вторичного ЭМП в окружающей НГП среде, мгновенно регистрируемого на дневной поверхности в виде сигнала-отклика (НГЗ-отклика).

При этом важно отметить, что такой эффект может возникать только в пластах НГЗ — никакое другое природное образование, находящееся в толще осадочных пород, такими свойствами не

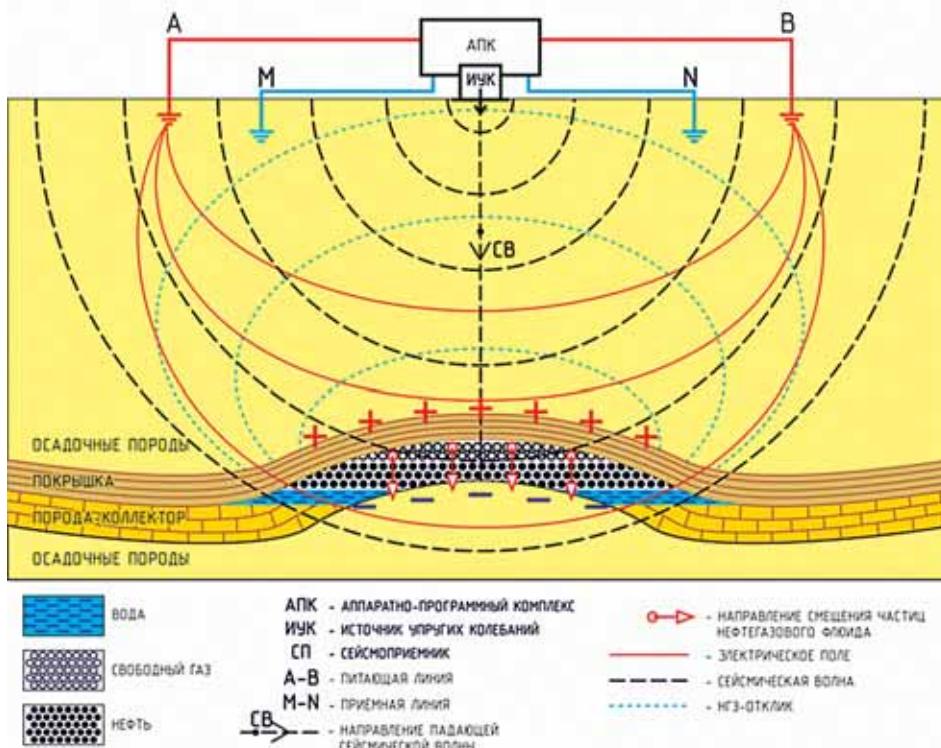


Рис. 3. Структурная схема полей, действующих на НГП полей

обладает. Поэтому можно говорить о достоверном поиске НГЗ, что хорошо доказывается нашими опытно-производственными работами, проведенными на суше и морских акваториях.

На таком одновременном двух полевом воздействии на скопление углеводородов их основан инновационный сейсмоэлектромагнитный (СЭМ) метод поисков и разведки нефтегазовых залежей, разработанный учеными МГРИ-РГГРУ, призванный повысить достоверность обнаружения нефтегазовых залежей и изучение их строения.

**Эффективность метода** заключается в однозначности поисковых признаков наличия нефтегазового флюида в изучаемой структуре, поскольку только скопление углеводородов — и никакое другое вещественное образование в толще осадочных пород — формируют ответный индикаторный сигнал (НГЗ-отклик) на описанное выше внешнее целевое комплексное воздействие разнородными физическими полями.

К настоящему времени разработчиками СЭМ-метода получены положительные эксперименталь-

ные результаты работ по почти 500 структурам, над которыми пройдено почти 5 тыс. км профилей.

#### Определение остаточных запасов углеводородов в разрабатываемой залежи

Помимо поисков и детальной разведки одной из важнейших задач нефтедобывающей промышленности является определение (или хотя бы оценка) остаточных запасов нефтегазового флюида в разрабатываемом нефтегазовом пласте, особенно если из него существенно уменьшилась нефтеотдача. В целом это очень не простая задача может быть решена несколькими способами, однако наиболее достоверным является сейсмоэлектромагнитный метод СЭМ-Т в специализированной модификации, предназначенный для проведения таких работ на суше, на морском шельфе, на глубоководных морских акваториях (в том числе с постоянным ледовым покровом). Сущность метода СЭМ-Т (авторские свидетельства и патенты МГРИ-РГГРУ № 1357899,

1371255, 1376055, 1394927, 1428029, 1429783, 1434385, 1434999, 1447106, 1457614, 1463004, 1491193, 1491194, 1498250, 1542269), состоит в искусственном возбуждении и измерении вызванных сейсмоэлектрических потенциалов, возникающих при одновременном воздействии на исследуемый нефтегазовый пласт двух взаимно-перпендикулярных электрических полей, производящих двумерную электрическую поляризацию частиц нефтегазового флюида, и упругой волны, механически перемещающей поляризованные частицы примерно в заданном направлении. Вследствие этого в нефтегазовом коллекторе возбуждается импульс электрического тока, который индуцирует в окружающей среде многокомпонентное электромагнитное поле сложной пространственной конфигурации, поскольку капилляры, поры, микропоры и микротрешины пространственно ориентированы достаточно произвольно и не являются строго прямолинейными. Вторичное электромагнитное поле содержит три равноценных электрических и магнитных компоненты (векторы по осям  $x$ ,  $y$ ,  $z$ ). При этом суммарная (интегральная) интенсивность вторичного электромагнитного поля пропорциональна:

- интенсивности действующих электрических и сейсмического полей;
- объему нефтегазового флюида, оказывающегося в зоне максимального воздействия этих полей;
- степени совпадения ориентации главной части капилляров с направлением силовых линий воздействия электрического и упругого полей [4, 5].

Именно в совпадении направлений состоит основа успешности проведения работ с помощью СЭМ-Т метода. Поэтому при проведении полевых работ необходимо использовать, как минимум, пару питающих линий АВ (для формирования поляризующего электрического поля заданной

конфигурации), пару источников упругих колебаний и трехкомпонентные приемники электрических и магнитных компонент вторично-го сейсмоэлектромагнитного поля. В простейшем случае можно воз- буждать электрическое поле одной линией АВ и одним источником упругих колебаний, но при слож- ном строении нефтегазовых кол- лекторов-ловушек это может при- вести к существенным ошибкам. Поэтому во всех случаях нужно стремиться к использованию двух- или даже трехкомпонентных питающих и приемных установок.

### Многочастотное фазовое сейсмоэлектромагнитное зондирование

Одной из последних модификаций СЭМ-метода является метод многочастотного фазового зондиро- вания (МФЗ), который по базовому принципу СЭМ-технологии заключается в целевом комплексном воз- действии на НГЗ двух разнород- ных физических полей (поляризую- щих электрических полей и перио- дического многочастотного сейсми- ческого воздействия) с целью полу- чения информации о специфиче- ских фазочастотных характеристи- ках (ФЧХ), порождаемых в окру- жающей залежь среде, сейсмоэлек- тромагнитных сигналов-откликов, генерируемых НГЗ под комплекс- ным воздействием этих физических полей. Возникновение такого НГЗ- отклика обусловлено эффектом **электро-кинетического преобразо- вания** электрически поляризован- ным нефтегазовым флюидом меха-нической энергии сейсмического воздействия в электромагнитное поле, генерируемое вследствие воз- никновения электрического тока по причине ориентированного переме- щения электрически заряженных частиц нефтегазового флюида в ка- пиллярах и микротрецинах вме- щающей породы-коллектора. При этом ФЧХ НГЗ-отклика однознач- но отображают ФЧХ исходного сейсмического воздействия, прохо-

дящего через слои НГЗ и претерпе- вающего изменение вследствие эф- фекта дисперсии фазовой скорости сейсмических волн в поглощающей нелинейно-упругой среде нефтегазо- вого флюида, а их сравнение с эталонными ФЧХ исходного сейс- мического воздействия позволяет практически достоверно обнаруживать НГЗ и точно определять ее ха- рактеристики и параметры, необходи- димые для последующего формиро- вания графических изображений — карт, разрезов и 3D-моделей.

### Структурная схема аппаратно-программного комплекса метода СЭМ

Аппаратно-программный ком- плекс (АПК) выполняется в несколь- ких вариантах: для проведения по- исково-разведочных работ на берего- вом шельфе и морских акваториях, для поисковых работ на суше, а так- же в настоящее время проводится разработка уникального аэромоби- льного поисково-разведочный ком- плекс на базе самолетов-амфибий, который позволит проводить поиско- во-разведочные работы на морских, озерных, речных акваториях, в боло- тистой местности и на суше.

В любом из вариантов метода

СЭМ призван обеспечить как про- ведение достоверных поисков за- лежей углеводородов, так и для экспресс-оценки величины этих запасов, анализа и мониторинга изменения запасов в отдельных нефтегазовых пластах в процессе их разработки.

В минимальном типовом вари- анте аппаратно-программный ком- плекс конструктивно состоит из генераторного и измерительного блоков, размещаемых раздель- но на двух носителях.

Комплекс конструктивно со-стоит из генераторного и измери- тельного блоков. Каждый блок со-держит несколько отдельных спе- циализированных субблоков, позво-ляющих гибко изменять конфигура-цию комплекса в целом, оптимизи- руя его для решения той или иной конкретной разведочной задачи.

Генераторный блок комплекса, выполненного в полной комплекта-ции, состоит из четырех генерато-ров импульсов — двух для воз- буждения токов в питающих ли-ниях АВ и двух для обеспечения работы источников упругих коле-баний (ИУК). Генераторы импуль-сов для питающих линий АВ пред-ставляют собой тиристорно-тран-зисторные инверторы с микропро-

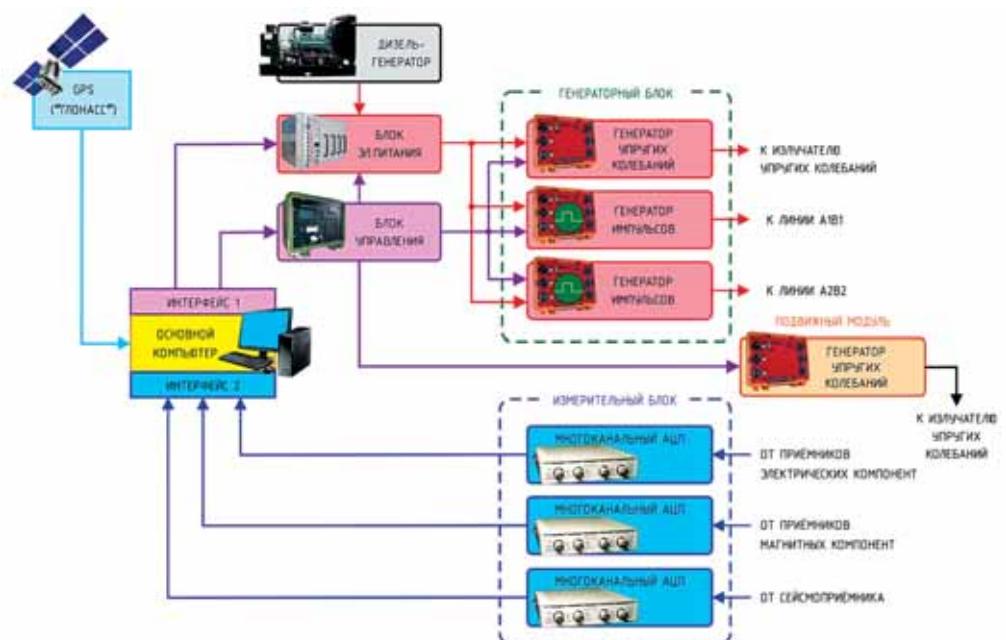


Рис. 4. Аппаратно-программный комплекс метода СЭМ

цессорным управлением, способные обеспечить в каждой заземленной (затопленной) питающей линии электрический ток заданной формы и, соответственно, заданного спектрального состава, со строго стабильной амплитудой каждой спектральной составляющей.

Для проведения измерений по всем основным вариантам СЭМ-метода, в том числе и многочастотным амплитудно-фазовым измерениям, ток может быть:

- знакопеременным, с импульсами заданной частоты повторения и широтно-импульсной регулируемой длительности отдельных импульсов внутри каждого полупериода;
- пульсирующим (однополярным), с огибающей заданной формы;
- специальной, определяемой конкретными геолого-геофизическими условиями формы.

В импульсных режимах генераторы способны обеспечивать токи до 1000 А при напряжении до 1000 В. При этом генераторы пытаются от конденсаторных накопителей большой электрической емкости, поэтому длительность импульсов в этих режимах обычно не превышает нескольких сотен миллисекунд.

При работе в непрерывных режимах генераторы позволяют генерировать токи до 200 А при напряжении до 1000 В (при средней мощности первичного источника питания до 200 кВт). Генераторы импульсов для питания источников упругих колебаний (например, электроискровых спаркеров) также представляют собой тиристорно-транзисторные инверторы с микропроцессорным управлением, пытающиеся от конденсаторных накопителей большой электрической емкости, способных обеспечить рабочие токи в разрядниках спаркеров с амплитудами до 5000 А. Особенностью системы зарядки конденсаторных накопителей является использование управляемых выпрямителей, ограничиваю-

щих токи зарядки конденсаторов на уровне 200 А.

Приемно-измерительный блок состоит из 3 независимых субблоков, позволяющих проводить измерения импульсно-переходных и амплитудно-частотных параметров сигналов, осуществляя прием электрических и магнитных компонент вторичного электромагнитного сигнала. Приемно-измерительный блок выполнен на базе высокопроизводительного компьютера, подключенного через специальный интерфейс к основному компьютеру. Принимаемые сигналы вводятся в приемный компьютер через специальные входные устройства, состоящие из 16–24 прецизионных, гальванически разделенных между собой малошумящих масштабных усилителей и 18–24 разрядных аналого-цифровых преобразователей.

Входные масштабные усилители работают в частотном диапазоне от постоянного тока до 1000 Гц. Уровень собственных шумов, приведенных к входу на частоте 0,1 Гц, не превышает 0,05 мкВ.

Приемно-измерительный блок

в целом позволяет проводить исследования импульсно-переходных и амплитудно-фазовых характеристик изучаемого геоэлектрического разреза по многим методикам, поскольку обеспечивает:

- измерение процессов нарастания и спада принимаемых электромагнитных сигналов с регулируемой детальностью с интервалами отсчетов в пределах 10 мкс — 1000 мс;
- измерение амплитуды и фазы отдельных спектральных составляющих с погрешностью отсчета не более 0,2% (амплитуды) и 0,05 градуса (фазы) даже в условиях интенсивных электромагнитных помех вблизи действующей скважины.

#### Аппаратно-программный комплекс СЭМ-метода морского базирования

АПК размещается на судне водоизмещением от 500 регистровых тонн и энергетической электростанцией мощностью не менее 200 кВт. Поляризующее электрическое поле возбуждается в среде

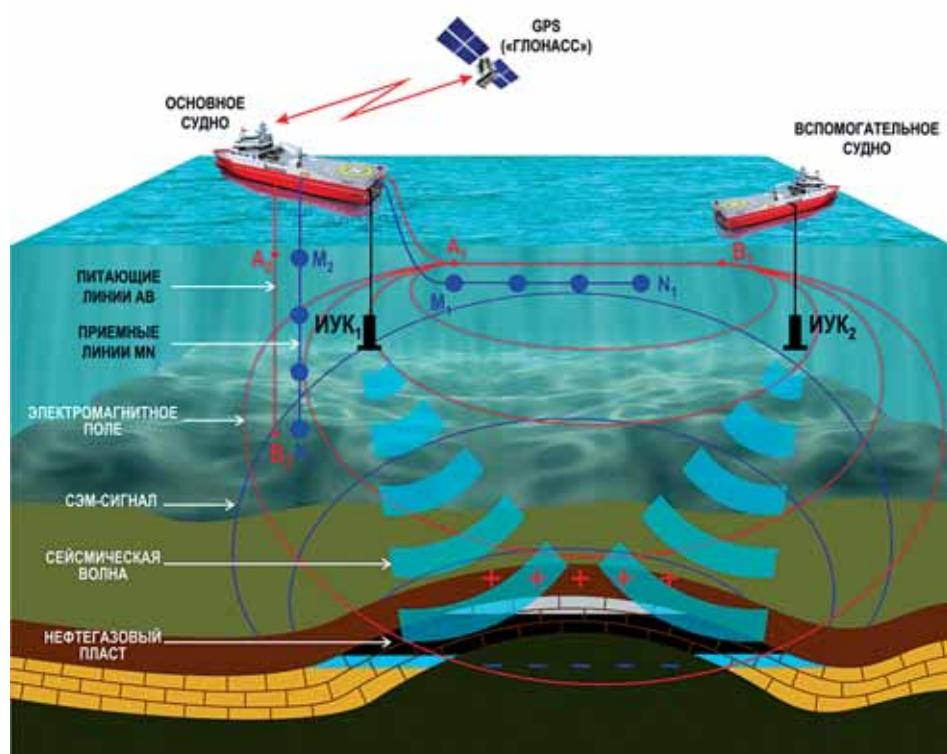


Рис. 5. Структурная схема АПК морского базирования

электрическими токами с амплитудами не менее 1000 А с помощью двух питающих линий: вертикальной  $A_1B_1$  (длиной до 1–2 км, в зависимости глубины моря на исследуемой акватории) и горизонтальной  $A_2B_2$  (длиной до 5 км). Упругое воздействие осуществляется с помощью двух источников упругих колебаний (ИУК<sub>1</sub> и ИУК<sub>2</sub>), с мощностью каждого не менее 1000 кДж. При этом ИУК<sub>2</sub> размещается на вспомогательном судне меньшего тоннажа, способном перемещаться быстрее основного судна и создавать упругое воздействие в любой заданной точке слева или справа вдоль изучаемого профиля в строго заданные моменты времени. Применение двух источников электрического поля и двух-трех источников упругого поля обусловлено тем, что капилляры и микротрешины в коллекторе не являются строго односторонними и прямолинейными, однако есть некое усредненная их ориентация, вдоль которой и необходимо осуществлять электрическое и упругое воздействия, формируя электрическое и упругое поля заданной конфигурации, в зависимости от пространственного положения изучаемого нефтегазового пласта. Поэтому и возникающее вторичное сейсмоэлектромагнитное поле содержит три электрических и три магнитных компоненты по осям  $x$ ,  $y$ ,  $z$ . В целом суммарная (интегральная) интенсивность вторичного сейсмоэлектромагнитного поля пропорциональна интенсивности действующих полей, объему нефтегазового флюида оказывающегося в зоне максимального воздействия, степени совпадения ориентации главной части капилляров с направлением силовых линий воздействия электрического и упругого полей. Именно в совпадении направлений состоит основа успешности или не успешности метода СЭМ.

Прием электрических и магнитных компонент вторичного электромагнитного поля осуществляется с помощью вертикальной  $M_1N_1$  и горизонтальной  $M_2N_2$  приемных линий, состоящих из нескольких приемников каждой составляющей электромагнитного поля.

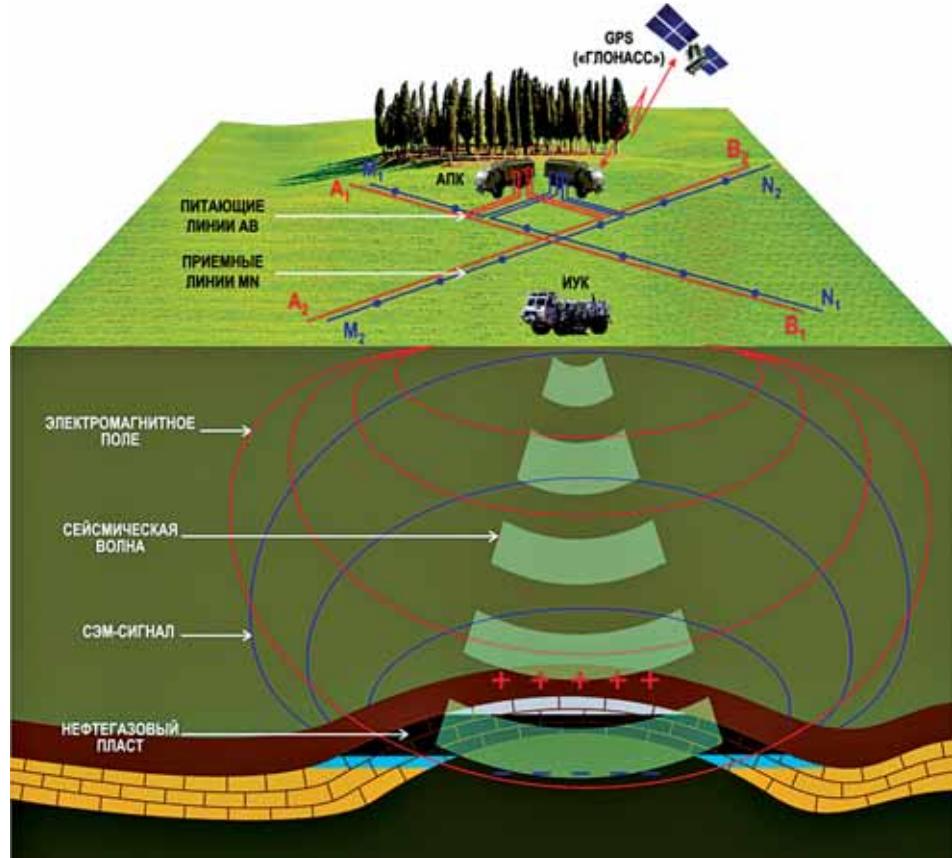


Рис. 6. Сухопутный вариант АПК метода СЭМ

ществляется с помощью вертикальной  $M_1N_1$  и горизонтальной  $M_2N_2$  приемных линий, состоящих из нескольких приемников каждой составляющей электромагнитного поля.

Обработка принимаемых сигналов и выделение полезной информации осуществляется в реальном масштабе времени с помощью многопроцессорного вычислительного комплекса, работающего по специализированным программам. Геодезическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

На рис. 6 приведена обобщенная конструктивно-функциональная схема для реализации сухопутного варианта аппаратно-программного комплекса СЭМ-метода. АПК размещается на шасси специализированных автомобилей с прицепами.

#### Сухопутный вариант АПК

#### метода СЭМ

Сухопутный вариант сейсмоэлектромагнитного метода реализуется с помощью аппаратно-программного комплекса, производящего одновременные, строго синхронизированные во времени, многокомпонентные измерения многомерного вторичного электромагнитного поля, возбуждаемого одновременно несколькими когерентными источниками электромагнитного поля и источниками упругих колебаний.

В простейшей модификации, при горизонтально-слоистом геологическом разрезе и предполагаемом наличии в нем не более двух-трех продуктивных нефтегазовых пластов, измерения интегральной интенсивности СЭМ-сигнала обычно проводятся путем возбуждения вторичного сейсмоэлектромагнитного поля с помощью двух взаимно-перпендикулярных питающих линий  $A_1B_1$ ,

$A_2B_2$  и одного источника упругих колебаний, размещаемого на подвижной платформе, перемещающегося по профилям, расположенным внутри и вне раскрыва взаимно перпендикулярных питающих линий АВ. При этом, СЭМ-сигналы принимаются с помощью двух взаимно перпендикулярных приемных линий MN, постепенно, с заданным шагом, перемещаемых по системе профилей, располагающихся с обеих сторон питающих линий. Сигналы вторичного СЭМ- поля от пластов нефтегазовой залежи, принимаемые линиями MN, поступают на входы измерительных субблоков и обрабатываются по заданным программам.

Результаты полевых наблюдений проходят экспресс-обработку и интерпретируются с помощью входящего в комплекс высокопроизводительного многопроцессорного компьютера. Топографическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью приборов GPS или ГЛОНАСС. Методика обработки и интерпретации полевых данных зависит от поставленных задач.

Сухопутный вариант аппаратуры-программного комплекса в полной комплектации монтируется на базе шести специализированных автомобилей с прицепами, в которых размещается все необходимое оборудование для проведения поисково-разведочных работ.

В состав сухопутного комплекса при полной комплектации входят:

- дизель-электростанция мощностью до 200 кВт;
- генераторы электромагнитных и сейсмических импульсов;
- устройства для смотки-размотки питающих и приемно-измерительных линий;
- шнековая буровая установка для бурения скважин большого диаметра, необходимых для создания низкоомных заземлений питающих линий;
- автоцистерна для заливки воды в скважины для заземлений;
- топливный автозаправщик;

гусеничный вездеход, необходимый для обеспечения смотки-размотки питающих линий АВ в условиях пересеченной местности.

При проведении работ в труднодоступных условиях (горы, сильно пересеченная местность, тайга и т.д.) измерительные субблоки могут использоваться в конструктивно облегченных переносных вариантах и работать в автономных режимах. При этом сигналы синхронизации работы генераторных и приемных устройств, а также результаты измерений передаются для окончательной обработки в основной компьютер по радиоканалу.

### Универсальный аэромобильный вариант метода СЭМ

Особенностью обширных территорий Заполярья и Крайнего Севера России является наличие **криолитозон** — подземного оледенения верхних слоев земной коры, характеризующихся отрицательной температурой горных пород и наличием подземных льдов-цементов, «связывающих» рыхлые осадочные породы. Эти криолитозоны как бы «экранируют» находящуюся по ним толщу осадочных пород разреза и могут свести на нет все усилия геофизиков при прове-

дении поисково-разведочных работ.

Однако, описываемая территория буквально пронизана «нитками» рек и заполнена многочисленными озерами и обширными болотами, под которыми криолитозоны, как правило, не наблюдаются. В этой связи оптимальным решением для проведения эффективной геологоразведки является использование озерных и речных акваторий региона.

Для реализации такого рода проекта является целесообразным в качестве транспортной платформы-носителя АПК использовать **гидросамолеты**.

**Аэромобильный** поисково-разведочный комплекс в своем составе предполагает наличие двух гидросамолетов (например, летающих лодок класса БЕ-12 или выше), на которых размещаются: на одном — генераторная группа с сейсмоисточником и кабельным хозяйством, на другом — приемная аппаратура и дополнительное оборудование (рис. 7).

Такое решение имеет много преимуществ перед сухопутным вариантом, располагающимся на автомобильном шасси, морским (речным) варианте на обычных плавсредствах, включая суда на воздушной подушке, — начиная с доставки комплекса к месту про-

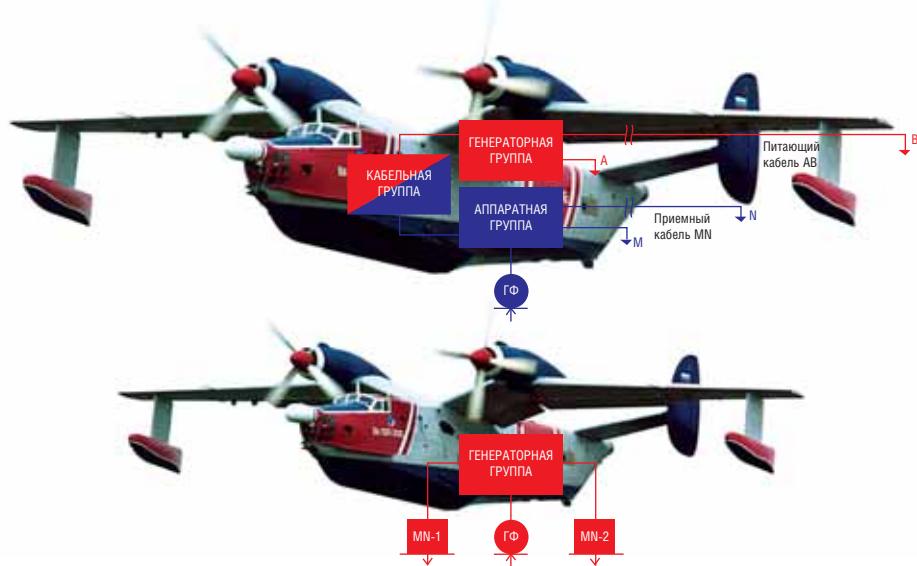


Рис. 7. Аэромобильный поисково-разведочный комплекс метода СЭМ

ведения работ, маневренности в ходе работ и высокой эффективности по результату работ в целом. Такой инновационный вариант метода СЭМ на сегодняшний день не имеет аналогов в мире и будет чрезвычайно востребованным не только в России, но и за рубежом в сходных климатических условиях

### Краткое описание результатов работ по методу СЭМ

К настоящему времени опытно-производственные работы по СЭМ-методу с положительными результатами были выполнены на Баренцевом, Северном, Черном, Каспийском морях (рис. 8) и в Мексиканском заливе на 7 морских нефтегазовых залежах и на 5 залежах на суше, по профилям общей протяженностью более трех тысяч километров, при глубинах моря от 5 до 1500 м и глубинах залегания продуктивных нефтегазовых пластов до 5 км.

В общей сложности было изучено более трехсот структур, предположительно нефтегазоносных. При этом по результатам работ по методу СЭМ, 96 были указаны как продуктивные. Проведенное на этих структурах разведочное бурение вскрыло продук-

тивные залежи на 79 структурах. Остальные 17 были малопродуктивными.

В среднем доля продуктивных скважин при разведке нефтегазовых залежей с применением СЭМ-метода достигает 80% от общего числа разведочных скважин против 20–25% при применении обычных методов разведки.

### Организация работ по методу СЭМ

Как правило, метод СЭМ наиболее рационально использовать для детальной разведки структур, уже обнаруженных сейсморазведкой и другими геофизическими методами. Однако в случае необходимости (особенно в регионах, в которых ранее никакая геологоразведка не проводилась) имеет смысл провести поисковые работы по профилям, обнаружить отдельные структуры, которые затем детально изучить.

Проведение поисково-разведочных работ в общем случае следует начинать с эталонирования аппаратуры: выполнения исследований вблизи устья разведочной или промысловой скважины или над хорошо разведенной многослойной залежью. Это необходимо

мо для определения (или для уточнения) скорости распространения упругих волн в изучаемом геологическом разрезе. Если этот район не разведен, то необходимо провести работы на системе нескольких региональных, желательно параллельно-перпендикулярных профилей по всей площади выделенной для работ и как только будет обнаружен характерный сейсмоэлектромагнитный сигнал, провести вертикальное сейсмоэлектромагнитное зондирование с целью уточнения глубины залегания отдельных пластов нефтегазовой залежи, определения продуктивных пластов и оконтуривания наиболее продуктивной зоны нефтегазовой залежи

Детальное изучение нефтегазовой залежи с целью определения места заложения разведочной скважины проводится, как правило, путем выполнения проведения вертикального сейсмоэлектромагнитного зондирования, которое осуществляется в двух основных режимах.

**Режим 1.** Работа ведется с короткими импульсами, при этом электрический и упругий импульсы имеют примерно равную длительность (до нескольких сотен миллисекунд);

**Режим 2.** Работа проводится упругими и электрическими импульсами большой длительности (до 10–15 секунд).

В режиме 1 упругий и электрический импульсы должны иметь максимально возможные амплитуды, а время запаздывания между ними необходимо постепенно увеличивать от некоторого начального момента до максимального, определяемого максимально возможной (предполагаемой) глубиной залегания нефтегазового пласта (с шагом в 5 мс). При этом измерения вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала проводятся по циклам, с использованием методики накопления 10–50 принимаемых сейсмоэлектромагнитных сигналов в каждом



цикле — в зависимости от интегральной интенсивности принимаемого сигнала и уровня внешних электромагнитных помех естественного или искусственного происхождения. В каждом цикле первоначально излучается упругий импульс, а за ним с задержкой, определяемой усредненной скоростью упругих колебаний в изучаемом разрезе и известной (или предполагаемой) глубиной залегания первого (от поверхности) нефтегазового пласта, излучается электрический импульс так, чтобы оба импульса достигали пласт практически одновременно, с опережением электрическим импульсом упругого на 1–2 мс. В каждом следующем цикле измерений задержка увеличивается на 5 мс — пока не будет достигнута заданная глубина исследования.

В режиме 2 работы проводятся с короткими упругими импульсами и электрическими импульсами большой длительности (до 10–15 с).

При этом поляризующее электрическое поле во всех пластах возбуждается практически одновременно и действует 10–15 с. Упругий импульс, распространяющийся вглубь разреза со скоростью 2–2,5 км/с, достигает каждого пласта с некоторым запаздыванием и порождает СЭМ-сигнал. Этот сигнал практически мгновенно достигает поверхности Земли (воды), где располагаются приемные и питающие линии. При этом в питающей линии в это время протекает первичный поляризующий ток весьма большой величины (до 1–2 тыс. А), поэтому возникает непростая проблема выделения вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала на фоне значительно превышающего его первичного сигнала. Отсчеты вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала, принимаемые на поверхности, берутся через каждые 2–5 мс.

В результате анализа таких измерений, проводимых на каждом пикете заданного профиля, могут быть оконтурены все зоны над

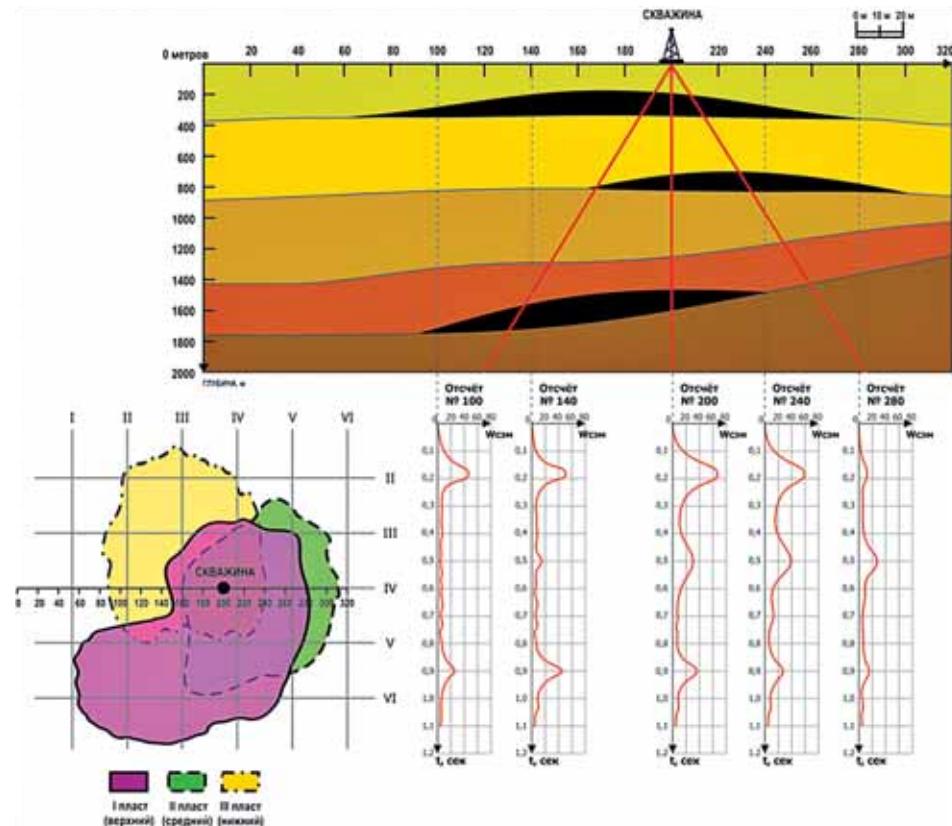


Рис. 9. Результаты детального изучения нефтегазовой залежи

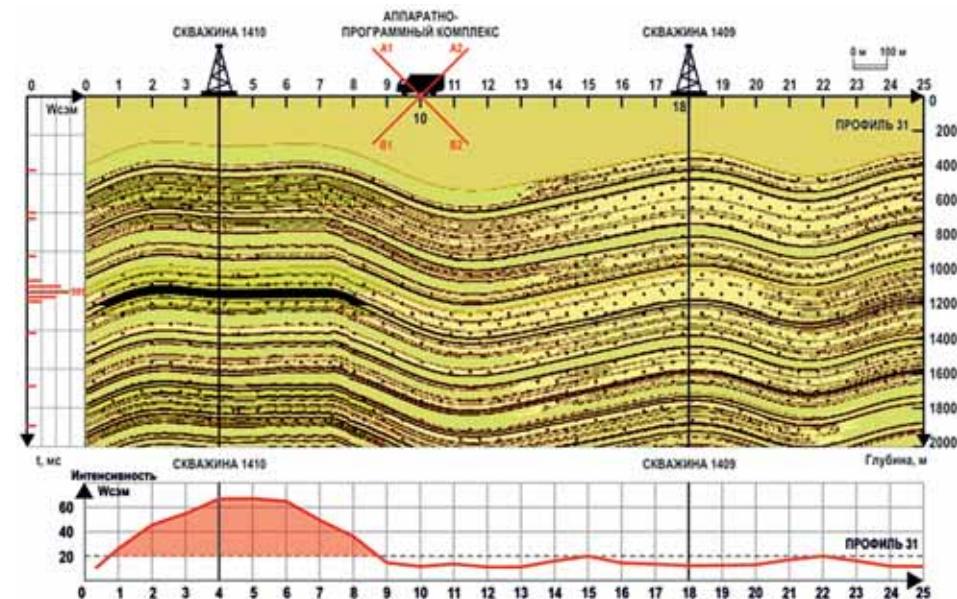


Рис. 10. Результаты изучения многопластовой залежи

продуктивными пластами изучаемой нефтегазовой залежи (рис. 9).

При детальном изучении обнаруженной многопластовой нефтегазовой залежи на суше обычно проводится вертикальное сейсмоэлектромагнитное зондирование в режиме 2, при котором временной

сдвиг между электрическим и упругим импульсами изменяется дискретно, с достаточно малым шагом (от 2 до 10 мс). Ниже приводится пример детального изучения многопластовой нефтегазовой залежи (рис. 10).

По результатам сейсморазвед-

ки в этом разрезе предположительно находятся 8 нефтегазовых пластов. По данным сейсморазведки была заложена скважина № 1409, которая оказалась непродуктивной («сухой»). Далее, после проведения работ по СЭМ-методу на расстоянии 1300 м от скважины № 1409 была заложена скважина № 1410, оказавшаяся продуктивной — при средней скорости распространения упругих колебаний 2200 мс, на глубине около 1200 м отчетливо обнаружился продуктивный пласт с максимумами сейсмоэлектромагнитных сигналов на времени задержки 505 мс. Эффективная мощность пласта составила не менее 15–20 м. Остальные пласти оказались маломощными (3–4 м) и не представляющими промышленного интереса.

Разработанный учеными МГРИ-РГГРУ усовершенствованный вариант метода СЭМ — «Тензор-СЭМ» (Т-СЭМ), может быть успешно использован как для изучения найденных другими методами нефтегазоносных структур, так и для проведения поисков и детальной разведки неизвестных заранее структур. При этом используются все три указанные выше методики, что существенно увеличивает информативность метода и повышает достоверность обнаружения продуктивных нефтегазовых залежей.

Измеряемые по этим методикам параметры сигналов позволяют обнаруживать нефтегазовые залежи не только в классических геологических структурах, но и в нетрадиционных ловушках, в трещиноватых зонах кристаллического фундамента и т.д.

При этом имеется возможность определять:

- мощность каждого продуктивного нефтегазового пласта и усредненную мощность всех пластов залежи в целом;
- объем находящегося в каждом пласте чисто нефтегазового флюида и усредненный объем

чисто нефтегазового флюида во всех пластах залежи в целом;

- соотношение «нефть — газ — вода» в каждом пласте и во всех пластах залежи в целом. В общем случае интегральная интенсивность измеряемого сигнала практически обратно пропорциональна вязкости нефти и прямо пропорциональна:
  - усредненному объему нефтегазового флюида в активной зоне воздействия электрического и сейсмического полей;
  - проницаемости, открытой пористости и особенностям строения капилляров;
  - избыточному давлению в пласте;
  - температуре нефти (в диапазоне выше +5°C) и содержанию в ней воды и газа в растворенном состоянии;
  - усредненной напряженности поляризующего электрического поля в пласте;
  - усредненной амплитуде упругой (сейсмической) волны, действующей в пласте.

Из принимаемого на поверхности сейсмоэлектромагнитного сигнала сложной формы специальными компьютерными программами выделяются специфического вида сигналы, обусловленные наличием в изучаемом пласте углеводородов. Если в пласте углеводороды отсутствуют или их очень мало, или они целиком вошли в состав образовавшейся (например, в результате интенсивного гидродинамического воздействия на пласт) водонефтяной эмульсии, то сейсмоэлектромагнитные сигналы имеют весьма малую величину.

Таким образом, интегральная интенсивность принимаемого сейсмоэлектромагнитного сигнала в целом пропорциональна усредненной мощности изучаемой части продуктивного нефтегазового пласта (т.е. объему содержащейся в активной зоне взаимодействия электрического и сейсмического полей в пласте, не перемешанной

с водой, нефти и газа).

По времени запаздывания максимального значения сейсмоэлектромагнитного импульса, принимаемого на поверхности, относительно момента возбуждения упругого импульса, можно достаточно точно определить глубину залегания каждого изучаемого пласта и тем точнее, чем точнее известна скорость распространения упругих колебаний в изучаемом геологическом разрезе.

При всех описанных выше преимуществах, СЭМ-метод имеет ряд ограничений, обусловленных, в первую очередь, степенью подвижности нефтегазовых частиц в ловушке. В частности, в нефти должно быть не менее 3–5% растворенного газа, свободный газ в пласте должен составлять не менее 3% от всего объема залежи, температура нефти в пласте должна быть не менее +5–7°C. Матричная, полностью обезгаженная нефть, битумы и битумные пески методом СЭМ не обнаруживаются. Сланцевые месторождения обнаруживаются не вполне однозначно. Следует признать, что в России промышленная разработка таких новых месторождений начнется лишь через 15–20 лет.

Следует особо отметить что учеными МГРИ-РГГРУ, продолжая исследовать феномены, порождаемые многополевыми воздействиями на толщу осадочных пород, в интересах поисков месторождений полезных ископаемых, уже готовы передать геологоразведочной отрасли инновационные методы поисков не только нефтегазовых, но и рудных месторождений, в основе которых лежат сложные электрохимические процессы, изучение которых продолжается. Неординарный взгляд на ставшие очевидными вещи — и есть та необыкновенная особенность наших отечественных ученых, подаривших миру полезные открытия практически во всех сферах жизнедеятельности человечества.

## Организация и экономика

## применения СЭМ-метода в России

Использование описанной инновационной геофизической технологии в нефтегазовой отрасли, а также в горном деле (поиск и разведка твердых полезных ископаемых) ставит вопрос об инвестициях для прикладной геофизики и организационных формах развития малого инновационного бизнеса.

Промышленные корпорации должны выделять средства хотя бы на небольшое число интересующих их и важнейших для них проектов, тогда как специализированные инновационные и инвестиционные фонды стремятся распределить на первой стадии средства и риски среди достаточно большого числа компаний и проектов. Такие корпоративные вложения по характеру близки к венчурным в силу их повышенной рискованности и некоторой автономности от основного бизнеса корпорации. Также корпоративные венчурные инвестиции имеют целью поиск и финансирование старт-апов, родственных бизнесу самой корпорации, и последующую их интеграцию в материнскую компанию. Данная стратегия носит название «стратегии абордажных крючьев». Это не что иное, как децентрализация процесса поддержки «прорывных» инноваций, когда корпорация делает ставку не на внутренние разработки в лабораториях, а на достаточно самостоятельные в принятии решений и взаимодействии с рынком старт-апы.

А.И. Каширин и А.С. Семёнов в своей книге «В поисках бизнес-ангела. Российский опыт привлечения стартовых инвестиций» подчеркивают большую роль квалифицированного проектного менеджмента применительно к проектам ранних стадий и инновационной деятельности, а также четкое разделение полномочий между предпринимателем и инве-

стором [7]. Как правило, спонсирующий «бизнес-ангел», в том числе в лице крупной корпорации, и его представители входят в совет директоров компании и принимают участие в решении всех вопросов, относящихся к его компетенции (разработка стратегии, бюджетов, заключение договоров, кадровые вопросы и др.). Вместе с тем инвестор не вовлекается в оперативную и тем более инновационную деятельность.

Возникновение малых инновационных фирм, имеющих столь большое значение в развитой «инновационной экономике» (США, стран Евросоюза, Японии, Израиля и др.), происходит разными путями, но особенно важную роль имеют начальные этапы: «посевная» стадия (образование фирмы) и стадия «старт-ап» (начало собственного производства).

А.И. Каширин и А.С. Семёнов в указанной книге приводят содержание стадии «старт-ап» (с. 25–26).

Авторы изложенного эффективного геофизического метода определяют ориентировочную потребность в стартовых инвестици-

циях на уровне 12–15 млн долл. для сухопутного комплекса, 100–110 млн долл. для морского комплекса и 25–27 млн долл. для аэромобильного комплекса.

Так планируется в стенах МГРИ-РГГРУ создание в России ряда дочерних малых специализированных геофизических фирм, в том числе для работы на зарубежных рынках геологоразведки. Здесь экономические санкции США против нефтегазовой отрасли России могут быть успешно преодолены на *собственной технологической базе*. Напротив, авторы метода СЭМ не спешат продавать свою «пионерскую» разработку, отчасти основанную на ряде проведенных НИОКР *военно-промышленной направленности*, недружественным иностранным конкурентам.

Ситуация с проектом производства поисково-разведочных комплексов по инновационным технологиям на сегодняшний день такова.

Рынок: выполнены первонаучальные работы по изучению рынка, потребители определены, разрабатывается маркетинговая



стратегия.

Команда: сформирована.

Предпринимательская квалификация основателей компаний: команда способна самостоятельно решать базовые задачи развития бизнеса, Участие инвестора или приглашенных специалистов требуется лишь в «узких местах».

Бизнес-план: имеется четкий бизнес-план, содержащий экономическое обоснование проекта. Впрочем, он может подлежать периодическому пересмотру.

Будущий денежный поток: прогнозируется с существенной степенью достоверности. Метод окупаем и конкурентоспособен.

Формирование компании (юри-

дического лица): работы по формированию компании изучены.

Интеллектуальная собственность: пакет ИС сформирован и защищен.

Преобладающий тип затрат инвестора: расширение штата сотрудников, выполнение наиболее дорогих работ по регистрации ИС, работы по созданию массового производства (аренда более просторного помещения, закупка оборудования), маркетинговые исследования, реклама, создание имиджа предприятия, затраты по продвижению продукции и сопровождению бизнеса, оборотные средства.

Многие эксперты считают мо-

дель корпоративного венчурного бизнеса весьма перспективной для России в силу доминирования крупного бизнеса в экономике и наличия у крупных корпораций, в том числе технологических, достаточного объема инвестиционных средств. В этом случае активы малой инновационной фирмы формируются как паевая стоимость имеющейся интеллектуальной стоимости и инвестиций потенциальных инвесторов, включая производственные структуры, входящие в Российское газовое общество.

#### **Список использованных источников**

1. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (ч. 1) // Инженер-нефтяник. № 1. 2011.
2. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (ч. 2) // Инженер-нефтяник. № 2. 2011.
3. Добрынин С.И., Головин С.В., Бобровников Л.З., Мелаев Д.В. Инновационная технология оценки и мониторинга запасов углеводородов в разрабатываемом нефтегазовом пласте // Инженер-нефтяник. № 2. 2012. ISSN 2072-7232.
4. Добрынин С.И., Головин С.В., Бобровников Л.З., Мелаев Д.В. Тензорный сейсмоэлектромагнитный метод поисков, комплексной оценки мощности и мониторинга в процессе эксплуатации продуктивных нефтегазовых залежей // Рациональное освоение недр. № 4. 2012. ISSN 2219-5963.
5. Добрынин С.И., Головин С.В., Рахматуллин И.И. Сейсмоэлектромагнитный метод прямых поисков, детальной разведки, экспресс-оценки и мониторинга запасов углеводородов в нефтегазовом пласте // «Фундаментальная математика и ее приложения в естествознании». Тезисы докладов Международной школы-конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых. — Уфа, 2012. ISBN 978-5-7477-3052-6.
6. Бобровников Л.З., Добрынин С.И., Головин С.В., Мелаев Д.В. Метод экспресс-оценки, анализа и мониторинга запасов углеводородов в нефтегазовом пласте // 2-й Международный экономический форум «Каспийский диалог-2012». Тезисы докладов. — М., 2012.
7. Каширин А.И., Семёнов А.С. В поисках бизнес-ангела. Российский опыт привлечения стартовых инвестиций. — М.: Вершина, 2008. — 384 с.
8. Лазько Е., Адишев Е. Сегодня — стабилизация, завтра — рост // Нефтесервис. № 4 (12). 2010.
9. Лаптев В.В. Российский рынок геофизического сервиса-2014 // Бурение и нефть. № 5. 2015. — С. 12–14.
10. Лаптев В.В. О проблемах развития российского геофизического сервиса // Геофизика. № 5. 2010.
11. Лаптев В.В. Состояние и перспективы развития российского геофизического сервиса // Нефтяное хозяйство. № 10. 2010.
12. Назмутдинова С.С. Развитие геофизического сервиса России на основе мультипроектного управления // Интернет-журнал «Науковедение». — М.: ИГУПИТ. № 2. 2014.
13. Нобатова М. Нефтесервис: консолидация и новые игроки // Нефтегазовая вертикаль. № 4. 2012.
14. Тюленев И.В. Развитие нефтегазового сервиса в России в контексте мирового опыта. Автореф. дис. на соискание уч. ст. к.э.н. — М., 2011.

# Использование природных сорбентов в качестве защитного слоя установок осушки

**А.Ю. Аджиев**, доктор технических наук, профессор, действительный член Академии технологических наук РФ, советник – главный научный сотрудник

**Н.П. Морева**, кандидат технических наук, ведущий инженер

**Н.И. Долинская**, инженер 1 категории (ОАО «НИПИгазпереработка»)

**Аннотация.** В статье рассматриваются вопросы подготовки углеводородных газов к транспорту, переработке и адсорбционной осушке. Анализируются возможные причины присутствия вредных и агрессивных примесей в технологическом газе, приводящих к разрушению адсорбентов, сокращению срока их службы. Предложены мероприятия по защите цеолитов от агрессивных примесей, в частности, защитный слой природного цеолита – клиноптилолита. Приведены результаты лабораторных испытаний образца природного цеолита Холинского месторождения по определению адсорбционных и физико-механических характеристик, а также данные по сравнению степени разрушения цеолита марки KA, оксида алюминия и клиноптилолита при воздействии на них кислой среды.

**Ключевые слова:** установка адсорбционной осушки, агрессивные примеси, защитный слой, природные и синтетические адсорбенты, клиноптилолит, кислотостойкость.

## The use of natural sorbents as a protective layer of dehydration units

**A.Y. Adzhiev**, PhD, professor, active member of PF academy of process science, consultant – principal researcher

**N.P. Moreva**, PhD in technical sciences, lead engineer

**N.I. Dolinskaya**, 1 category engineer (JSC NIPIgaspererabotka)

**Abstract.** The article outlines the issues of hydrocarbon gas preparation to transportation, processing and adsorption dehydration. Possible reasons of harmful and aggressive admixtures in process gas causing destruction of adsorbents, reduction of their service life are analyzed. Zeolites protection provisions against aggressive admixtures are proposed, in particular natural zeolite protective layer – clinoptilolite. There are laboratory tests results of natural zeolite sample from Kholinsko field to determine adsorption and physical and mechanical characteristics as well as data with the comparison of KA zeolite destruction level, aluminum oxide and clinoptilolite with acid medium impact.

**Key words:** adsorption dehydration unit, aggressive admixtures, protective layer, natural and synthetic adsorbents, clinoptilolite, acid resistance.

УДК 66.047:661.183

Одной из важных проблем, существующих в газовой отрасли, является подготовка углеводородных газов к транспорту и переработке. Газы, поступающие на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), содержат различные агрессивные примеси, которые являются твердыми частицами или компонентами в капельной жидкости (вода с растворенными солями или жидкими углеводородами). Присутствие их в газе негативно сказывается на работе объектов по подготовке, транспортировке и переработке газа, к которым относятся компрессорные станции (КС), установки осушки и низкотемпературной переработки газа.

В последнее время в нефтяном газе наблюдается увеличение вредных и агрессивных примесей. Это связано с сокращением доли фонтанного способа добычи нефти и с применением на нефтепромыслах различных химических реагентов и веществ для увеличения добычи нефти. Примеси в сырьевом газе могут привести к следующим последствиям:

- разрушению адсорбентов с потерей их активности;
- закоксовыванию и осмолению адсорбентов;
- коррозии и эрозии трубопроводов и оборудования за счет уноса образовавшейся цеолитной пыли.

К наиболее распространенным вредным и агрессивным примесям, присутствующим в газе, относятся:

- хлориды щелочных и щелочноzemельных металлов;
- ингибиторы коррозии и поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- высокомолекулярные углеводороды (тяжелые нефтяные фракции, смолы);
- механические примеси, продукты коррозии трубопроводов.

Источником солей, растворенных в капельной влаге, является пластовая вода газовых, нефтяных и конденсатных месторождений и

продукты, образующиеся при кислотных обработках скважин. На нефтяных месторождениях при разгазировании нефти нефтяной газ уносит с собой капельную влагу, по составу соответствующую пластовой воде [1, 2]. В период «падающей добычи» и обводнения пластов по мере истощения залежей складывается такая ситуация, при которой наблюдается заметный вынос минерализованной воды из пласта на установки подготовки газа (УПГ). Составы солей различаются в широком диапазоне, как по компонентам, так и по концентрации. Наряду с хлоридами в пластовой воде содержатся карбонаты различных металлов, сульфаты и ряд других солей. Слабоминерализованная водная фаза относится к хлоридно-кальциевому типу [3]. Одновременно с солями в пластовой воде присутствуют частицы песка, остатки бурового раствора, тяжелые углеводороды, ПАВ и пр. [4, 5].

Капельная влага, содержащая растворенные соли, попадает вместе с газом на установки осушки и поглощается сорбентом, являясь, таким образом, основным источником загрязнения. Накапливаясь на поверхности цеолита, соли снижают его осушающую способность. Разрушению адсорбентов также способствует образование неорганических кислот в процессе гидролиза солей при регенерации сорбентов. Действие кислот на синтетические адсорбенты приводит к аморфизации их структуры, потере селективности, адсорбционной емкости, значительному сокращению срока службы, повышенному образованию цеолитной пыли [2].

В работе А.М. Кулиева с сотрудниками [6] экспериментально показано, что через 45–50 циклов работы адсорбента, вследствие отложения на его поверхности хлоридов натрия, кальция и магния, динамическая емкость адсорбента снизилась в среднем на 27%, а точка росы осущененного газа повы-

сила на 12–15°C. Хлорид натрия является наиболее частой причиной разрушения сорбентов. Хлориды не единственные соединения ионного характера, способные вызывать разрушение сорбентов и коррозию оборудования. Другие соли (бромиды и фториды) также провоцируют эти процессы, хотя они менее агрессивны.

Разновидностями примесей, присутствующих в газах, являются ПАВ и ингибиторы коррозии. ПАВ используются для интенсификации добычи нефти, ингибиторы коррозии — для предотвращения коррозии трубопроводов и оборудования. Практически все высокоэффективные ингибиторы коррозии и ПАВ негативно влияют на процесс осушки газа и срок службы сорбентов. Как правило, на газовых, газоконденсатных, а также нефтяных месторождениях добываемое сырье является многофазной газожидкостной смесью. Несмотря на то, что после добычи сырье проходит несколько стадий сепарации, полностью разделить газ и жидкость не удается. Это и является основной причиной присутствия тяжелых нефтяных и конденсатных фракций в газовом потоке. Тяжелые углеводороды адсорбируются на внешней поверхности и во вторичной структуре цеолита. При высоких температурах регенерации и наличии даже следовых количеств кислорода, часто присутствующего в нефтяном газе, цеолит катализирует процесс превращения адсорбированных углеводородов в углеродистые и смолистые отложения, тем самым снижая динамическую емкость по воде и срок службы.

К мероприятиям по защите цеолита от агрессивных примесей относятся:

- высокоэффективная сепарация при компримировании и на входе установок осушки, позволяющая максимально удалить капельную жидкость из газового потока;

- водная промывка газа, которая позволяет на 85–95% снизить содержание солей и мех примесей;
- выделение на стадии компримирования «жирного» нефтяного газа оптимального количества компрессата (конденсата) с последующей его полной утилизацией, что приводит к снижению содержания тяжелых углеводородов в осушаемом газовом потоке [7];
- защитный слой сорбентов.

Одним из важных мероприятий, позволяющих продлить срок службы сорбентов на установках адсорбционной осушки, является использование защитного слоя. Защитный слой предохраняет основной слой сорбентов от агрессивных примесей, содержащихся в газовом потоке. Удаление из газов нежелательных примесей улучшит качество осушки газа, замедлит процесс «старения» цеолитов, продлит срок их службы [8].

Исходя из вышеизложенного, можно сформулировать основные требования, которыми должны обладать сорбенты, используемые в качестве защитного слоя:

- высокая механическая прочность, низкий износ;
- повышенная кислотостойкость;
- устойчивость к разрушению (растрескиванию) при воздействии капельной жидкости;
- необходимая и достаточная адсорбционная емкость по воде.

В качестве защитного слоя могут использоваться синтетические сорбенты (цеолиты, оксид алюминия, силикагели), природные цеолиты.

Компания BASF успешно использует для защиты адсорбентов от капельной влаги водоупорный силикагель марки КС-Трокенперлен WS, имеющий такой же срок службы, как и сорбент основного слоя.

В России компанией ТД «Реал Сорб» разработана активная окись алюминия, используемая в качестве защитного слоя от ка-

пельной жидкости. Известны и другие отечественные и зарубежные компании, производящие адсорбенты, специально используемые в качестве защитного слоя.

На наш взгляд, в качестве защитного материала в перспективе можно использовать природные цеолиты, такие, как клиноптилолит, морденит. Клиноптилолит обладает всеми свойствами, необходимыми для сорбентов, используемых в качестве защитного слоя.

Кроме того, природные цеолиты значительно, более чем на порядок дешевле синтетических сорбентов, что делает возможным их использование и в виде защитного слоя, и в определенных случаях в качестве адсорбентов вместо синтетических материалов в процессе осушки как газа, так и углеводородного конденсата.

Природные адсорбенты по содержанию цеолита делятся на два класса. Первый класс имеет нижний предел концентрации цеолита 75–80%, второй — 30–60%. К промышленным разработкам рекомендованы те месторождения, в которых установлено высокое массовое содержание чистой породы (не ниже 75%) [9].

Ранее в ОАО «НИПИгазпереработка» проводились работы по изучению физико-механических и адсорбционных свойств природного цеолита — клиноптилолита месторождения Дзегви (Грузия) с целью его использования в процессе осушки нефтяного газа [10, 11]. Цеолит данного месторождения (содержание цеолитовой породы 76–95%) был рекомендован в качестве защитного слоя и использован с высокой эффективностью на установках адсорбционной осушки газа и компрессата Миннибаевского, Белорусского, Казахского и Гроздненского ГПЗ.

В настоящее время одним из наиболее крупных месторождений клиноптилолита с высоким содержанием основного полезного

компонентов в России является Холинское месторождение Забайкальского края (поставщик — ООО «Цеолит Трейд», г. Санкт-Петербург).

Сорбент после обработки представляет собой гранулы произвольной формы различных оттенков серого цвета. Средний химический состав образца клиноптилолита (%) мас.:  $\text{SiO}_2$  (57,60–67,59),  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (11,90–15,45),  $\text{CaO}$  (1,18–7,04),  $\text{K}_2\text{O}$  (1,41–4,26),  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (0,60–3,27),  $\text{Na}_2\text{O}$  (0,42–1,92);  $\text{MgO}$  (0,64–1,85),  $\text{MnO}$  (0,03–1,17),  $\text{TiO}_2$  (0,02–0,56).

В табл. 1 и 2 приведены основные нормируемые по техническим условиям (ТУ) показатели клиноптилолита и его технологические свойства.

В лабораторных условиях авторами определены некоторые характеристики клиноптилолита Холинского месторождения: насыпная плотность, механическая прочность при истирании, а также проведены экспериментальные работы по определению адсорбционной динамической емкости по парам воды.

Адсорбционную емкость сорбентов по воде определяли при атмосферном давлении в динамических условиях на лабораторной установке, принципиальная схема которой представлена на рис. 1. Температура регенерации адсорбента изменялась в пределах 200–300°C.

Из представленных данных видно, что адсорбционная емкость в процессе многоцикловых испытаний при снижении температуры регенерации изменяется незначительно. Достигаемая точка росы при этом также снизилась незначительно — с –60°C до –55°C. Эти данные подтверждают возможность в ряде случаев эффективного использования клиноптилолита для осушки газов и конденсата (компрессата).

Для сравнения одной из важнейших эксплуатационных характеристик материалов, используе-

Таблица 1  
Нормируемые показатели  
по ТУ 2163-002-12763074-97

Нормируемые показатели	Значение
Массовая доля цеолита, %	Не менее 60
Фракция, мм	3,0–5,0
Выход целевой фракции, %	Не менее 80
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	2,0–4,0
Механическая прочность, на истираемость, %	Не более 2

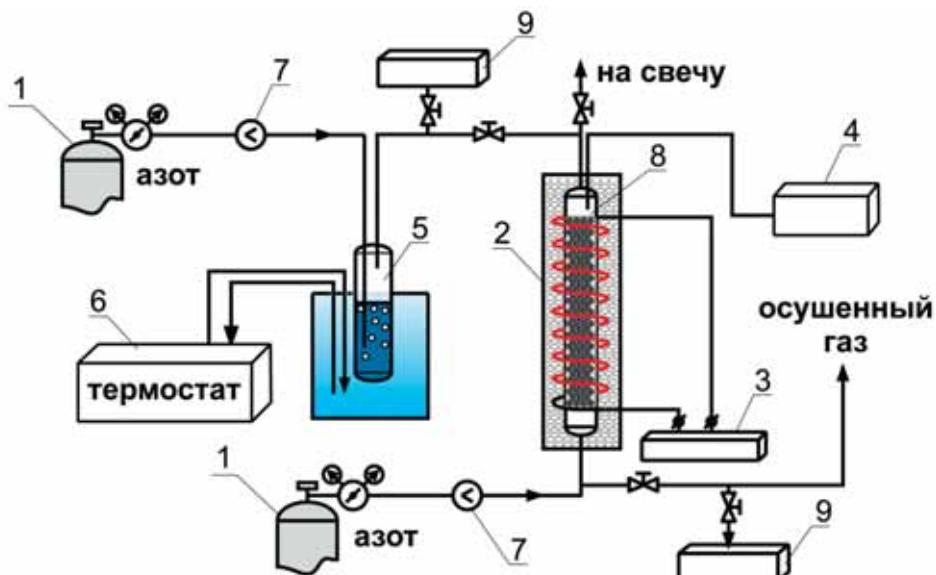
Таблица 2  
Технологические свойства  
клиноптилолита

Нормируемые показатели	Значение
Насыпная масса, $\text{г}/\text{см}^3$	Не менее 1
Пористость, %	32–50
Водостойкость гранул, %	Не менее 95
Виброизнос, %	Не более 1
Влагоемкость в статических условиях при относительной влажности воздуха 1%, $\text{мг}/\text{см}^3$	Не менее 60,0
Механическая прочность гранул на раздавливание, $\text{кг}/\text{гранулу}$	Не менее 8
Кислотоустойчивость	1-я группа
Термоустойчивость, °C	650

мых в качестве защитного слоя, определено влияние воздействия кислой среды на:

- промышленные образцы синтетического цеолита марки КА отечественного и импортного производства, используемые в качестве основного слоя в процессе адсорбционной осушки;
- оксид алюминия отечественного производства, рекомендуемый производителями для загрузки в качестве защитного слоя;
- природный сорбент — клиноптилолит Холинского месторождения, рекомендуемый авторами для загрузки в качестве защитного слоя.

В кюветы загружали навески цеолитов и заливали растворами соляной кислоты различной концентрации. После 8 часов воздействия кислоты цеолиты промывали, сушили и взвешивали. Усредненные результаты воздействия 0,1N раствора соляной кислоты представлены в табл. 4.



**Рис. 1.** Принципиальная схема лабораторной установки: 1 — баллон с азотом; 2 — лабораторная печь для нагрева адсорбера; 3 — терморегулятор; 4 — измеритель температуры с термопарой; 5 — барботер; 6 — терmostат; 7 — ротаметры; 8 — адсорбер; 9 — прибор для определения точки росы (влагомер). Полученные результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты лабораторных испытаний природного цеолита  
Холинского месторождения

Влагосодержание газа, $\text{г}/\text{м}^3$	Температура регенерации, $^{\circ}\text{C}$	Минимально достигаемая температура точки росы (ТТР) газа, $^{\circ}\text{C}$	Динамическая емкость по парам воды		
			-60 $^{\circ}\text{C}$	-42 $^{\circ}\text{C}$	-20 $^{\circ}\text{C}$
15,2	300	-60	5,9	7,2	7,4
17,3	300	-60	6,0	6,8	7,2
16,7	300	-63	5,7	6,7	7,1
16,3	300	-60	5,6	6,7	7,1
16,0	300	-60	5,7	6,7	7,1
16,3	250	-60	5,8	6,0	6,7
16,0	250	-59	5,6	6,4	6,7
15,3	250	-60	5,7	6,1	6,4
15,9	250	-58	5,6	5,8	6,2
15,3	250	-60	5,5	5,8	6,8
16,2	200	-54	4,5	5,0	5,4
16,1	200	-55	4,4	5,1	5,2

Таблица 4

Результаты кислотной обработки

Цеолит	Масса, г		Потери веса сорбента, %
	исходный	после обработки	
КА (импортный)	25,5	17,4	31,8
КА (отечественный)	21,6	17,2	20,4
Оксид алюминия	21,2	19,6	2,0
Клиноптилолит	26,1	25,8	1,2

Визуально разрушения природного цеолита не обнаружено, что подтверждает высокую кислотостойкость образца. Сравнимые результаты кислотной обработки получены также и для образца оксида алюминия.

Дополнительно было изучено влияние длительной кислотной обработки на гранулы синтетического цеолита КА отечественного производства и природного цеолита клиноптилолита. Для проведения испытаний было взято три порции синтетического и природного цеолитов по 20  $\text{cm}^3$ , которые залили 200  $\text{cm}^3$  раствора 0,1N соляной кислоты. В статических условиях образцы выдерживали в растворе кислоты 24, 48 и 72 часа. Затем образцы промыли дистиллированной водой, высушили и измерили механическую прочность гранул сорбентов. Полученные данные приведены в табл. 5.

После воздействия кислоты механическая прочность гранул синтетического цеолита снизилась через 24 часа ~ на 20%, через 48 часов ~ на 50%, а через 72 часа ~ на 95%. При кислотном воздействии на природный цеолит механическая прочность изменилась незначительно ~ на 10 % после 48 часов и на 15% после 72 часов, соответственно.

Из приведенных данных следует, что синтетический цеолит под действием кислоты разрушается, в то время как природный цеолит, в основном, сохраняет свои механические свойства.

В результате лабораторных испытаний образца клиноптилолита Холинского месторождения были определены адсорбционные и физико-механические характеристики цеолита. Клиноптилолит при температуре регенерации 250–300 $^{\circ}\text{C}$  обладает адсорбционной емкостью, равной 5,8–6,7% мас., при этом температура точки росы по воде составляет не менее -40 $^{\circ}\text{C}$ . Насыпная плотность дегидратированного образца равна 0,87  $\text{г}/\text{см}^3$ , механическая проч-

Таблица 5  
Влияние длительной кислотной обработки на механическую прочность сорбентов

Время воздействия кислоты, ч	Синтетический цеолит КА		Клиноптилолит	
	Механическая прочность, кг/мм <sup>2</sup>	Примечание	Механическая прочность, кг/мм <sup>2</sup>	Примечание
Исходный цеолит	1,70	Гранулы розового цвета	8,0	Гранулы зелено-вато-бурого цвета
24	1,40	На гранулах появились трещины	8,0	Гранулы зелено-вато-бурого цвета без разрушений
48	0,80	Гранулы разрушены, черенки утончены, раствор мутный	7,8	Гранулы зелено-вато-бурого цвета без разрушений
72	0,09	Более сильное разрушение и утончение гранул цеолита, при надавливании пальцами гранулы разрушаются до пыли	6,8	Гранулы зелено-вато-бурого цвета без разрушений

ность на истирание — 94%, что свидетельствует о высокой механической прочности. Кроме того, цеолит обладает высокой кислототермоустойчивостью.

Клиноптилолит может быть использован не только как защитный слой, но и для осушки жидких углеводородов (компрессат, ШФЛУ), воздуха КИП, т.е. там, где устойчи-

во требуется осушка до точки росы по воде, равной  $-40^{\circ}\text{C}$ , и небольшие объемы осушаемого продукта.

На основании проведенных исследований можно утверждать, что природный цеолит может быть использован с высокой эффективностью в качестве защитного слоя. Природный цеолит защитит от воздействия капельной жидкости, частично поглотит влагу, поступающую на слой адсорбента, агрессивные примеси и обеспечит надежную защиту основного слоя сорбента.

Обладая всеми необходимыми свойствами для использования в качестве защитного слоя и с учетом стоимости, на порядок ниже синтетических аналогов, клиноптилолит Холинского месторождения имеет хорошие перспективы для промышленного использования.

#### Список использованных источников

- Шкарябин А.И., Мурзакаева В.М., Акимова В.А. Переработка природного газа на промысле // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. № 6. 2005. — М. — С. 57–62.
- Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. — М.: Недра, 1999. — 596 с.
- Gutzeit J. Эффективность обессоливания установок // Нефтегазовые технологии. № 6. 2008. — С. 95–102.
- Дубина Н.И., Ефимов Ю.М. Очистка адсорбента на УКПГ Уренгойского ГНКМ // Обз. инф. Сер.: Подготовка и переработка газа и газового конденсата. — М: ИРЦ Газпром, 2003. — С. 40.
- Гарифов Р.Б., Овчинников И.И. Численное исследование напряженного состояния прямоугольной армированной пластины с учетом воздействия агрессивной хлоридсодержащей среды // Труды XXI международной конференции по теории оболочек и пластин. Саратов, 14–16 ноября 2005. — Саратов: СГТУ, 2005. — С. 74–79.
- Кулиев Л.М., Багиров Р.А., Али-Заде Э.М. Исследования физико-химических свойств природных адсорбентов. Клиноптилолит // «Труды симпозиума по вопросам исследования клиноптилолита». Тбилиси. 2–4 ноября 1974. — Тб.: Изд-во «Мецниера», 1977.
- Черноскутова Е.Н., Аджиев А.Ю., Килинник А.В., Черноскутов А.П. Подготовка углеводородного конденсата, выделяемого на компрессорных станциях // Материалы XXVI Всероссийского межотраслевого совещания «Проблемы утилизации попутного нефтяного газа и оптимальные направления его использования. Технологии. Инновации. Энергоэффективность». Геленджик. 11–15 сентября 2012. — Краснодар: Изд-во «ЭДВИ», 2013. — С. 27–31.
- Аджиев А.Ю., Пуртов П.А. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России. В 2 ч. Ч 1. — Краснодар: Изд-во «ЭДВИ», 2014. — 776 с.
- Брещенко Е.М., Килинник А.В. Опыт применения природных цеолитов на ГПЗ. Сб. тр. ВНИПИгазпереработка «Очистка и осушка нефтяных газов и защита оборудования от коррозии». — М.: ВНИИОЭНГ, 1984. — С. 15–19.
- Егина С.П., Меркулов Е.А., Морева Н.П. Исследование возможности использования природного цеолита для осушки и очистки нефтяного газа от сероводорода // Сб. тр. ВНИПИгазпереработка «Переработка нефтяных газов». — М.: ВНИИОЭНГ, 1977. — С. 103–107.
- Цыбулевский А.М., Грабовский Ю.П., Егина С.П., Морева Н.П. Изучение совместной осушки и очистки нефтяного газа

от сероводорода // Сб. тр. ВНИПИгазпереработка «Переработка нефтяных газов». — М.: ВНИИОЭНГ, 1977. — С. 93–96.  
**References**

1. *Shkaryabkin A.I., Murzakaeva V.M., Akimova V.A.* Field natural gas processing // Environmental protection on oil and gas complex. № 6. 2005. — М. — Р. 57–62.
2. *Bekirov T.M., Lanchakov G.A.* Gas and condensate treatment technology. — М.: Nedra, 1999. — 596 р.
3. *Gutzeit J.* Desalination unit efficiency // Oil and gas technologies. № 6. 2008. — Р. 95–102.
4. *Dubina N.I., Efimov Yu.M.* Adsorbent treatment at gas treatment plant Urengoy oil and gas condensate field // Overview inf. Series: Gas and gas condensate preparation and processing. — М: IRC Gazprom, 2003. — Р. 40.
5. *Garibov R.B., Ovchinnikov I.I.* Numerical study of stressed conditions of rectangular reinforced plate considering the effect of aggressive chlorine containing medium // Proceedings of the XXI international conference on the theory of covers and plates. Saratov. November 14–16, 2005. — Saratov: SGHU, 2005. — Р. 74–79.
6. *Kuliev L.M., Bagirov R.A., Ali-Zade E.M.* Physical and chemical properties of natural adsorbents. Clinoptilolite // «Proceedings of symposium regarding clinoptilolite issues». Tbilisi. 1974, November 2–4. — Tbilisi: «Metsniereba», 1977.
7. *Chernoskutova E.N., Adzhiev A.Yu., Kilinnik A.V., Chernoskutov A.P.* Hydrocarbon condenser preparation recovered at compressor stations // Data of the XXVI Russian intrabranch meeting «Disposal issues of associated petroleum gas and optimal directions of its use. Technologies. Innovations. Energy efficiency». Gelendzhik. September 11–15, 2012. — Krasnodar: «EDVI», 2013. — Р. 27–31.
8. *Adzhiev A.Yu., Purtov P.A.* Associated petroleum gas preparation and processing in Russia. In 2 parts, part 1. — Krasnodar: «EDVI». 2014. — 776 p.
9. *Breschenko E.M., Kilinnik A.V.* Experience in the use of zeolites at GPP. VNIPIGaspererabotka «Petroleum gases treatment and dehydration and corrosion protection of equipment». — М.: VNIIOENG, 1984. — Р. 15–19.
10. *Egina S.P., Merkulov E.A., Moreva N.P.* Study of possibilities to use natural zeolite for dehydration and treatment of petroleum gas from hydrogen sulphide // VNIPIGaspererabotka «Petroleum gases treatment». — М.: VNIIOENG, 1977. — Р. 103–107.
11. *Tsibulevsky A.M., Grabovsky Yu.P., Egina S.P., Moreva N.P.* Study of joint dehydration and treatment of petroleum gas from hydrogen sulphide // VNIPIGaspererabotka «Petroleum gases treatment». — М.: VNIIOENG, 1977. — Р. 93–96.

# Размещение линейных и иных объектов государственного и местного значения: некоторые вопросы теории и практики

Д.С. Железнов, адвокат юридической фирмы «ЮСТ», кандидат юридических наук

**Аннотация.** Статья посвящена анализу законодательных конструкций (изъятие земельного участка, сервитут, договор аренды), посредством которых может быть обеспечен доступ заинтересованного лица к земельному участку, находящему в частной собственности, в целях размещения на нем линейных и иных объектов государственного и местного значения. Автором выявляются недостатки каждого из указанных правовых механизмов применительно к размещению названных выше объектов, формулируются предложения, направленные на совершенствование их правового регулирования.

**Ключевые слова:** линейные объекты, объекты государственного и местного значения, изъятие земельного участка, сервитут, договор аренды.

## Placement of linear and other objects of state and local significance: certain matters of theory and practice

D.S. Zheleznov, advocate with the law firm «YUST», doctor-at-law

**Abstract.** The article is dedicated to the analysis of legal constructions (land plot confiscation, servitude, lease agreement), which may provide the interested entity with the access to the privately owned land plot for the purpose on placing linear and other objects of state and local significance. The author points out the drawbacks of each legal mechanism as applied to the placement of the above-mentioned objects, formulates suggestions aimed at improving their legal regulation Confiscation of land plots for public needs.

**Key words:** Linear objects, objects of state and local significance, confiscation of a land plot, servitude, lease agreements.

УДК 349.4



Необходимость размещения<sup>1</sup> на территории Российской Федерации большого количества линейных и иных объектов государственного и местного значения<sup>2</sup> (далее — Объекты) обусловлена историческими и иными

<sup>1</sup> В настоящей статье понятие «размещение» считаем возможным использовать в его узком значении, предполагающем только «строительство и реконструкцию». Подробнее: Письмо Минэкономразвития России от 25 июня 2015 года № Д23и-3051 // СПС КонсультантПлюс.

<sup>2</sup> Полагаем, к таковым следует относить, прежде всего, те объекты, которые прямо перечислены законодателем в п. 2 ст. 49 Земельного кодекса Российской Федерации: объекты энергетических систем федерального и регионального значения, объекты использования атомной энергии, объекты обороны страны и безопасности государства, объекты федерального транс-

объективными предпосылками. В качестве таковых можно привести существенную протяженность территории страны, удаленность ее наиболее важных административных центров друг от друга, потребность в реализации масштабных инвестиционных проектов.

Следует отметить, что строительство и реконструкция Объектов требует обеспечения доступа лиц, заинтересованных в их размещении, к частным земельным участкам, которые необходимы для проведения соответствующих работ.

Земельный кодекс Российской Федерации<sup>3</sup> (далее — ЗК РФ), подпорта, объекты связи федерального значения и т.д. Исключительная экономическая значимость этих объектов подчеркивается тем обстоятельством, что для целей их строительства (реконструкции) допускается изъятие земельных участков у частных собственников.

<sup>3</sup> ЗК РФ от 25 октября 2001 года № 136-ФЗ (ред. от 5 октября 2015 года) // СЗ РФ. 2001. № 44. Ст. 4147.

черкивая значимость Объектов для функционирования экономики государства, допускает для целей их размещения применение исключительной формы ограничения права частной собственности — изъятие земельных участков. В качестве альтернативы могут быть использованы также сервитут и договор аренды земельного участка.

Однако нормативно-правовой анализ показывает, что ни одна из указанных правовых конструкций применительно к возможности размещения Объектов несвободна от недостатков, ниже предлагается выявить и проанализировать их<sup>4</sup>. Подобное исследование видится актуальным в свете существен-

<sup>4</sup> Автор настоящей статьи не претендует на полноту перечня недостатков рассматриваемых правовых конструкций применительно к размещению линейных и иных объектов государственного и местного значения.

ных изменений в правовом регулировании изъятия земельных участков для публичных нужд<sup>5</sup> и установления сервитутов<sup>6</sup>.

**Рассмотрим недостатки изъятия земельного участка, которые усматриваются при использовании этой правовой конструкции применительно для целей размещения Объектов.**

Думается, что **первым недостатком** следует назвать отсутствие в большинстве случаев необходимости собственно изъятия земельного участка.

Механизм изъятия земельного участка, закрепленный в действующем законодательстве, предполагает безвозвратное отчуждение такого участка у его собственника с последующей передачей участка в государственную или муниципальную собственность либо в собственность лицу, заявившему соответствующее ходатайство в порядке ст. 56.4 ЗК РФ. С учетом положений ст. 56.11 ЗК РФ изъятие земельного участка означает прекращение всех правомочий собственника в отношении этого участка и невозможность дальнейшего использования участка его прежним собственником.

Вместе с тем, строительство и реконструкция Объектов зачастую требуют лишь временного использования земельного участка. При этом по окончании технических работ, связанных с размещением Объектов, земельный участок во многих случаях может и далее использоваться в соответствии с его разрешенным использованием. В отдель-

ных же случаях (например, при выполнении регламентных работ в отношении отдельных подземных сооружений или подземных трубопроводов) земельный участок может использоваться собственником в соответствии с его разрешенным использованием и во время проведения этих работ.

**Вторым недостатком**, препятствующим применению конструкции изъятия земельного участка для указанных случаев являются значительные временные и финансовые затраты, связанные с реализацией этой процедуры.

Процедура изъятия земельного участка, последовательность прохождения которой изложена в гл. VII.1 ЗК РФ, является довольно продолжительной по времени. При этом она обусловлена обязательным участием в ней органов власти, принимающих решения относительно изъятия.

Так, собственнику или заказчику строительства Объектов необходимо совершить значительное количество различных юридических и фактических действий: предварительно подготовить и направить в уполномоченный орган ходатайство об изъятии земельного участка, установить владельцев земельных участков, пройти процедуру опубликования сообщения о предстоящем изъятии земельного участка, получить согласие уполномоченного органа на его изъятие, определить сумму справедливого возмещения собственнику изымаемого земельного участка или провести работы, связанные с предоставлением ему другого земельного участка взамен изымаемого, определить юридическую судьбу объектов, расположенных на изымаемом земельном участке (в отдельных случаях — сумму компенсации за их изъятие) и т.д.

Указанные выше действия, безусловно, являются разумными и оправданными в ситуациях, когда необходимо принудительное отчуждение у частного собственника принадлежащего ему зе-

мельного участка и возникновение права собственности у организации, размещающей объект. Однако совершение некоторых из них (подготовка и направление ходатайства, осуществление публикаций, получение решения уполномоченного органа об изъятии земельного участка) в ситуации, когда необходимо только временное занятие земельного участка, представляется избыточным.

Следует подчеркнуть, что изъятие земельного участка в силу ст. 56.8 ЗКРФ является строго возмездным. При этом полной компенсации собственнику изымаемого земельного участка всегда подлежат: рыночная стоимость изымаемого земельного участка, рыночная стоимость неотделимых улучшений земельного участка, убытки, причиненные изъятием земельных участков, включая убытки, возникающие в связи с невозможностью исполнения собственником земельного участка обязательств перед третьими лицами, в том числе основанных на заключенных с такими лицами договорах, а также упущенная выгода.

Таким образом, процедура изъятия частного земельного участка сопровождается значительными финансовыми затратами заинтересованных лиц. Между тем, собственниками объектов, перечисленных в ст. 49 ЗК РФ, зачастую являются компании с преобладающей долей государственного участия. Следовательно, ограничение для таких компаний возможности возмездного использования чужих земельных участков исключительно принудительным изъятием таких участков повлечет за собой дополнительные финансовые издержки, которые фактически приведут к увеличению государственных расходов на строительство и реконструкцию Объектов.

Увеличение финансовых затрат на строительство и эксплуатацию Объектов может также привести к соответствующему ро-

<sup>5</sup> Болтанова Е.С. Правовое регулирование принудительного отчуждения недвижимого имущества для государственных или муниципальных нужд // Имущественные отношения в Российской Федерации. 2015. № 6. — С. 6–15; Майборода В.А. Изъятие земельных участков для публичных нужд // Правовые вопросы недвижимости. 2015. № 1. — С. 28–32; Хаустов Д.В. Обзор нового законодательства и судебной практики // Экологическое право. 2015. № 3. — С. 40–47; и др.

<sup>6</sup> Аверьянова Н.Н. Новое законодательство о земельных сервитутах // Право и экономика. 2015. № 2. — С. 63–67; и др.

сту тарифов на товары и услуги, реализация которых непосредственно связана с необходимостью строительства и реконструкции Объектов, что негативно отразится на конечных потребителях таких товаров и услуг (гражданах и организациях).

**Далее выявим недостатки установления сервитута в отношении земельного участка для целей размещения Объектов.**

**Первый недостаток** установления сервитута усматривается в том, что в силу п. 1 ст. 274 ГК РФ сервитут может быть установлен для строительства, реконструкции и (или) эксплуатации исключительно линейных объектов. Однако не все Объекты являются по своим признакам линейными.

Следовательно, в случае применения правовой конструкции сервитута к регулированию рассматриваемых отношений значительная их часть (а именно та, которая связана с размещением нелинейных объектов) окажется не охваченной таким правовым регулированием. Таким образом, сервитут также не может служить исключительной правовой конструкцией для решения вопроса при размещении объектов.

**Вторым недостатком** видится то, что согласно тому же п. 1 ст. 274 ЗК РФ установление сервитута предполагает полное отсутствие препятствий в использовании собственником земельного участка своего участка в соответствии с его разрешенным использованием в течение всего срока действия обременения. Буквальное толкование позволяет отметить, что возможность использования собственником земельного участка своего участка ограничиваться никаким образом (даже минимально) не должно.

Вместе с тем специфика строительства и реконструкции Объектов в реальности такова, что на период проведения указанных работ собственник земельного участка может быть лишен возможно-

сти использования земельного участка. Такое ограничение правомочий собственника земельного участка формально не согласуется с правовой конструкцией сервитута. В указанном случае правовой конструкцией, которая отвечает требованиям закона, является договор аренды соответствующего земельного участка (или его части).

**Наконец, обозначим недостатки договора аренды земельного участка, заключаемого для целей размещения Объектов.**

Перечисленные выше проблемы, возникающие при применении изъятия земельного участка и установления сервитута, потенциально могут быть решены путем заключения с собственником земельного участка договора аренды такого участка для целей размещения Объектов. Так, договор аренды может быть заключен для размещения любого (как линейного, так и нелинейного) объекта, его условия могут быть сопряжены с каким-либо ограничением собственника земельного участка в возможности использования такого участка, этот правовой инструмент является гораздо более оперативным и менее затратным, нежели процедура изъятия земельного участка.

Вместе с тем в настоящее время лица, планирующие размещение линейных и иных наиболее экономически значимых объектов, нередко сталкиваются с завышенными требованиями арендодателей (частных собственников земельных участков) при определении размера арендной платы.

В связи с этим, на наш взгляд, следует вспомнить Постановление Президиума ВАС РФ от 11 февраля 2014 года по делу № А19-2903/10-58, в котором сформулирован вывод о том, что условие договора, определяющее предоставление со стороны одного лица, существенно превышающее встречное представление или обычную рыночную цену, уплачиваемую в подобных

случаях, может свидетельствовать о недобросовестном поведении, являющемся основанием для признания сделки недействительной в соответствии со статьями 10 и 168 ГК РФ. Между тем, судебный способ защиты прав применительно к рассматриваемым правоотношениям, на наш взгляд, не является эффективным, поскольку в связи с признанием договора аренды недействительным арендатор потенциально лишается оснований для использования земельного участка и вынужден искать иные способы оформления прав на земельный участок либо иной земельный участок, что зачастую сопряжено со значительными финансовыми затратами.

Следует отметить, что в настоящее время принятые и действуют федеральные нормативные правовые акты, регулирующие порядок определения предельной платы за предоставление в пользование земельных участков, находящихся в публичной собственности<sup>7</sup>, а также соответствующие нормативные акты субъектов Российской Федерации и муниципальных образований. При этом аналогичное правовое регулирование предельных ставок арендной платы за использование земельных участков, находящихся в частной собственности, отсутствует.

Представляется, что возможным вариантом решения указанной проблемы может послужить разумное совершенствование правового института аренды частных земельных участков, направленное на достижение баланса интересов частного собственника зе-

<sup>7</sup> Основным федеральным актом по указанному вопросу является Постановление Правительства РФ от 16 июля 2009 года № 582 «Об основных принципах определения арендной платы при аренде земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности, и о Правилах определения размера арендной платы, а также порядка, условий и сроков внесения арендной платы за землю, находящуюся в собственности Российской Федерации» // СЗ РФ. 2009. № 30. Ст. 3821.

мельных участков и лиц, осуществляющих размещение Объектов. В этой связи следует взвесить и рационально оценить возможность установления в федеральном законодательстве пределов арендной платы в отношении находящихся в частной собственности земельных участков, необходимых для размещения Объектов.

Видится, что ориентиром при решении названного вопроса может являться правовая позиция Конституционного суда Российской Федерации, сформулированная им в Постановлении от 25 апреля 2011 года № 6-П<sup>8</sup>. Согласно указанному судебному акту право частной собственности не является абсолютным и может быть ограничено при соблюдении определенных условий: если такие ограничения необходимы для защиты других конституционно значимых ценностей, в том числе

частных и публичных прав и законных интересов других лиц; если такие ограничения отвечают требованиям справедливости, разумности, соразмерности; если при этом сохраняются гарантии охраны частной собственности (возмещение при лишении) и гарантии судебной защиты.

Думается, что поскольку для целей размещения Объектов законодатель допускает изъятие частных земельных участков (т.е. меру бессрочного характера), то ограничение предельных ставок арендной платы (т.е. меру временного характера) за использование тех же земельных участков принципиально не будет противоречить существующему подходу законодателя к ограничению прав частных собственников земельных участков.

**Вывод.** В настоящее время ни один из рассмотренных правовых механизмов не может быть реко-

мендован лицам, которые заинтересованы в размещении линейных и иных объектов государственного и местного значения, в связи с наличием правовых проблем в их применения. Так, использование конструкции изъятия земельного участка и сервитута видится зачастую нецелесообразным или вовсе невозможным, а заключение договора аренды может быть сопряжено с экономически необоснованными требованиями собственника участка в части размера арендной платы. С учетом этого, на наш взгляд, перспективным видится совершенствование правового регулирования арендных отношений путем поиска оптимального баланса интересов сторон при определении размера арендной платы за пользование соответствующими земельными участками.

#### Список использованной литературы:

1. Аверьянова Н.Н. Новое законодательство о земельных сервитутах // Право и экономика. 2015. № 2. — С. 63–67.
2. Болтанова Е.С. Правовое регулирование принудительного отчуждения недвижимого имущества для государственных или муниципальных нужд // Имущественные отношения в Российской Федерации. 2015. № 6. — С. 6–15.
3. Майборода В.А. Изъятие земельных участков для публичных нужд // Правовые вопросы недвижимости. 2015. № 1. — С. 28–32.
4. Оболонкова Е.В. Изъятие земельных участков для государственных нужд: проблема выплаты возмещения частным собственникам // Законодательство и экономика. 2015. № 1. — С. 68–73.
5. Оболонкова Е.В. Изъятие земельных участков для государственных (муниципальных) нужд // Законодательство и экономика. 2014. № 1. — С. 33–43.
6. Хаустов Д.В. Обзор нового законодательства и судебной практики // Экологическое право. 2015. № 3. — С. 40–47.

#### References

1. Averyanova N.N. The new legislation on land servitudes // Law and Economy. 2015. № 2. — P. 63–67.
2. Boltanova E.S. Legal regulation of confiscation of real estate for state or municipal needs // Property relations in the Russian Federation. 2015. № 6. — P. 6–15.
3. Mayboroda V.A. Confiscation of land plots for public needs // Legal matters of real estate. 2015. № 1. — P. 28–32.
4. Obolonkova E.V. Confiscation of land plots for state needs: the problem of payment of compensation to private owners // Legislation and Economy. 2015. № 1. — P. 68–73.
5. Obolonkova E.V. Confiscation of land plots for state (municipal) needs // Legislation and Economy. 2014. № 1. — P. 33–43.
6. Khaustov D.V. Survey of the new legislation and court practice // Environment law. 2015. № 3. — P. 40–47.

<sup>8</sup> Аналогичные выводы находят отражение и в других судебных актах Конституционного суда РФ (постановления от 20 мая 1997 года № 8-П, от 16 июля 2008 года № 9-П и от 31 января 2011 года № 1-П).

# Обвинения Еврокомиссии против «Газпрома» — результат недоинвестирования газовой инфраструктуры со стороны ЕС

Обвинения Еврокомиссии против «Газпрома» в «антиконкурентном поведении» в Центральной и Восточной Европе отражают ограниченность газотранспортной инфраструктуры в этих странах в результате недоинвестирования со стороны ЕС<sup>1</sup>

**Е.С. Орлова**, старший эксперт сектора «Газовые рынки» — Энергетический департамент Фонд «Институт энергетики и финансов»

**Аннотация.** В процессе формирования единого европейского рынка газа у регулирующих органов ЕС возникли подозрения, что «Газпром» нарушает антимонопольное законодательство ЕС. В апреле 2015 года Европейская комиссия выдвинула «Газпрому» предварительные официальные обвинения в ведении неконкурентной политики на рынках газа стран Центральной и Восточной Европы. В данной статье приводится экономический анализ аргументов сторон этого правового спора.

**Ключевые слова:** «Газпром», Европейская комиссия, антимонопольное законодательство, газотранспортная система, газотранспортная инфраструктура.

## European Commission's Statement of objections to Gazprom as an outcome of European gas infrastructure insufficient investment

European Commission's formal antitrust proceedings against Gazprom is the result of the Central and Eastern gas infrastructure deficiencies as an outcome of the EU insufficient investment

**E. Orlova**, Senior Expert, Gas markets division – Energy Department Institute for Energy and Finance

**Abstract.** In course of the formation of the single and competitive European gas market the European Commission has opened formal proceedings to investigate whether Gazprom, the Russian producer and supplier of natural gas, might be hindering competition in Central and Eastern European gas markets, in breach of EU antitrust rules. The European Commission has sent a Statement of Objections to Gazprom on April 2015 alleging that some of its business practices in Central and Eastern European gas markets constitute an abuse of its dominant market position in breach of EU antitrust rules. This article sheds light on this jurisdictional dispute from the economic standpoint.

**Keywords:** European Commission, Gazprom, Statement of Objections, gas infrastructure.

УДК 339.564



Ключевой задачей Третьего энергетического пакета, который был введен в действие в 2009 году, стало формирование един-

ного рынка газа в пределах ЕС с обязательным условием — должна существовать развитая конкуренция поставщиков газа на внутренние энергетические рынки стран-членов ЕС. В настоящее время газовые рынки различных регионов Европы находятся на разной стадии развития. Количество поставщиков газа также различается весьма заметно.

На рынках газа Северо-Западной Европы присутствует большое количество поставщиков. Это кон-

курентный рынок. В Центральной и Восточной Европе ситуация другая: основным «историческим» поставщиком газа здесь является «Газпром». Зависимость стран Центральной и Восточной Европы поставок газа из России превышает отметку в 50%, в некоторых странах достигает 100%.

Столь высокая газовая зависимость стран Центральной и Восточной Европы от российского газа складывалась десятилетиями, в период активного международного

<sup>1</sup> Исследование осуществляется при финансовой поддержке РГНФ в рамках проекта «Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России», проект № 14-02-00355а

сотрудничества в рамках Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) (1941–1991 годы). Вся газотранспортная система Центральной и Восточной Европы была создана в советское время по единой логике («один рынок — одна труба»). После распада СЭВ страны Центральной и Восточной Европы начали постепенно входить в состав ЕС (2004–2013 годы). В ходе этого процесса вся газотранспортная система стран Центральной и Восточной Европы полностью перешла под контроль ЕС.

В настоящее время в странах Центральной и Восточной Европы прослеживается дефицит газотранспортных мощностей относительно уровня насыщенности газотранспортной системы Северо-Западной Европы.

Несмотря на низкий уровень развития газотранспортной системы в Центральной и Восточной Европе, вступив в ЕС, страны этого европейского региона в настоящее время являются субъектами требований Третьего энергетического пакета. Причину невыполнения условия обязательного наличия конкуренции поставщиков газа (не менее 3) на внутренних рынках в странах Центральной и Восточной Европы регулирующие органы ЕС видят не в недостаточной насыщенности газотранспортными мощностями, что является барьером для входа новых участников на рынок ЕС, а в неконкурентном поведении «Газпрома» — «исторического» долгосрочного поставщика газа в ЕС.

По мнению Европейской комиссии, «Газпром», воспользовавшись своим доминированием на рынках газа Центральной и Восточной Европы, нарушил антимонопольное законодательство ЕС, что положило начало расследованию против российской газовой компании.

В августе 2012 года Европейская комиссия опубликовала пресс-релиз «Антимонопольное расследование: Европейская ко-

миссия начинает рассмотрение дела против «Газпрома»<sup>2</sup>. Российская компания подозревается в нарушении статьи 102 Договора о функционировании ЕС. Подозрения были зафиксированы по трем видам деятельности:

1. «Газпром», возможно, разделял газовые рынки, препятствуя свободному перетоку газа через территории государств-членов ЕС;
2. «Газпром», возможно, препятствовал диверсификации поставок газа;
3. «Газпром» мог устанавливать несправедливые цены для своих клиентов, привязывая цены на газ к ценам нефти.

В апреле 2015 года Европейская комиссия предъявила «Газпрому» предварительные официальные обвинения в ведении неконкурентной политики в восьми странах Центральной и Восточной Европы — Польше, Эстонии, Латвии, Литве, Болгарии, Венгрии, Чехии и Словакии<sup>3</sup>. Заявление о возражениях («statement of objections») Европейской комиссии в адрес «Газпрома» не является окончательным решением. Это заявление представляет собой список предварительных официальных обвинений, более конкретных, чем выдвинутые в сентябре 2012 года общие подозрения. Следующей, финальной стадией расследования является вынесение Комиссией окончательного решения по делу<sup>4</sup>.

В соответствии с предварительными официальными обвинениями российская газовая компания обвиняется в:

- 1) препятствии свободному перетоку газа внутри Европейской экономической зоны. «Газпром»

<sup>2</sup> Конопляник А.А. Еврокомиссия против «Газпрома».

<sup>3</sup> Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets.

<sup>4</sup> Гудков И. Европейская комиссия против «Газпрома».

накладывает территориальные ограничения в своих долгосрочных контрактах на оптовых покупателей и некоторых промышленных потребителей. Ограничения включают в себя запрет на реэкспорт газа. Более того, «Газпром» обязывает оптовых покупателей получать соглашения на экспорт газа и запрещает при определенных обстоятельствах менять пункты поставок газа;

- 2) возможно, установлении несправедливых цен газа для Болгарии, Эстонии, Латвии, Литвы и Польши. Территориальные ограничения «Газпрома», вероятно, могли стать причиной формирования высоких цен на газ и ведения несправедливой ценовой политики в пяти вышеотмеченных странах-членах ЕС. На формирование несправедливой цены также влияет и нефтепродуктовая привязка цен газа по долгосрочным экспортным газовым контрактам между европейскими компаниями и «Газпромом»;

- 3) использовании своего доминирующего положения в Болгарии и Польше и, возможно, навязывании оптовым покупателям определенных инфраструктурных обязательств. По предварительным обвинениям Европейской комиссии «Газпром» злоупотребляет своим доминирующим положением на рынках газа Центральной и Восточной Европы, что является нарушением статьи 102 Договора о функционировании ЕС. В случае доказательства обвинений в адрес «Газпрома», действия российской компании будут восприняты как препятствие свободным перетокам газа через территории государств-членов ЕС в едином рыночном пространстве, что снижает эффективность и ликвидность европейских газовых рынков.

Такое поведение «Газпрома» создает искусственные барьеры в торговле газом между странами-членами ЕС и формирует несправедливые цены газа.

Европейская комиссия дала «Газпрому» 12 недель на ответ по выдвинутым обвинениям.

Предъявленные Европейской комиссией претензии «Газпром» назвал необоснованными<sup>5</sup>. 28 сентября 2015 года российская газовая компания направила Комиссии письменный ответ на обвинения. Следующий этап — вынесение окончательного решения по делу.

#### Анализ насыщенности газотранспортной системы: Центральная и Восточная Европа vs Северо-Западная Европа

В настоящее время в странах Центральной и Восточной Европы прослеживается дефицит газотранспортных мощностей относительно уровня Северо-Западной Европы. Средняя плотность магистральной газотранспортной системы в странах Центральной и Восточной Европы в соответствии с расчетами примерно в три раза меньше, чем в Северо-Западной Европе при том, что площадь этих стран меньше всего в 1,5 раза (рис. 1).

По показателю плотности, все государства Центральной и Восточной Европы находятся ниже значений плотности газотранспортной системы в странах Северо-Западной Европы. Разрыв особенно заметен с Германией, Великобританией, Бельгией, Нидерландами — странами Северо-Западной Европы, рынки которых наиболее развиты (рис. 2).

<sup>5</sup> Релиз «Газпрома» «Заявление ОАО «Газпром» на принятие Европейской комиссией «заявления о возражениях» в рамках антимонопольного расследования», 22 апреля 2015 года.



Рис. 1. Плотность газотранспортной системы ЕС (магистральные газопроводы)



Рис. 2. Плотность газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы) в странах Центральной и Восточной Европы, Северо-Западной Европы, км/км<sup>2</sup>

Устранение дефицита газотранспортных мощностей в Центральной и Восточной Европе относительно уровня стран Северо-Западной Европы возможно при строительстве новых/дополнительных мощностей, на что потребуются время и инвестиции.

Во временном измерении отставание между развитыми газотранспортными системами Северо-Западной и неразвитыми Центральной и Восточной Европы, по данным расчета, измеряется десятилетиями, превышая в некоторых случаях отметки в 40 лет (табл. 1).

Таблица 1  
Временные разрывы между уровнями плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы) в странах Центральной, Восточной и Северо-Западной Европы

Страны Центральной и Восточной Европы	Страны Северо-Западной Европы		
	Нидерланды	Бельгия	Франция
Венгрия, Чехия	Не достигли уровня 1970 г.	26 лет	—
Словакия	Не достигла уровня 1970 г.	32 года	—
Польша	Не достигла уровня 1970 г.	34 года	—
Хорватия	Не достигла уровня 1970 г.	39 года	10 лет
Словения, Румыния	Не достигла уровня 1970 г.	42 года	25 лет
Болгария	Не достигла уровня 1970 г.	Не достигла уровня 1970 г.	42 года

Источник: расчет выполнен автором статьи на основе данных ENTSOG, Eurogas

Ни одна из стран Центральной и Восточной Европы в 2013 году не достигла уровня развития газотранспортной системы Нидерландов 1970 года.

Газотранспортные системы Венгрии, Чехии, Словакии и Польши (Центральная и Восточная Европа) (2013 год) превышают уровень развития системы Франции, но отстают от уровня Бельгии на 25–35 лет. Системы Хорватии, Словении и Румынии (Центральная и Восточная Европа) отстают от уровней развития газотранспортной системы и Франции — 10–25 лет, и Бельгии — на 40 лет. Плотность газотранспортной системы Болгарии (Центральная и Восточная Европа) намного ниже показателей Нидерландов и Бельгии, следовательно, сравнение показателей плотности этой страны было целесообразным только с Францией.

Более детальный анализ показывает, что в настоящее время газотранспортная система Хорватии (по состоянию на 2013 год для всех стран Центральной и Восточной Европы) соответствует уровню Бельгии в 1973 году, в Словении и Румынии — Бельгии в 1970 году, в Польше — Бельгии в 1978 году, в Словакии — Бельгии в 1980 году, в Венгрии и Чехии — Бельгии в 1986 году, в Болгарии Франции в 1970 году, в Словении и Румынии — Франции в 1987 году, в Хорватии — Франции в 2002 году (рис. 3).

Динамика роста плотности газотранспортных мощностей Венгрии и Словакии (Центральная и Восточная Европа) соответствует темпам ее увеличения в Германии и Бельгии (Северо-Западная Европа) в разных временных интервалах, но после 2004 года — начала вступления стран Центральной и Восточной Европы в состав ЕС наблюдается снижение темпов увеличения плотности газотранспортной системы (рис. 4 и 5).

Страны Северо-Западной Европы могут позволить себе низкие



Рис. 3. Сопоставление плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы) в странах Центральной и Восточной Европы, Северо-Западной Европы, км/км<sup>2</sup>



Рис. 4. Сопоставление плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы): Бельгия и Германия (Северо-Западная Европа) vs Венгрия и Словакия (Центральная и Восточная Европа), км/км<sup>2</sup>



Рис. 5. Сопоставление плотности газотранспортной системы (магистральные и распределительные газопроводы): Бенилюкс (Бельгия, Нидерланды, Люксембург) vs Венгрия и Словакия (Центральная и Восточная Европа), км/км<sup>2</sup>

темпы роста наращивания газотранспортной системы, так как они уже вышли на стадию насыщенного рынка с конкуренцией поставщиков, чего нельзя сказать о государствах Центральной и Восточной Европы. Темпы и объемы инвестиций для повышения плотности системы в Центральной и Восточной Европе недостаточны именно с того времени, когда эти страны стали членами ЕС.

Таким образом, в последнем десятилетии газотранспортная система Центральной и Восточной Европы, по результатам расчетов,

практически не развивалась — коэффициент плотности газотранспортной системы стагнирует. Такая ситуация сложилась вследствие недостаточного инвестирования в газотранспортные системы стран Центральной и Восточной Европы как во время их подготовки вступления в ЕС, так и особенно после вступления.

Без интенсивных капиталовложений в развитие газотранспортной инфраструктуры стран Центральной и Восточной Европы свободные перетоки газа не могут быть обеспечены как внутри Цент-

ральной и Восточной Европы, так и в Европейской экономической зоне в целом.

Обвинения Европейской комиссии в адрес «Газпрома», которые носят, в первую очередь, инфраструктурный характер и, как следствие, ценовой, нельзя считать обоснованными. «Газпром» «исторический» долгосрочный поставщик газа в ЕС. «Исторические» долгосрочные поставщики газа ответственности за недостаточную развитость газотранспортной инфраструктуры в странах Центральной и Восточной Европы не несут.

#### Список использованных источников

1. Конопляник А.А. Еврокомиссия против «Газпрома» // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 19. — С. 44–56. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510\\_Evrokomissiya\\_protiv\\_Gazproma.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510_Evrokomissiya_protiv_Gazproma.pdf)
2. Конопляник А., Орлова Е., Ларионова М. Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. Ч. 1. — URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/NR-2014-6-Konopl.pdf>; ч. 2. — URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140815-NR-2014-7-8-Konop-new2-final.pdf>; ч. 3. — URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140930-NR-2014-9-Konop-new.pdf>; ч. 4. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/141106-NR\\_10-2014-Konop-new.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/141106-NR_10-2014-Konop-new.pdf). Печатная версия материала: Россия — ЕС — Украина: новый узел противоречия // Нефть России. 2014. № 6. — С. 16–21 (часть 1); № 7–8. — С. 4–9 (часть 2); № 9. — С. 4–9 (часть 3); № 10. — С. 4–10 (часть 4).
3. Гудков И. Европейская комиссия против «Газпрома» // Вся Европа и Люксембург. 2015. № 6(100). — URL: <http://www.alleuropalux.org/?p=11819>
4. Заявление ОАО «Газпром» на принятие Европейской комиссией «заявления о возражениях» в рамках антимонопольного расследования. — URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/april/article224439/>
5. Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom. — URL: [http://www.europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://www.europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm)
6. Konoplyanik A. Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom (three suspected anti-competitive practices in Central and Eastern Europe). Выступление-комментарий на Центрально-европейском газовом конгрессе, 11 сентября 2012. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/speeches/120911-Konoplyanik-DGCOMP\\_vs\\_Gazprom.pdf](http://www.konoplyanik.ru/speeches/120911-Konoplyanik-DGCOMP_vs_Gazprom.pdf)
7. Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets. — URL: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-4828\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4828_en.htm)
8. Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M. What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea? Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL). — URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/ogel\(2014\)-article022-final-corr.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/ogel(2014)-article022-final-corr.pdf)
9. Konoplyanik A., Orlova E. Gas transportation infrastructure density in the EU: CEE vs NWE. Выступление на 20-м раунде Неформальных консультаций между ЕС и Россией / 13-м заседании рабочей группы 2-го Консультативного совета по газу, Вена (Австрия), E-Control, 15 июля 2014. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/speeches/04\\_Konoplyanik-Orlova\\_CEE-vs-NWE-infra-density-final.pdf](http://www.konoplyanik.ru/speeches/04_Konoplyanik-Orlova_CEE-vs-NWE-infra-density-final.pdf)
10. Statistical Reports 1997–2014. Eurogas. — URL: <http://www.eurogas.org/statistics/>
11. Ten-Year Network Development Plan 2013–2022, 2015. European Network of Transmission System Operators for Gas. — URL: <http://www.entsog.eu/publications/tyndp#All>

#### References:

1. Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom. — URL: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-12-937\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm)
2. Konoplyanik A. European Commission against Gazprom. 2012. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510\\_Evrokomissiya\\_protiv\\_Gazproma.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/510_Evrokomissiya_protiv_Gazproma.pdf)
3. Konoplyanik A. Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom (three suspected anti-competitive practices in Central and Eastern Europe). Central European Gas Congress, September 11, 2012. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/speeches/120911-Konoplyanik-DGCOMP\\_vs\\_Gazprom.pdf](http://www.konoplyanik.ru/speeches/120911-Konoplyanik-DGCOMP_vs_Gazprom.pdf)
4. Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and East-

ern European gas supply markets. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-15-4828\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4828_en.htm)

5. *Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M.* Russia — EU — Ukraine: new challenge. 2014: p. 1. — URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/NR-2014-6-Konopl.pdf>; p. 2. — <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140815-NR-2014-7-8-Konop-new2-final.pdf>; p. 3. — URL: <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/140930-NR-2014-9-Konop-new.pdf>; p. 4. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/141106-NR\\_10-2014-Konop-new.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/141106-NR_10-2014-Konop-new.pdf)

6. *Konoplyanik A., Orlova E., Larionova M.* What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea? Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL). — URL: [http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/ogel\(2014\)-article022-final-corr.pdf](http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/ogel(2014)-article022-final-corr.pdf)

7. *Konoplyanik A., Orlova E.* Gas transportation infrastructure density in the EU: CEE vs NWE. — 20 round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics & 13<sup>th</sup> meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (WS2 GAC), Vienna, Austria, E-Control, 2014. — URL: [http://www.konoplyanik.ru/speeches/04\\_Konoplyanik-Orlova\\_CEE-vs-NWE-infra-density-final.pdf](http://www.konoplyanik.ru/speeches/04_Konoplyanik-Orlova_CEE-vs-NWE-infra-density-final.pdf)

8. *Gudkov I.* European Commission against Gazprom. July 2015. — URL: <http://www.alleuropalux.org/?p=11819>

9. Statement of Gazprom with respect to the adoption of «statement of objections» by the European Commission under the antitrust investigation. April 22, 2015. — URL: <http://www.gazprom.com/press/news/2015/april/article224444/>

10. Statistical Reports 1997–2014. Eurogas. — URL: <http://www.eurogas.org/statistics/>

11. Ten-Year Network Development Plan 2013–2022, 2015. European Network of Transmission System Operators for Gas. — URL: <http://www.entsog.eu/publications/tyndp#All>

# Принцип «нулевых сбросов» и практика природопользования

**В.В. Снакин**, доктор биологических наук, профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова, ИФПБ РАН, ООО «Энергodiагностика»

**И.В. Власова**, ООО «Энергodiагностика»

**Е.Н. Хмелёва**, кандидат юридических наук, Всемирный фонд дикой природы (WWF) России

**М.Ю. Басарыгин**, кандидат технических наук, ООО «ЦентрКаспнефтегаз»

**Ж.Ю. Базиновская**, НП «Российское газовое общество»

**Аннотация.** Важным инструментом снижения нагрузки на окружающую среду может стать внедрение в практику природопользования принципа «нулевых сбросов». Рассматривается законодательное обеспечение указанного принципа, инициированное Российской газовым обществом в рамках темы «Правовой режим шельфа». Отмечается, что внедрение по сути безотходных технологий – путь труднодостижимый в настоящее время, если под ним понимать полное отсутствие вредных веществ в попадающих в природу выбросах, сбросах, отходах. Предлагается законодательная формулировка принципа «нулевых сбросов» при освоении шельфовых месторождений и возможные пути его реализации.

**Ключевые слова:** нулевые отходы, нулевой сброс, охрана окружающей среды, добыча полезных ископаемых, континентальный шельф, природоохранное право.

## «Zero discharge» principle and natural resource management

**V.V. Snakin**, Dr. Sci. (biol.), prof., Lomonosov Moscow State University, IFPB of RAS, «Energodiagnostika» LLC

**I.V. Vlasova**, «Energodiagnostika» LLC

**E.N. Khmeleva**, Ph.D., World Wildlife Fund of Russia

**M.Y. Basarygin**, Ph.D., «CentrKaspneftgaz»

**J.Y. Bazinovskaya**, NP «Russian Gas Society»

**Abstract.** Practical application of «zero discharge» principle can become an important tool for nature protection. Legislative support of the given principle, initiated by the Russian Gas Society in the frames of the subject «Legal regime of the shelf», is considered. It is noted that the introduction of essentially waste-free technologies is elusive at the moment if it implies a complete absence of harmful substances entering the nature in the form of emissions, discharges and waste. Legislative formulation of the «zero discharge» principle in the course of the offshore fields development is proposed, as well as possible ways of the principle implementation.

**Keywords:** zero waste, zero discharge, waste policy, environmental protection, mining, the continental shelf, Environmental Law.

УДК 622.32: 349.7: 574

### Введение

Одним из эффективных подходов повышения эффективности природоохранных мероприятий может стать активно обсуждаемая идея так называемых «нулевых отходов» (англ. *zero waste*) или применительно к водной среде «нулевых сбросов» (англ. *zero discharge*). Активному распространению в экологической литературе этого подхода способствовала книга Робина Мюррея «Цель — Zero Waste» [1]. При этом термин «нулевой сброс» подразумевает два значения: «ноль отходов» и «ноль потерь». В объединении этих двух значений

видится новый принцип отношения к отходам производства и потребления.

Прежде всего, стратегия такого подхода направлена на снижение практически до нуля токсичности отходов. Впервые активно стратегию начали применять правительства США и Канады в рамках второго Соглашения о повышении качестве воды Великих Озер, подписанныго в 1978 году. Международная совместная комиссия, которая отслеживала ход выполнения указанного Соглашения, дает следующее определение: «Под «нулевыми сбросами» подразумевается следующее: прекращение по-

ступлений из всех создаваемых человеком источников и магистралей в целях предотвращения любой возможности попадания стойких токсичных веществ в окружающую среду в результате деятельности человека. Чтобы полностью прекратить такие сбросы, необходимо прекратить их образование, использование, перевозку и размещение; такие сбросы просто должны стать невозможными. Таким образом, когда мы говорим «нулевые сбросы», мы не имеем в виду «уровень сбросов ниже уровня выявления». Мы также не имеем в виду, что будут применяться средства контроля, основывающиеся

на наилучшей существующей технологии, лучшие методы управления или очистные сооружения, которые все же допускают сброс некоторого остаточного количества химических веществ» (цит. по [1]).

Идея нулевых сбросов была провозглашена (без использования этого термина) в Конвенции о защите морской среды в районе Северо-Восточной Атлантики (OSPAR Convention, 1992) и в Барселонской конвенции по защите Средиземного моря от загрязнений (1993). При этом ставилась задача снижения к 2000 году сбросов и выбросов веществ, обладающих такими свойствами, как токсичность, стойкость и способность к биоаккумуляции до уровней, которые не могут причинить вреда человеку или природе, с целью последующего полного исключения таких сбросов и выбросов.

Следует иметь ввиду, что на практике реальное отсутствие вредных веществ ограничено снизу пределом обнаружения применяемых химико-аналитических методов. Однако и этот нижний предел наличия токсичных веществ очень труднодостижим, особенно при наличии риска непредвиденных ситуаций аварийного плана.

Внедрение по сути безотходных технологий (поскольку «нулевой сброс» и есть реализация принципа безотходности) — путь не только сложный, но и практически нереализуемый в чистом виде при современном уровне технологий добычи полезных ископаемых, поскольку принцип «нулевых отходов», как его понимают в международном экологическом пространстве, означает полное отсутствие вредных веществ в попадающих в природу выбросах, сбросах, отходах. В сбрасываемых водах всегда в каком-то количестве присутствуют вредные вещества.

### Практика использования принципа «нулевых сбросов»

Основной международный до-

кумент, касающийся перемещения отходов, — Базельская конвенция о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением (Базель, 1989) не дает определения понятия «нулевой сброс».

Требование «нулевого сброса» («zero discharge») с платформ, расположенных на континентальном шельфе, в 2007 году включено в План действий по охране Балтийского моря в рамках Хельсинской конвенции (HELCOM Baltic Sea Action Plan) [2]. Однако в Плане не расшифровывается определение данного понятия.

В Рекомендациях по добыче нефти и газа на континентальном шельфе в Арктике Арктического совета (Arctic Council Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines, 2009) указывается, что «сбросы веществ в морскую среду допустимы только в тех случаях, когда технологии «нулевого сброса» или закачки в скважины технические недостижимы» [3]. Данные рекомендации, хотя и упоминают без толкования понятие «нулевой сброс», содержат довольно детальные рекомендации о порядке обращения с отходами, образованными в ходе бурения, а также с иными отходами.

В Российской Федерации правовое регулирование понятия «нулевой сброс» практически отсутствует. В ряде нормативных и не-нормативных правовых актов это понятие используется, но не дается его определения (толкования) и/или трактовка его различна.

Так, например, Постановление Правительства РФ от 21 ноября 2007 года № 801 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 1996 г. № 480» предусматривает, что при реализации системы мероприятий по комплексному развитию Командорских островов, в ходе проектирования и строительства будет учитываться, в том числе, и требование обеспечения нулевого уровня выбросов и сбро-

сов загрязняющих веществ.

Распоряжение Правительства РФ от 17 мая 2011 года № 827-р «О конкурсе на право пользования участком недр федерального значения, включающим северную оконечность месторождения Чайво, расположенным в пределах территориального моря РФ в районе Охотского моря, для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, осуществляемых по совмещенному лицензии» включает в условия конкурса требование применения стандартов «нулевого сброса» и обратную закачку в пласты буровых и прочих отходов, запрет сброса льяльных вод в море.

Некоторые российские компании в добровольном порядке реализуют стандарты «нулевого сброса», но подходы к обеспечению данного принципа различны. Например, как указывается в отчете ПАО «ЛУКОЙЛ» о деятельности в области устойчивого развития за 2011–2012 годы «нулевой сброс» является ключевым принципом компании при работе в морских акваториях. Он означает полное запрещение сбросов в море и транспортировку всех отходов на берег для утилизации [4].

При эксплуатации морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» ООО «Газпром нефть шельф» также упоминает этот подход. В документах, размещенных на сайте компании, указывается, что при строительстве скважин реализуется принцип «нулевого сброса» всех видов отходов. Промышленное захоронение отработанного бурового раствора, шлама и других технологических отходов производится в специально пробуренную поглощающую скважину [5]. При необходимости, вредные отходы должны собираться в контейнеры и вывозиться на берег для последующей утилизации; пластовая вода и нефтесодержащие воды должны предварительно очищаться и также закачиваться в сква-

жину [6].

Учитывая активное развитие нефтегазодобычи на континентальном шельфе Российской Федерации, в целях сохранения морских экосистем необходимо установить единые требования для всех компаний и проектов в части обращения с отходами и подходами к принципам и стандартам «нулевого сброса».

### **Законодательное обеспечение «принципа нулевых сбросов»**

Для того чтобы «принцип нулевых сбросов» стал действующим, необходимо его законодательное обеспечение. Деятельность в этом направлении была инициирована Некоммерческим партнерством «Российское газовое общество» в рамках направления «Правовой режим шельфа», для чего была создана рабочая группа по выполнению Целевой программы «Совершенствование нормативного правового регулирования отношений в области газоснабжения».

Понятия «нулевой сброс» предлагается ввести как в Федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации», так и в Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». При этом возможно учитывать это понятие и в других законотворческих процессах в Российской Федерации. Например, в разрабатываемом по решению Морской коллегии РФ Министерством обороны РФ проекте федерального закона «О государственном управлении морской деятельностью».

Учитывая практическую недостижимость в «чистом» виде «нулевых сбросов» в практику современного природопользования, следует законодательно ввести понятие «принцип нулевых отходов», как цель, к которой необходимо стремиться.

В качестве возможной формулировки «принципа нулевого сброса» нами предлагается следующее определение: «принцип нулевого

сброса» означает предотвращение поступления в морскую среду вредных (загрязняющих) веществ из всех антропогенных источников и магистралей при создании, эксплуатации, использовании и ликвидации искусственных островов, установок и сооружений, при проведении буровых работ при региональном геологическом изучении, разведке и добыче минеральных ресурсов и водных биоресурсов [7].

При этом могут быть установлены требования о запрете отдельных видов загрязняющих веществ. Например, может быть установлен запрет на сброс сточных вод, загрязненных нефтью.

Целью введения понятия «нулевой сброс» и применения его в обязательном порядке является обеспечение экологического воздействия в ходе добычи и в период до разработки нефтяных и газовых месторождений в границах, определенных международными и национальными правовыми актами, и соответствие принципам наилучших доступных технологий и наилучшей экологической практики.

Внедрение «принципа нулевого сброса» в российское законодательство возможно разделить на два этапа: 1-й этап — снижение содержания токсических веществ в сбросах и выбросах до уровней, не причиняющих вреда человеку и экосистемам; 2-й этап — полное отсутствие токсичных веществ в сбросах и выбросах, учитывая способность токсичных веществ накапливаться в окружающей среде (биоаккумуляция) до токсических уровней.

То есть на первом этапе возможно введение «мягкой» формулировку принципа, путем снижения содержания токсических веществ до уровней, не причиняющих вреда человеку и экосистемам в соответствии с современным уровнем научных знаний. А на втором этапе (например, с 2020 года или несколько позже) ввести понимание принципа в полном («жестком») его значении. Также необходимо предусмотреть «прин-

цип нулевого сброса» при разработке справочников наилучших доступных технологий для предприятий топливно-энергетического комплекса.

Важно также предусмотреть преференции (льготный налоговый режим) для хозяйствующих субъектов, которые ранее установлены в законодательстве сроков внедрят «принцип нулевого сброса», снижая сбросы токсичных веществ ниже уровня допустимых величин, закрепленных в действующих нормативных документах.

При внедрении «принципа нулевого сброса» необходимо опираться на положения Федерального закона от 21.07.2014 № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» в части применения наилучших доступных технологий и введение технологических нормативов воздействия на окружающую среду. Этот закон также предполагает поэтапное введение некоторых положений в правоприменимую практику. Полезным представляется также разработка «дорожных карт» по переходу на принципы наилучших доступных технологий [8].

При разработке подходов к реализации «принципа нулевого сброса» в арктических морях необходимо также учитывать упомянутые выше Рекомендации по добыче нефти и газа на континентальном шельфе в Арктике Арктического совета.

Реализация «принципа нулевых сбросов» может достигаться путем внедрения следующих мер:

- сохранения приоритета природных экосистем; удаления объектов промысла и продуктопроводов от особо охраняемых природных объектов;
- исключения сбросов сточных вод в море, за исключением сточных вод, очищенных до установленных нормативов допустимых сбросов или техноло-

- гических нормативов;
- создания замкнутых систем технического водоснабжения, плавучих или стационарных очистных сооружений и средств для приема нефтесодержащих вод и других вредных веществ;
- размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд, а также буровых растворов, после их очистки до установленных нормативов допустимых сбросов или технологических нормативов;
- вывоза бурового шлама и других отходов, образующихся

при создании, эксплуатации, использовании и ликвидации искусственных островов, установок, сооружений, проведении буровых работ при региональном геологическом изучении, геологическом изучении, разведке и добывче углеводородного сырья на берег;

- применения наилучших доступных технологий для минимизации образования отходов и обращения с ними.

### Заключение

Для обеспечения минимизации вредного воздействия на окружающую природную среду целесообразно введение понятия

«нулевого сброса» в законодательство страны. Поскольку существующие технологии не позволяют обеспечить полное отсутствие токсичных веществ в сбросах, следует законодательно закрепить понятие «принцип нулевых сбросов» как цель, к которой нужно стремиться.

В ходе практического внедрения «принципа нулевого сброса» в практику природопользования важно предусмотреть преференции (льготный налоговый режим) для хозяйствующих субъектов, продолжающих снижение сбросов токсических веществ даже по достижении допустимых норм негативного воздействия на окружающую среду, закрепленных в нормах.

### Список использованных источников

1. *Murray R.* Цель — Zero Waste / Перев. с англ. — М.: ОМННО «Совет Гринпис», 2004. — 232 с.
2. HELCOM Baltic Sea Action Plan. — URL: [http://www.helcom.fi/Documents/Baltic%20sea%20action%20plan/BSAP\\_Final.pdf](http://www.helcom.fi/Documents/Baltic%20sea%20action%20plan/BSAP_Final.pdf)
3. URL: [http://www.pame.is/images/03\\_Projects/Offshore\\_Oil\\_and\\_Gas/Offshore\\_Oil\\_and\\_Gas/Arctic-Guidelines-2009-13th-Mar2009.pdf](http://www.pame.is/images/03_Projects/Offshore_Oil_and_Gas/Offshore_Oil_and_Gas/Arctic-Guidelines-2009-13th-Mar2009.pdf)
4. URL: [http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2013/Lukoil\\_OD\\_rus.pdf](http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2013/Lukoil_OD_rus.pdf)
5. URL: <http://www.shelf-neft.gazprom.ru/d/textpage/4f/79/referat-po-planu-lrn-2013.pdf>
6. URL: <http://www.shelf-neft.gazprom.ru/press/news/2013/12/17/>
7. *Снакин В.В., Власова И.В., Коновалова О.В., Черничкин Р.В., Хмелёва Е.Н.* Законодательное обеспечение принципа нулевых сбросов при освоении шельфовых месторождений // Проблемы анализа риска. 2015. Т. 12. № 5. — С. 16–20.
8. *Ishkov A.G., Pytstina N.B.* Анализ для Группы «Газпром» перспектив перехода на нормирование воздействия на окружающую среду по наилучшим доступным технологиям // Научный журнал Российской газового общества. 2014. № 3. — С. 35–38.

### References

1. *Murray R.* Zero Waste. — London: Canonbury Villas, 2002. — 213 pp.
2. HELCOM Baltic Sea Action Plan. — URL:[http://www.helcom.fi/Documents/Baltic%20sea%20action%20plan/BSAP\\_Final.pdf](http://www.helcom.fi/Documents/Baltic%20sea%20action%20plan/BSAP_Final.pdf)
3. URL: [http://www.pame.is/images/03\\_Projects/Offshore\\_Oil\\_and\\_Gas/Offshore\\_Oil\\_and\\_Gas/Arctic-Guidelines-2009-13th-Mar2009.pdf](http://www.pame.is/images/03_Projects/Offshore_Oil_and_Gas/Offshore_Oil_and_Gas/Arctic-Guidelines-2009-13th-Mar2009.pdf)
4. URL: [http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2013/Lukoil\\_OD\\_rus.pdf](http://www.lukoil.ru/materials/doc/social/2013/Lukoil_OD_rus.pdf)
5. URL: <http://www.shelf-neft.gazprom.ru/d/textpage/4f/79/referat-po-planu-lrn-2013.pdf>
6. URL: <http://www.shelf-neft.gazprom.ru/press/news/2013/12/17/>
7. *Snakin V.V., Vlasova I.V., Konovalova O.V., Chernichkin R.V., Khmeleva E.N.* Legislative support of «zero discharge» principle in the course of the offshore fields development // Issues of risk analysis. 2015. T. 12. № 5. — P. 16–20 (in Rus.).
8. *Ishkov A.G., Pytstina N.B.* For Gazprom Group of companies — Analysis of prospects for adoption of environment impact regulatory actions using the most advanced available technologies // Academic periodical of Russian gas Society. 2014. № 3. — P. 35–38 (in Rus.).

# О проектировании систем контроля технического состояния подземных газопроводов

**Н.Д. Войтех**, ведущий инженер ОАО «НИПИгазпереработка», кандидат технических наук

**Ю.А. Журавлёв**, инженер первой категории ОАО «НИПИгазпереработка»

**А.С. Кондаков**, главный инженер Проекта ОАО «НИПИгазпереработка»

**Аннотация.** Транспортировка по магистральным трубопроводам коррозионноагрессивных этанизированной ШФЛУ (ЭШФЛУ) и ПНГ ставит задачу при проектировании подземных трубопроводов обеспечить контроль скорости коррозии и дефектов материала трубопроводов, задача решается применением матричных УЗ-датчиков толщинометрии и датчиков АЭК, установленных непосредственно на заглубленных трубопроводах.

**Ключевые слова:** ЭШФЛУ, ПНГ, подземные трубопроводы, матричные УЗ датчики, АЭК.

## About designing systems of control of technical condition of underground pipelines

**N.D. Vojtech**, leading engineer OAO NIPIGaspererabotka, Ph. D. of technical sciences

**Yu.A. Zhuravlev**, engineer of the first category OAO NIPIGaspererabotka

**A.S. Kondakov**, chief project engineer OAO NIPIGaspererabotka

**Abstract.** Transportation via trunk pipelines corrosionresisting ethnisierung APG (EAPG) and raw NGL puts the task in the design of underground pipelines to ensure the speed control corrosion and material defects of the pipelines, the problem is solved by applying a matrix of US sensors thickness gauging and sensors AEC, installed directly on the buried pipelines.

**Keywords:** tunisiana NGL, associated gas, underground pipelines, buried matrix of ULTRASONIC sensors, the AEC.

УДК 665.622.691.4:665.6.12.2

Трубопроводы для транспортировки СУГ и попутного нефтяного газа являются опасными промышленными объектами, поэтому контроль их технического состояния является неотъемлемой частью эксплуатационного обслуживания.

Одними из основных функций системы контроля технического состояния (СКТС) газопроводов является определение изменения толщины и нарушения целостности стенок за счет коррозионных процессов и механических воздействий. Свободный доступ к любому участку значительно упрощает текущий контроль за техническим состоянием газопроводов надземной прокладки. Доступ же к газопроводам подземной прокладки крайне затруднен и поэтому возможность их технического контроля должна закладываться уже на стадии проектирования.

Институтом НИПИгазпереработка разработано несколько проектов магистральных трубопрово-

дов для транспортировки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и попутного нефтяного газа (ПНГ), каждый протяженностью несколько сот километров. Отличительной особенностью данных объектов является вероятность проявления коррозионной активности со стороны транспортируемой среды. Потенциальная коррозионная активность данных сред определяется: для этанизированной ШФЛУ — высоким содержанием диоксида углерода в этане, транспортируемом совместно с ШФЛУ, а для ПНГ — присутствием кислотных компонентов. Коррозионная активность транспортируемых сред реализуется при появлении свободной влаги даже в виде тонкой пленки на стенках трубопроводов. Поэтому СКТС рассматриваемых объектов должна включать контроль за коррозией со стороны рабочей среды.

Обязательным компонентом системы СКТС газопроводов являет-

ся внутритрубная диагностика, для осуществления которой в проекте должны быть предусмотрены камеры пуска/приема очистных и диагностических устройств, а проходное сечение должно обеспечивать прохождение внутритрубных снарядов на протяжении всего трубопровода.

Поскольку визуальный и контактный контроль в процессе эксплуатации газопровода невозможен, то в дополнение к внутритрубной диагностике в проекты включаются средства для мониторинга коррозии со стороны транспортируемой среды и акустического эмиссионного контроля (АЭК) за дефектами в металле газопровода. Датчики коррозии и АЭК устанавливаются подземно непосредственно на трубопроводе. Сигнальными кабелями датчики связаны с наземными устройствами, позволяющими фиксировать информацию, поступающую от датчиков и анализировать ее.

## Выбор мест размещения средств контроля

Выбор координаты размещения стационарного оборудования для контроля коррозии рассмотрим на примере газопровода ПНГ, выполненного в заглубленном исполнении. Решение было принято на основании расчетного расчета профиля скоростей внутренней коррозии по модели De Waard C. and Millians D.E. [1]. Расчетный профиль скоростей коррозии вдоль газопровода приведен в табл. 1. При расчете приняты следующие концентрации коррозионно активных компонентов:  $\text{CO}_2$  — 0,4% мольных,  $\text{H}_2\text{S}$  — 0,004 г/м<sup>3</sup> и  $\text{O}_2$  — 0,035% мольных.

Сравнение расчетного профиля скоростей внутренней коррозии с результатами анализа технического состояния аналогичного газопровода, который ранее эксплуатировали на этом участке с аналогичными параметрами газа, показал полную сопоставимость распределения скоростей коррозии вдоль трассы. Наибольшие скорости коррозии внутренней стенки находившегося в эксплуатации газопровода составили 0,15–0,2 мм/год.

Таблица 1

Величины расчетных скоростей внутренней коррозии стенки газопровода

Расстояние по трассе, км	Скорость коррозии расчетная, мм/г
0,0	0,25
3,5	0,25
8,5	0,25
16,5	0,20
19,0	0,19
30,0	0,15
43,0	0,12
43,5	0,12
44,0	0,12
57,0	0,10
63,0	0,10
65,0–101,0	< 0,10

Место обустройства пункта мониторинга коррозии выбрано в начале газопровода перед камерой пуска внутритрубных устройств. При этом попутно была решена задача контроля коррозии на участке, не охваченном внутритрубной диагностикой, так как камера пуска/приема находится не в самом начале газопровода.

Кроме напряжений от внутреннего рабочего давления и нормального давления со стороны грунта в процессе эксплуатации на заглубленный трубопровод действуют дополнительные нагрузки, связанные с деформацией грунтов при сезонных замерзаниях и оттаивании. Дополнительные нагрузки, в свою очередь, могут привести к появлению трещин и разрывов в металле газопровода. К зонам с наибольшей дополнительной нагрузкой относятся участки начала и конца перехода трубопровода через водные объекты, особенно при укладке с заглублением в дно. В этом случае трубопровод приобретает значительную деформацию, копируя траншею или пробуренную для его укладки скважину, а береговые участки грунта, насыщенные водой, подвержены значительным сезонным деформациям при промерзании и оттаивании грунта, что создает дополнительные механические напряжения в стенках трубопровода.

Интервал трубопровода, обустроенный системой акустического эмиссионного контроля, соответствует подземному переходу под рекой и позволяет локализовать акустические сигналы на береговых участках подводного перехода и получать акустические сигналы из интервала самого перехода.

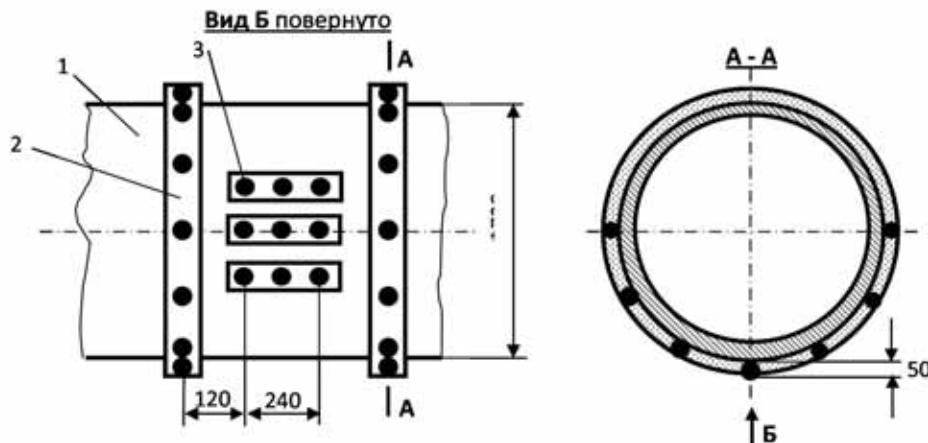
## Выбор средств контроля

Для обустройства подземного пункта контроля коррозии использована матричная система ультразвуковой толщинометрии. Такие

системы, предлагаемые рядом производителей, состоят из группы ультразвуковых (УЗ) датчиков, соединенных в единую конструкцию — матрицу полимерным литьем корпусом, стойким к коррозионным воздействиям. Эта конструкция с помощью клея, герметики и крепежных элементов, входящих в комплект поставки, может монтироваться в любом месте наружной поверхности трубопровода, не повреждая его, и покрываться гидроизоляцией вместе с трубопроводом. Сигнальный кабель соединяет матричный датчик с клеммным ящиком, закрепленным на терминальной стойке на поверхности земли. Через клеммный ящик датчики коммутируют с преобразовательной измерительной аппаратурой.

Описанная система позволяет с необходимой периодичностью измерять остаточную толщину стенки газопровода одновременно в нескольких точках, образующих своеобразную контрольную сетку. По изменению толщины стенок во времени можно определять распределение скоростей коррозии на контролльном участке внутренней поверхности. Матричная система УЗ контроля коррозии имеет преимущества по трудоемкости, продолжительности монтажа и надежности в эксплуатации по сравнению с системами, состоящими из индивидуальных УЗ датчиков. На рис. 1 приведена схема расположения матричных УЗ датчиков на контролльном участке газопровода. Компоновку матриц и расстояние между датчиками внутри матриц, можно менять, задавая эти параметры изготовителю.

Кроме матричного пункта контроля коррозии на газопроводе обустроены пункты доступа, через которые в полость трубопровода можно вводить датчики-зонды и форсунки для впрыска реагентов. Пункты доступа оборудованы специальными устройствами, которые позволяют производить опе-



**Рис. 1.** Схема расположения УЗ-датчиков толщиномеров матричной системы:  
1 — трубопровод, 2 — кольцевые матрицы с УЗ-датчиками, 3 — линейные  
матрицы.

Таблица 2

Нормативные предельные значения контролируемых параметров

Наименование контролируемого параметра	Нормативные предельные значения	Мероприятия, которые необходимо провести при превышении измеренными величинами нормативных предельных значений
1. Скорость коррозии, измеренная по результатам неразрушающего контроля (УЗК): максимальное значение скорости коррозии за период между двумя последними измерениями, $\text{мм}/\text{г}$	< 0,05	Среда неагрессивная, периодичность контроля 6 месяцев.
	0,05–0,10	Среда малоагрессивна, периодичность контроля 4 месяца.
	0,10–0,20	Среда среднеагрессивна, периодичность контроля 2 месяца. Установить гравиметрические образцы — свидетели на пункте доступа для дополнительного контроля коррозии. При достижении скорости коррозии величины 0,18 подготовить технологическое оборудование и реагенты для дозирования ингибитора коррозии в пункте доступа.
	> 0,20	Среда агрессивна, периодичность контроля 1 месяц, необходимо применение противокоррозионной защиты. Начать противокоррозионное ингибирование в пункте доступа.
2. Износ стенки газопровода по толщине (УЗК)	80% прибавки к толщине стенки для компенсации коррозионного износа	Газопровод эксплуатировать в штатном режиме.
	> 80% прибавки к толщине стенки для компенсации коррозионного износа	Период между измерениями остаточной толщины стенки и скорости коррозии на пункте контроля коррозии уменьшить в два раза по сравнению с соответствующими величинами по п. 1. Провести внеочередную ВТД. Готовить план мероприятий по ремонту участков газопровода, остаточная толщина стенок которых достигла величины, меньше отбраковочной.
3. Сигналы АЭК		Для исключения ложного срабатывания необходимо провести дополнительный контроль участка, на котором обнаружен источник сигнала
• обнаружение источников акустической эмиссии II, III и IV классов		
• сигнал «Критический источник акустической эмиссии» в автоматическом режиме		Прекратить нагружение давлением трубопровода до выяснения причин и классификации источника эмиссии.

рации по вводу и извлечению зондов без сброса рабочего давления в газопроводе. Пункты доступа расположены ближе к началу газопровода, чем участок контроля коррозии, и после него, и являются резервным компонентом системы контроля коррозии, а при необходимости через них можно оперативно начать дозирование ингибитора коррозии или другого реагента.

Система АЭК, предназначенная для периодического контроля за механической целостностью трубопровода, комплектуется акустическими датчиками, монтируемыми непосредственно на трубопроводах и закапываемыми вместе с ним, терминальными стойками с клеммными коробками, соединенными подземными кабелями с датчиками. Посредством терминала к датчикам периодически подключают контрольно-измерительную переносную аппаратуру и снимают параметры текущего состояния трубопровода на контролируемом участке. Таким образом, общая архитектура системы АЭК аналогична архитектуре матричной системы контроля коррозии, за исключением того что одиночные датчики разнесены вдоль трубопровода.

Принятые нормативные предельные значения параметров, контролируемых СКТС, и мероприятия, которые необходимо провести при превышении измеренными величинами нормативных предельных значений, приведены в табл. 2.

При проектировании рассматриваемых систем контроля за коррозией и за дефектами стенок газопровода следует обеспечить:

- подъездные дороги для удобства доступа к терминальным стойкам;
- подачу к терминальным стойкам переменного электрического тока с напряжением 220 В.

Например, для газопровода в Западной Сибири, проложенного

по заболоченной местности, установка терминальных стоек производится на площадках крановых узлов, имеющих искусственную подсыпку и обеспеченных путями подъезда, электричеством и каналами связи.

На *фото 1* — момент монтажа матричной системы контроля коррозии.

Спроектированные системы успешно эксплуатируются на введенных в работу магистральных трубопроводах ШФЛУ и ПНГ.



**Фото 1.** Внешний вид изолированной системы УЗ толщинометрии, смонтированной на подземном трубопроводе

#### Список использованных источников

1. De Waard C., Millians D.E. Прогнозирование СО<sub>2</sub> коррозии углеродистой стали // Коррозия 93, NACE, 1993. — С. 69.

#### References

1. De Waard C., Millians D.E. Prediction of CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel // Corrosion 93, NACE, 1993. — P. 69.

# Инновационная комплексная система мониторинга скважин «ПетроЛайт»

**В.Д. Малкина**, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

**Т.И. Галимов**, заместитель генерального директора ООО «ПетроЛайт»

**С.И. Васютинская**, Московский государственный университет геодезии и картографии,  
кандидат экономических наук

**А.Г. Киселёв**, начальник Службы перспективного развития ЗАО «ОМЕГА»

**Аннотация.** Опираясь на богатый практический и исследовательский опыт, российская компания «ПетроЛайт» разработала комплексную систему мониторинга скважин, действие которой основано на применении волоконно-оптических технологий. Система позволяет в режиме реального времени получать ключевую информацию о работе скважины, необходимую для оперативного принятия управленческих решений.

**Ключевые слова:** волоконно-оптический датчик, геофизические исследования скважин, оптоволокно, распределенный датчик температуры, оптоволоконный акустический датчик, геофизический оптоволоконный кабель, мониторинг скважин, оценка технического состояния скважин.

## Innovative PetroLight Complex well monitoring System

**V.D. Malkina**, Moscow State Gubkin-University of Oil and Gas

**T.I. Galimov**, PetroLight Company deputy Director general

**S.I. Vasyutinskaya**, Moscow State University of Geodesy and Cartography

**G.A. Kiselev**, OMEGA Company Business development department director

**Abstract.** Relying on a wealth of practical experience and research, the Russian company PetroLight has developed Complex Well Monitoring System, the operation of which is based on the use of fiber-optic technologies. The system allows receiving real-time critical information about the well operation which is required for the quick management decisions.

**Keywords:** oil and gas pipelines' monitoring, wire-line well survey, fiber optics, distributed temperature sensor, fiber optical acoustic sensor, geophysical fiber optical cable, well control, evaluation of well technical status.

УДК 621.43.032.8:681.586.4:001.895



В условиях интенсивного импортозамещения в ТЭК темпы и перспективы развития отечественной нефтегазовой отрасли в значительной мере определяются применением инновационных технологий. При этом одним из глобальных трендов стало замещение механизированного труда роботизированным, что предусматривает не только разработку и внедрение

технологий искусственного интеллекта, но и поднятие на необходимый уровень всех звеньев производственного механизма.

Общеизвестно, что своевременное получение точной информации об изменениях внутристекущих условий имеет принципиальное значение для поддержания безопасного и эффективного технологического режима эксплуатации

залежи и месторождения в целом. Поэтому ведущие российские и зарубежные нефтегазовые компании все больше внимания уделяют интеллектуализации скважин, автоматизируя процесс не только добычи, но и принятия управленческих решений.

Внедрение технологий искусственного интеллекта ознаменовало собой новый этап в эволюции практики эксплуатации скважин. Ведь в скважинах со стандартным набором оборудования отсутствует возможность адекватного реагирования на изменение внутристекущих условий, а в основном разделение добываемой продукции на отдельные фазы (нефть, газ и вода) происходит уже после ее поступления на устье. В интеллек-

туальной скважине процесс принятия решения и реакции на изменения должен быть автоматизирован.

В целом интеллектуальная скважина состоит из трех объединенных одной логической цепью компонентов: системы получения забойной информации о работе пластов и оборудования в скважине, полностью или частично автоматизированной системы принятия решений, а также модуля изменения параметров работы скважины. Всю необходимую информацию о работе скважины и пласта должны предоставить оптоволоконные технологии — именно таков принцип, заложенный разработчиками компании «ПетроЛайт», начавшей исследования в данной области более 12 лет назад. За это время совместно с ОАО «АК «Транснефть» было создано ЗАО «ОМЕГА», через которое волоконно-оптической Системой обнаружения утечек и контроля активности (СОУиКА «ОМЕГА») оснащено уже более 5,5 тыс. км отечественных трубопроводов.

В основу работы этого класса оптоволоконных сенсоров положено явление рассеяния света внутри световода, исполняющего роль и сенсора, и среды передачи сигнала. Характерной особенностью сенсоров, регистрирующих рассеянное излучение, является их распределенность вдоль непрерывной световедущей сердцевины: отра-

жения рассеянного света происходят на всем протяжении оптоволокна, и отражение от каждого элементарного участка определяет состояние этого участка, обусловленное температурой или иными физическими факторами. При этом регистрация отраженных сигналов позволяет оценить, как распределяется температура или деформация вдоль расположенного сенсора. Таким образом, временной метод выделения отраженных сигналов (OTDR) позволяет оценивать температуру либо в заданных точках, либо непрерывно вдоль всей протяженной линии волокна.

Постоянно совершенствуя волоконно-оптические технологии, разработчики из компаний «ОМЕГА» и «ПетроЛайт» пришли к созданию высокочувствительного контрольно-измерительного комплекса, действие которого до недавних пор было основано на применении двух распределенных датчиков: температуры и вибраакустических колебаний. Для представленной этой осенью специалистам Системы комплексного мониторинга скважин (СКМС) (рис. 1 и 2) потребовался также уже запускаемый в серийное производство точечный датчик давления, а распределенный температурный сенсор был адаптирован для определения абсолютных значений температуры. Блок измерения абсолютной температуры

(БИАТ) фиксирует изменения профиля температурных колебаний по всей длине ствола скважины в непрерывном режиме.

Согласно общепринятым экспертным расчетам, найдены основные технические параметры волоконно-оптических систем для определения работы пластов (табл. 1).

Таблица 1  
Основные технические параметры волоконно-оптических систем для определения работы пластов

Параметр	Значение
Разрешение по длине подключенного распределенного датчика, м	Не менее 0,6
Чувствительность на единичном отрезке распределенного датчика температуры, °C	Не более 0,1
Максимально возможная длина подключенного распределенного датчика температуры, км	3–5
Контролируемый температурный диапазон, °C	От –20 до +250
Инерционность измерительной системы (учитывающей время накопления сигнала и инерционность геофизическо-	Не более 20

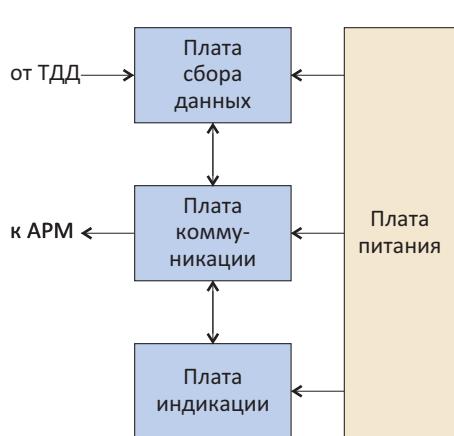


Рис. 1. Структура блока измерения давления СКМС

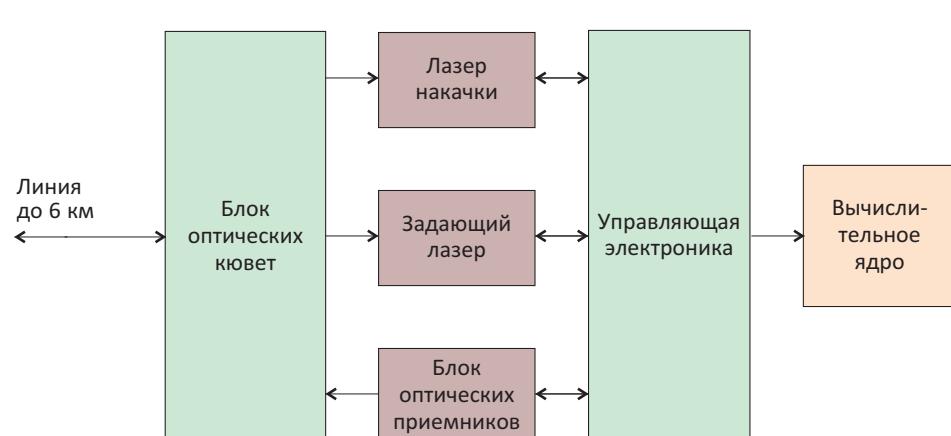


Рис. 2. Структура блока измерения абсолютной температуры СКМС

ка абсолютной температуры на длине до 6 км. Причиной тому — богатый практический опыт разработчиков, впервые применивших прообраз СКМС на Ашальчинском месторождении в Татарстане еще в 2007 году.

Принципиально СКМС состоит из волоконно-оптического кабеля, который размещается в стволе скважины, и логического модуля, оснащенного блоками измерения температуры, вибрации и давления, а также блоком беспроводного питания, обеспечивающим функционирование системы при отключении внешнего электропитания. В качестве сенсора в СКМС используются волоконно-оптические кабели типа КД, выпускаемые по ТУ 3587-015-51154035-2015. Автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) связано с логическим модулем СКМС через локальную сеть. Созданное на базе персонального компьютера АРМ отображает результаты мониторинга скважины: произошедшие события с указанием их места и времени. Запись показаний происходит в режиме реального времени по всей длине кабеля, погруженного в скважину.

Отличительными особенностями оптоволоконной СКМС являются:

- возможность измерения поля (профиля) физических величин по длине ствола скважины в реальном времени без перемещения датчика;
- высокая надежность и длительный срок работы системы вследствие отсутствия в скважине сложных электронных и механических устройств и электрического канала связи;
- высокая стабильность функционирования и помехозащищенность датчика, обеспечивающие работу системы термометрии в течение межремонтного периода или жизни скважины;
- возможность исследования и мониторинга работы скважин со сложной схемой заканчивания, включая горизонтальные дополнительные стволы, многоствольные скважины, а также скважины с размещением в стволе управляемого оборудования и управляющих устройств, конструкция которых не позволяет размещать в стволе традиционные приборы ГИС;
- использование одного волоконного световода для измерения разных физических величин;
- возможность мониторинга одновременно нескольких скважин с использованием одного наземного, стационарно расположенного или мобильного прибора;
- измерение теплового профиля одновременно по всей длине ствола скважины и забойного давления в режиме реального времени без перемещения датчика;
- высокая стабильность работы оптоволоконных датчиков в агрессивной среде, обеспечивающая функционирование системы термометрии и барометрии на протяжении всего периода эксплуатации скважины;
- свободный доступ к электронному оборудованию упрощает работы по его модернизации и техническому обслуживанию.

СКМС предназначена для непрерывного мониторинга и регистрации изменений температуры, давления и акустических колебаний в стволе скважины. Работа блоков измерения основывается на анализе обратно рассеянного оптического излучения, несущего информацию о характере, месте и времени возмущения оптического волокна.

Акустические колебания измеряются и регистрируются блоком измерения акустических колеба-



Логический модуль СКМС компании «ПетроЛайт»



Образец волоконно-оптического точечного датчика давления испытывается в лаборатории компании «ПетроЛайт»

ний (БИАК). Использование одного и того же специализированного оптоволоконного погружного кабеля с несколькими оптическими волокнами позволяет не только измерять температуру, но и регистрировать акустические воздействия вдоль всего ствола скважины. Распределенная волоконно-оптическая система акустического мониторинга позволяет локализовать акустические воздействия, регистрировать их частоту и амплитуду. Анализ акустического шума позволяет определять места негерметичности обсадной колонны и НКТ, пакеров, а также выявлять заколонные перетоки.

Контроль изменения забойного давления ведется с использованием точечного датчика давления, размещенного в нижней точке кабеля-датчика. Наблюдение за изменениями давления в разных интервалах возможно с использованием нескольких (не более 5 на одно волокно) точечных датчиков (квазираспределенный датчик).

Использование СКМС трех типов датчиков (БИД, БИАТ, БИАК) повышает точность определения события. Сокращение числа случаев вмешательства в скважину с целью выяснения причин сбоев ее работы приведет к снижению расходов, простоев, а также эксплуатационных и экологических рисков и угроз безопасности.

Примером подобного рода быстродействия системы служит решение задачи выявления мест негерметичности эксплуатационной колонны добывающей скважины. Несомненным преимуществом является возможность исследования и мониторинга работы скважин со сложной схемой заканчивания, конструкция которых не позволяет размещать в стволе традиционные приборы ГИС, включая горизонтальные дополнительные стволы, многоствольные скважины, интеллектуальные скважины с размещением в стволе управляемого оборудования и управляющих устройств. Помимо прочего возмож-

жен мониторинг температурного поля в период сооружения скважины, то есть в период бурения ствола и крепления промежуточной и эксплуатационной колонн. Оптоволоконный кабель, установленный в зоне цементирования кондуктора (в криолитозоне), может выполнить важную функцию контроля качества цементирования колонны. В этом случае фиксируются локальные тепловые поля, которые образуются в результате эндотермической реакции в процессе образования цементного камня. Равномерный уровень теплового поля в зоне цементирования характеризует высокое качество цементного камня. Низкий, рваный профиль теплового поля характеризует невысокое качество цементного камня или его отсутствие, что свидетельствует о низком качестве цементирования скважины в целом и требует выполнения ремонтных работ.

Таким образом, СКМС выполняет следующие основные задачи:

- измерение профиля температурных колебаний по всей длине ствола скважины в непрерывном режиме;
- измерения забойного давления;
- контроль притока по всей длине горизонтального участка ствола скважины с целью определения эффективности его функционирования;
- контроль работы отдельных пропластков продуктивного горизонта в вертикальных и наклонно-направленных скважинах;
- определение профиля приемистости в нагнетательных скважинах.
- гидропрослушивание в постоянном режиме;
- контроль эффективности закачки, обнаружение локальных зон потерь тепла в паронагнетательных скважинах;
- определение зон растепления линз вечной мерзлоты в заколонном пространстве;

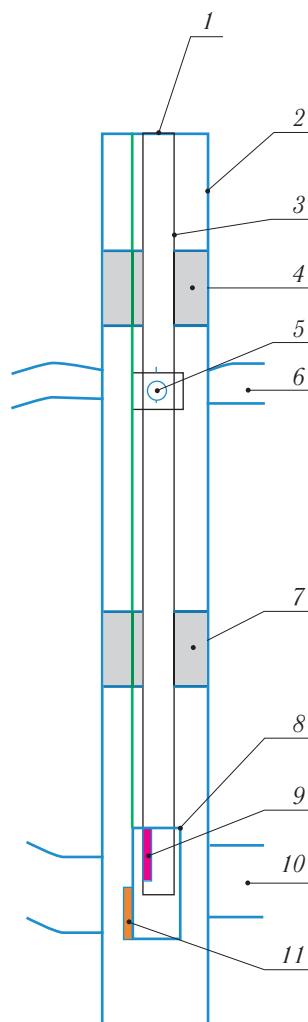
- определение начала гидратобразования в газовых и газоконденсатных скважинах;
- определение эффективности закачки компримированного газа в газоконденсатных скважинах и ПХГ;
- выявление зон нарушения герметичности эксплуатационной колонны и колонны НКТ;
- определение заколонных перетоков.

Возвращаясь к уже затронутому нами вопросу о разделении добываемой продукции на отдельные фазы, следует отметить, что содержание растворенного газа в нефти в течение эксплуатации залежи меняется в сторону уменьшения, но эти процессы происходят не сиюминутно, а растягиваются на весь период разработки пласта. Как правило, в разных продуктивных пластах одного и того же месторождения содержание растворенного газа будет разным. С целью определения концентрации газа, нефти, воды и механических примесей из потока флюида, в скважинах периодически производится отбор проб.

Одним из важнейших вопросов при добыче углеводородов, является организация учета добываемой нефти и газа. Существующие приборы учета с большой точностью позволяют определять данные параметры извлеченного на поверхность сырья. Однако согласно современным требованиям в случае одновременной эксплуатации в одной скважине двух и более продуктивных объектов необходимо вести раздельный учет по каждому эксплуатируемому объекту.

Согласно идеологии СКМС, приняв содержание газа в период между исследованиями скважины за постоянную величину и определив по показаниям приборов системы «ПетроЛайт» среднюю плотность потока, то применив уравнение Менделеева–Клайпера для универсальной газовой постоянной и зная температурную

инверсию можно вычислить концентрацию в потоке нефти воды и механических примесей. Это позволяет организовать оперативный учет в многофазном потоке даже с учетом погрешности таких расчетов на уровне 5–10%, что, однако, дает достаточную информацию для принятия оперативных решений. Кроме того в процессе эксплуатации залежи данная информация автоматически будет накапливаться и сохраняться в архиве, используя данные которого можно вывести взаимозависимости изменения тех или иных параметров, что в конечном итоге поможет прогнозировать измерения концентрации фаз в многофазном потоке.



**Рис. 3.** Скважина с двумя поглощающими горизонтами, оборудованная системой точечных датчиков температуры и давления СКМС

Эта информация накапливается в электронным блоке СКМС, который реализует функциональность первичной обработки данных и состоит из вычислительного ядра и аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Первичные данные поступают из блоков измерения абсолютной температуры и давления.

Рассмотрим наиболее распространенную инженерную задачу, решаемую при закачке в разобщенные горизонты (числом два и более) при проведении ППД. Задача состоит в определении приемистости каждого интервала в отдельности, когда известна только общая интенсивность закачки  $Q$ , м<sup>3</sup>/ч.

Для простоты разъяснений возьмем скважину с двумя поглощающими горизонтами (*рис. 3*), оборудованную системой точечных датчиков температуры и давления, где: 1 — система подачи закачиваемой жидкости; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — лифт НКТ; 4, 7 — пакеры; 5 — система распределения; 6 — поглощающий горизонт (А); 8 — мандрель; 9 — внутритрубный датчик давления и температуры; 10 — поглощающий горизонт (Б); 11 — затрубный датчик давления и температуры.

Как видно из предложенной схемы, скважина разделена пакерами на два разобщенных интервала. Для решения задачи достаточно оборудовать системой датчиков один поглощающий горизонт, поскольку интенсивность приемистости по интервалу (А) будет определяться как разность между общим расходом жидкости и расходом жидкости в исследуемом интервале (Б).

$$Q_A = (Q_{\text{общ}} - Q_B), \text{ м}^3/\text{ч}$$

Главным условием, при котором мы можем определить приемистость пласта, при этом является перепад давлений между трубным ( $P_{mp}$ ) и затрубным ( $P_{зат}$ ) пространством.

$$P_{mp} > P_{зат} (\text{атм.})$$

Эти данные в режиме онлайн поступают от датчиков 9 и 11, установленных в исследуемом горизонте. Кроме того, для решения данной задачи необходимо ввести в АРМ оператора ряд дополнительных параметров:

$P$  — плотность закачиваемой жидкости (кг/м<sup>3</sup>);

$S$  — суммарная площадь сечения отверстий, через которые проходит жидкость (м<sup>2</sup>);

$h$  — высота столба жидкости в абсолютных величинах (м);

$\alpha$  — коэффициент расхода (справочная величина):

$$\alpha = \sqrt{1/\alpha + } ,$$

где:  $\alpha$  — коэффициент Кариолиса;

— коэффициент местного сопротивления.

Так как все вышеперечисленные параметры, кроме плотности, являются постоянными величинами для каждой конкретной скважины, то вносить их в протокол АРМ приходится лишь один раз перед началом закачки. Если в ходе закачки плотность жидкости непостоянна, то система определяет ее в автоматическом режиме, внося поправки в производимые вычисления.

В конечном итоге определение интенсивности (скорости) закачки сводится к решению одной формулы:

$$Q_B = \mu S \sqrt{2g(h + p/Pg)}.$$

В случае необходимости аналогичные вычисления можно применить для нескольких интервалов закачки, предварительно оборудовав их датчиками.

Наземное оборудование позволяет в постоянном режиме считывать информацию с группы скважин (4 и более) системы ППД, оснащенных оптоволоконными датчиками, что облегчает задачу мониторинга скважин в системе за воднения, когда в группу скважин закачка осуществляется с одной нагнетательной линии. В данном

случае система позволяет определить интенсивность закачки как в определенный горизонт, так и в каждую из скважин. Получаемая информация сокращает сроки принятия оперативных технологических решений и увеличивает эффективность управления процессом ППД.

Система комплексного мониторинга скважин, создание которой стало возможным благодаря богатому опыту отечественных ученых и работников нефтегазовой сферы, уже на стадии разработки вызвала деятельный интерес представителей нефтегазовых компаний России. СКМС была среди инновационных российских продуктов, представленных 29 октября на первом заседании Рабочей группы по инновациям Механизма межбан-



Презентация СКМС разработки компаний «ОМЕГА» и «ПетроЛайт» на форуме БРИКС, организованном Внешэкономбанком. Москва, 29 октября 2015 года

ковского регулирования БРИКС, прошедшем в Москве в рамках участием представителей Индии, Китая, Бразилии и Южно-Африканской Республики.

#### Список используемых источников

1. Лапшина Ю.В., Рыбка В.Ф. Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН // Экспозиция Нефть Газ. № 7 (32), ноябрь 2013. — С. 13–17.
2. Исаев В.А. Оптоволоконные технологии для «интеллектуальных скважин» и геофизических исследований нефтяных, газовых и нагнетательных скважин // Нефть. Газ. Новации. № 11. 2011. — С. 73–77.
3. Васютинская С.И., Малкина В.Д., Штубер Х.-Х. Комбинированная система мониторинга PROVISTA: мониторинг трубопроводов с помощью волоконно-оптической системы и дронов // Журнал ЗР. Эссен, Германия. № 10–11. 2015. — С. 28–31.
4. Аль-Арнаут И.Х., Браун Дж. Волоконно-оптические исследования скважин через ГНКТ // Нефтегазовое обозрение «Шлюмберже». Зима 2008–2009. Т. 20. № 4. С. 28–41.
5. Псёл Н. Вариант «ОМЕГА» представлен банкирам БРИКС // Труд. 30 октября 2015. — С. 4.

#### References

1. Lapshina Yu.V., Rybka V.F. The result of the application of distributed fiber-optic technology in thermometry of development wells with ESP // Exposition Oil & Gas. № 7 (32). November 2013. — P. 13–17.
2. Isaev V.A. Fiber Optical For Smart Wells and Geophysical Surveys in Oil, Gas and Injection Wells // Neft-gaz-novacii. № 11. 2011. — P. 73–77.
3. Wasjutinskaja S.I., Malkina W.D., Stuber H.-C. Kombiniertes Monitoring-System Provista: Pipelineüberwachung mit Glasfaser und Drohnen 3R, Essen, Germany. № 10–11. 2015. — P. 28–31.
4. Al-Arnaout I.H., Brown G. Shining a Light on Coiled Tubing // Oilfield Review Schlumberger. Winter 2008/2009: 20. № 4. — P. 28–41.
5. Psyol N. The OMEGA Option Presented to BRICS banks // «Trud» newspaper. 30<sup>th</sup> October 2015. — P. 4.

# Некоторые методологические вопросы анализа влияния финансово-экономических санкций на нефтегазовый комплекс России

**М.В. Кротова**, кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник, ФГБУ «Институт народно-хозяйственного прогнозирования»

**Аннотация.** Санкции, введенные против России в 2014 году, формируют новый комплексный вызов для отечественного нефтегазового комплекса. С точки зрения автора, путем к нахождению стратегических выходов из ситуации являются новые методы оценки риска и управления рисками.

**Ключевые слова:** санкции, экономическая безопасность, управление рисками, моделирование и ситуационный анализ.

## The assessment of embargo's outcomes for Russian fuel and energy complex. Methodological aspect

**M.V. Krotova**, senior research associate, Institute of economic forecasting, Russian academy of sciences, PhD

**Abstract.** The sanctions that had been imposed on Russia in 2014, make a complex challenge for the national oil & gas industry. The author argues, new methods of risk assessment & risk management can serve as a guide to relevant strategic solutions for the industry.

**Keywords:** sanctions (embargo), economic security, risk assessment & risk management, mathematical modeling, situation analysis.

УДК 33.339.9



Санкции против России были введены в течение 2014 года, как ответ государств «коллективного геополитического Запада» на независимую внешнюю политику России и возвращение Крыма в состав нашей страны. По оценкам, изложенным в редакционном материале МИА «Россия сегодня» под товарным знаком РИА «Новости» [1], «...санкции против Крыма были введены впервые в июне 2014 года и действуют... Ограничения начались с запрета импорта в ЕС товаров без украинских сертификатов, позже Евросоюз запретил ввоз в Крым значительного количества товаров из ЕС и полностью запретил инвестиции в экономику полуострова. Далее в результате поэтапного введения санкций Евросоюза и США... европейским инвесторам запрещено вы-

давать новые кредиты Сбербанку, ВТБ, Газпромбанку, Россельхозбанку и Внешэкономбанку на срок более 30 дней, а также покупать их акции и облигации из новых выпусков со сроком обращения более 30 дней. Банки попытались переориентироваться на азиатские финансовые институты, но большинство экспертов указывают, что эти деньги дороже. Да и способ ведения бизнеса у... Китая несколько другой.

Потери российской экономики распределяются примерно следующим образом: порядка 120 млрд долл. — это потери на западных санкциях. Еще больше западные санкции угрожают нефтяной отрасли, которая оказалась в технологической изоляции. Тем временем, именно она до сих пор поставляет в бюджет более половины дохода. «После периода распада СССР многие технологии добычи были потеряны, их пришлось приобретать на Западе», — говорит главный экономист UniCredit

Bank AG Любомир Митов. Технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пластов скомпенсировали падение добычи на старых месторождениях. Но это повысило зависимость от поставок нефтеборудования — доля импорта здесь выше 50%. Производителям РФ нужен не один год, чтобы заместить большую часть такого оборудования, а комплектующие с рынков, где не вводились санкции, могут быть ниже качеством, констатируют эксперты рейтингового агентства Fitch. Потенциальные потери от технологической изоляции еще более опасны, чем даже низкие цены на нефть, считают аналитики международного рейтингового агентства.

Что касается, например, китайских банков, то они в рынке кредитования не так давно и вряд ли могут возместить все потребности России. Кроме того, у китайских компаний пока гораздо больше интересов в Америке и Европе. И они тоже будут очень осторожно

относиться к сотрудничеству с Россией»

Цели введения санкций описываются в СМИ, равно как и специализированных изданиях, в том числе и посвященных проблемам ТЭК [2] и носят политический характер — например, формирование экономических предпосылок для смены власти в нашей стране или корректировка ее внешнеполитического курса в сторону следования интересам коллективного геополитического Запада. Понимая необходимость противостояния этим угрозам, автор настоящей статьи рассматривает и другие возможные цели введения санкций. Большинство финансовых и технологических ограничений наложены правительствами стран Запада на западные же компании, работающие с Россией, и лежат в сфере не сугубо оборонных, но — хотя и стратегических, но формально гражданских технологий для нефтегазового комплекса. Ограничения на поставки высокотехнологичного оборудования для нефтегазового комплекса коррелируют и с существенным усложнением доступа к долгосрочным заемным средствам для Российских компаний. Обращает на себя внимание и тот факт, что санкции были введены уже после того как наша страна заявила о себе в качестве сильного геополитического игрока.

К ожидаемым последствиям введения санкций подобной направленности следует отнести такие опасности для ТЭК, как продолжительное использование морально устаревающих технологий, включая и импортированные в 1990–2000-е годы, сокращение круга подрядчиков Российских компаний и удорожание их трансакционных издержек до уровня, существенно ухудшающего их финансовые показатели и репутацию. Сочетание этих обстоятельств указывает на то, что ограничения Запада на долгосрочную научно-технологическую коор-

порацию в стратегических отраслях, прежде всего, ТЭК нацелены в том числе и на то, чтобы Россия не смогла успешно конвертировать свои новые геополитические преимущества в устойчивые позиции на мировых энергетических рынках.

Растущая международная напряженность стала, наряду с технологическими и ресурсными проблемами, одной из предпосылок для пересмотра приоритетов энергетической стратегии нашей страны. Следует отметить, что в настоящее время действует Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, которая была утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года. Согласно ее положениям, Энергетическая стратегия должна обновляться не реже одного раза в пять лет. В настоящее время Правительство Российской Федерации приняло решение о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 (ЭС-2030) с пролонгацией до 2035 года (ЭС-2035).

В проекте ЭС-2035 центральной идеей является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК, опирающемуся на полное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов за счет формирования длинных технологических цепочек с их насыщением инновационными технологиями. Целью ЭС-2035 является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций [2].

В развитие положений ЭС-2035 Институт энергетической стратегии фактически впервые подготовил первый вариант Концепции Энергетической стратегии России на период до 2050 года. Период 2036–2050 годов представлен здесь как этап инновационно-

го развития Российской энергетики с переходом к принципиально иным технологическим возможностям высокоэффективного использования традиционных энергоресурсов и неуглеводородных источников энергии. Главный внешний вызов для энергетики России, согласно [2] заключается в кардинальном ужесточении конкуренции на внешних энергетических рынках. Предстоит упорная конкурентная борьба за удержание и наращивание своей доли на ключевых традиционных и новых энергетических рынках.

Главный внутренний вызов состоит в необходимости глубокой и всесторонней модернизации ТЭК России, преодолении высокого износа значительной части инфраструктуры и производственных фондов, технологического отставания ТЭК России от уровня развитых стран, повышении производства энергоносителей с высокой добавленной стоимостью: например, светлые нефтепродукты, газомоторное топливо, продукция нефте- и газохимии [2].

Обоснование положений ЭС-2035 происходит от того, что переход от индустриальной экономики к постиндустриальной, совпавший по времени с новой волной противостояния России и Запада, меняет не суть, но форму реализации ресурсного фактора в мировой экономике и энергетике. При этом нельзя абстрагироваться и от того, что период до 2030–2035 годов станет, возможно, последней волной быстрого индустриального роста и, соответственно, роста энергопотребления, причем эта волна будет значительно слабее, чем волна 2000-х годов. Исчерпание этой волны роста может привести к стабилизации потребления природных ресурсов и индустриальной экономики в целом, при этом постиндустриальная экономика продолжит рост. Это означает, что в долгосрочной перспективе, за пределами 2040–2050 годов, спрос на энергоносители в мире не

будет происходить высокими темпами, затем выйдет на плато, а затем и вовсе начнет снижаться.

Оценки и прогнозы ведущих аналитических центров свидетельствуют, что углеводородные ресурсы в ближайшие десятилетия (до 2030–2040 годов) останутся основой мирового энергопотребления [2, 3]. В дальнейшем ожидается смена базовой модели энергетики — переход ее от углеродной энергетики к преимущественно неуглеродной. Пути этой смены модели мировой энергетики и энергообеспечения лежат через так называемую гибридную энергетику, для которой будут, скорее всего, характерны те новые направления инновационно-технологического развития ТЭК и нефтегазового комплекса, в частности, которые ИНП РАН и ИПНГ РАН отмечают в качестве перспективных до 2020–2030 годов:

- современные методы геофизических исследований скважин, поиска и разведки запасов нефти и газа, компьютерное моделирование и геоинформационные системы, связывающие промысел и офис;
- экономически эффективная разработка и безопасная эксплуатация месторождений сложного горно-геологического строения и компонентного состава, в дальнейшем на ее основе — переход к разработке нетрадиционных запасов: сланцевой нефти и газа, нефтяных песков, высоковязких нефтей, подводных газовых гидратов;
- технологии добычи углеводородов, их сбора (включая сжижение газа) в высоких арктических широтах;
- новые методы увеличения нефтеотдачи на выработанных и сложнопостроенных месторождениях, с использованием синтезированных по оригинальной формуле реагентов, основанные на принципах физической и коллоидной химии, наноразработок и т.п.;

- комплексные инженерные решения при бурении и обустройстве скважин, включая наклонно-направленное и кустовое бурение, новые конструкторские и технологические решения для породоразрушающего инструмента, колонны и ротора, буровые и тампонажные растворы нового поколения;
- совершенствование методов соружения, реконструкции и технического обслуживания промысловых и магистральных трубопроводов, сепараторов, хранилищ, включая высокотехнологичные методы внутритрубной и дистанционной диагностики состояния инфраструктурных объектов;
- технологии выделения и экономически эффективной переработки ценных компонентов из добываемого углеводородного сырья;
- разработка новых формул полусинтетических и синтетических топлив и масел для ДВС, технологий получения нефтехимической и композитной продукции с принципиально новыми свойствами, новые поколения катализаторов и нефтезаводского оборудования, а также снижение тоннажности и повышение гибкости технологических схем предприятий по переработке углеводородов;
- новые технологии потребления энергоресурсов на цели отопления и энергогенерации, включая современные физические принципы учета и электронное регулирование уровней потребления энергоносителей;
- экономически эффективные технологические процессы, расширяющие использование вторичных источников энергии и сырья, включая переработку пластических масс и композитных материалов;
- увеличение доли современных угольных технологий (кипящий слой и т.п.) и неуглеродных энергоисточников как резервных и дополнительных мощностей, с учетом климатических особенностей и структуры потребления энергоносителей в различных видах бизнеса и домашних хозяйствах;
- управление технологическими процессами ТЭК в режиме реального времени, на основе многомерных моделей и новых технологий передачи и защиты информации<sup>1</sup>.

Чем дальше от реформ 1990-х годов, тем больше структура отечественной экономики отличается от стран ОПЕК и иных нефте- и газозависимых стран. В стратегическом горизонте, эти отличия показывают, с одной стороны, глобальную роль России и наличие у нее для этого необходимых ресурсов; с другой — специфические и имеющие мало аналогов в мировой практике структурно-технологические проблемы и ограничения в экономике.

Первое принципиальное отличие экономики нашей страны от классической «петроэкономики» — это наличие у России не только военной силы, но и самодостаточного, по сути, оборонно-промышленного комплекса. Практически за 10 лет (2001–2013 годы) сформировался динамичный сектор экспорта вооружений и военной техники с темпами роста почти 13% в год, о чем упоминалось, в частности, и в [3]. Аналогичная динамика наблюдалась в течение того же периода и по отношению к государственному оборонному заказу [4]. В противоположность этому, большинство нефте- и газозависимых стран являются импортерами оружия и реализуют свои geopolитические интересы прежде всего через влиятельные международные организации, прежде всего ОПЕК.

Другим принципиальным отличием России от большинства

<sup>1</sup> Данные тенденции выделены автором настоящей статьи на основе материалов [3], проекта ЭС-2035 и работ ИНП РАН.

стран, экспортирующих нефть и газ, является емкий внутренний рынок сопоставимый по своим размерам с экспортным. В большинстве нефте- и газов зависимых экономик внутренний рынок обладает небольшой емкостью в силу жаркого климата, компактной территории, низкой урбанизации и активного использования местных (в том числе и био-) топлив. Российский же внутренний рынок сопоставим по своим размерам с экспортным, и даже при активном энергосбережении сохраняется высокая потребность в отоплении, что подтверждает и ЭС-2030, причем применительно к климатическим и транспортным особенностям России автор склонен согласиться с гипотезой А. Паршева [5], что это не преимущество, ни недостаток, а данность, которую можно лишь частично скомпенсировать за счет технологического фактора. Это, в свою очередь означает, что даже при технологическом энергосбережении крайне высока потребность в отоплении, что подтверждает и Энергетическая Стратегия России на период до 2030 года.

Геополитическая подоплека для новых осложнений между Россией и Западом может быть объяснена исходя из противоположности интересов стран-производителей и стран-потребителей нефти и газа. Ключевым условием принадлежности России к незападным цивилизациям можно, по мнению автора, считать и то, что Россия, подобно странам ОПЕК, является нетто-экспортером, или страной-производителем нефти и газа. Соответственно, национальная экономика РФ обладает существенными чертами, роднящими ее с другими нефтедобывающими странами:

- мощный государственный сектор, включая компании со смешанным капиталом и госкорпорации, контролирующие ТЭК и ОПК, что гарантирует экономическую основу суверенитета,

независимой внутренней и внешней политики;

- необходимость заключения международных соглашений по энергетической и научно-технической кооперации Российской компаний и потенциальных зарубежных партнеров, что снижает оперативность принятия решений, но обеспечивает государственные гарантии совместным проектам и образование долгосрочных геополитических и внешнеторговых альянсов;
- высокая доля ресурсной ренты в бюджетных поступлениях, что, с одной стороны, соответствует традиционным представлениям об экономических гарантиях социальной справедливости; с другой — ограничивает ресурсы для развития человеческого капитала, науки и образования в условиях снижения наполняемости бюджетов;
- нефтяные компании и ПАО «Газпром» обладают определенным потенциалом для того чтобы стать донорами развития высокотехнологичных отраслей и прикладных научных разработок — подобно тому, как в странах ОПЕК на средства национальных компаний создается современная нефтехимия;
- во внешней торговле инструментами, гарантирующими суверенитет стран-производителей и стабильность самого трансграничного энергорынка, являются долгосрочные контракты на поставку энергоносителей, явно или неявно основанные на модели *take or pay*, и не выдвигающие финансовых, организационных и технологических требований к компании-экспортеру, и тем самым, а также являющиеся возможной основой будущей энергетической интеграции стран БРИКС и ШОС;
- современные западные формы разделения контрактов на физиче-

скую поставку, аренду мощностей для объектов инфраструктуры и иные энергетические услуги, включая Договор к Энергетической хартии и третий энергопакет ЕС, — не только создают дополнительную искусственную волатильность цен на нефть и газ, но и могут при определенных условиях привести к демонополизации, росту внешнего контроля или технологической зависимости национальных компаний от импортеров.

По мнению, изложенному в [1] стратегия преодоления последствий санкций должна заключаться в восстановлении экономических связей с Европой, с учетом новых геополитических реалий: «...единственный выход для России — глубокие структурные изменения, отказ от нефтяной иглы, а также нахождение компромиссных путей для возврата к процессу интеграции с Европой», считают опрошенные РИА Новости эксперты.

Частично финансирование крупных инфраструктурных проектов, в том числе и нефтяных, можно осуществлять за счет средств Фонда национального благосостояния (ФНБ). «Но ресурсы этого фонда не так велики», — продолжает заведующий лабораторией международной торговли Института Гайдара Александр Кнобель. По его словам, это именно столько, сколько, по оценкам института, Россия теряет на экономических санкциях порядка 150 миллиардов долларов в год. Ссылаясь на свои источники, (эксперт, опрошенный РИА «Новости». — Авт.) говорит, что санкции в России, скорее всего... продлятся до 2016–2017 годов. Однако эксперт видит в них повод для того, чтобы провести структурные реформы, на которые просто не хватало времени, когда на Россию лились нефтяные доллары... экономический спад в России давал знать о себе в 2012 году и без введения санкций. Кроме реформ... нужно продолжить пытаться восстано-

вить диалог с западным сообществом, находя компромисс. Ведь слабая российская экономика влияет и на Запад тоже.

К этому анализу экспертов РИА «Новости» у авторов имеется ряд существенных замечаний:

Во-первых, предлагаемая стратегия адаптации экономики к санкциям воспроизводит историческую модель отношений России и Европы, характерную для VIII–XIX веков, когда торговля не существенно сокращалась даже на фоне военных конфликтов. Фундаментальным ее недостатком был диспаритет для России обмена сырья на промышленные товары, а объективно существовавшее геополитическое противостояние и Европы оказывалось, по сути, фактором увеличения уровней риска и стоимости заемных капиталов.

Во-вторых, длительность действия санкций в предлагаемом анализе не вариативна; на практике же, в зависимости от различных политических факторов, необходимо прорабатывать все возможные сценарии по срокам их действия — от нескольких месяцев до более 10–15 лет, включая последствия для капиталоемких и экспортно-ориентированных отраслей, к которым относится и нефтегазовый комплекс;

Кроме этого, как показал опыт 1980–1990-х годов, структурные реформы в экономике сами по себе не являются инструментом преодоления технологической зависимости. Импортозамещение, о котором говорят практически все представители исполнительной власти страны и ее научного сообщества, также не является достаточным решением научно-технических проблем России, о которых говорилось выше, но это необходимый этап в повышении конкурентоспособности экономики нашей страны; показательно, что эксперты РИА «Новости», хотя и рассуждают о стратегии развития приоритетного для России нефте-

газового комплекса и технологий под санкциями, не обладают для этого необходимой инженерно-технической компетентностью, данная проблема характерна и для многих других экспертов, предлагающих свои оценки перспектив развития нефтегазового комплекса России в условиях санкций.

Одновременно для импортозамещения есть необходимые финансовые ресурсы. Выручка предприятий ТЭК в России в последние годы составляет примерно 20 трлн руб. в год, а инвестиционные программы предприятий и компаний нефтегазового комплекса, утверждаемые Правительством РФ, согласно приведенным в [3] данным, составляли на 2013 год порядка 2,6 трлн руб. в год<sup>2</sup>, а на ближайшие 10 лет оценивается в 30 трлн руб. Если хотя бы 25% этой суммы будет — на стадии утверждения инвестиционных программ — гарантирована для вложения исключительно в импортозамещающие новые отечественные технологии, то государство сможет сформировать спрос на технологии и оборудования для ТЭК. По сути, речь должна идти о построении национальной инновационной модели ТЭК и нефтегазового комплекса — как наиболее интегрированной в мировые экономические и геополитические взаимодействия части отечественной энергетики.

Среди задач формирования национальной инновационной системы является выработка адекватного способа ее управления с точки зрения национальных интересов, а также описания в терминах, отвечающих национальным интересам. Одна из наиболее авторитетных работ, описывающих управление неблагоприятными ситуациями с позиций Российских национальных интересов, [6] была выпущена еще в 2000 году, на ос-

нове которой можно строить различные экономические и управлочные математические модели и подходы к управлению рисками. И все же, перечисленные выше неблагоприятные для Российской экономики явления, связанные с санкциями, не относятся к таким, которые достаточно легко могут быть сведены к рискам, имеющим конкретные оценки ущерба и стоимость их страхования.

Для выработки национальной модели управления, необходимо разобраться в иерархии таких часто применяемых в СМИ и профессиональной литературе категорий, как «риск» и «вызов», а также — примыкающего к ним термина «угроза», использующегося в Федеральном законе РФ от 28 декабря 2010 года № 390-ФЗ «О безопасности».

В современной литературе, посвященной проблематике рисков и безопасности, в том числе экономической, часто используются термины «угроза, риск, вызов». Из-за того, что все три термина имеют различную историю введения их в научный оборот, они не всегда одинаково и однозначно трактуются в русскоязычной литературе. Из-за разницы в сферах и специфике их употребления, сама иерархия этих трех категорий, равно как и их содержание, и способы их оценки, требует уточнения.

В традиционном русском языке само понятие «вызов» не применяется для описания объективно существующих проблем или опасностей как таковых. Согласно Толковому словарю Д.Н. Ушакова, вызов — это «...2. Призыв к борьбе, состязанию. Послать кому-н. вызов на состязание, на соревнование. // То же спец. — на дуэль (устар.). Сын принял вызов старого отца! Пушкин. Короткий вызов, иль картель. Пушкин. 3. кому-чему. Поступок, оцениваемый как объявление борьбы, как оскорбление общепринятых норм (книжн.). Вызов советской общественности. Вызов здравому смыслу» [7].

<sup>2</sup> Без учета эффектов фактической девальвации рубля в конце 2014 года и середине 2015 года

Слово «вызов» получило новое, неклассическое значение в 1980–1990-х годов, когда в практику междисциплинарных, международных научных исследований вошло англоязычное слово *challenge*, как не имеющие точного русского аналога, «слово без перевода» (например, в словарях *«to challenge»* переводится как «бросать вызов», и действительно в определенном контексте смысл именно такой: *At last he was ready to challenge the champion.* — Наконец он был готов бросить вызов чемпиону. Однако вот ... выдержка из реального английского текста (а точнее из лекции на TED): *...ability to see stress as a challenge instead of as a threat... — способность воспринимать стресс как вызов, а не как угрозу...*) [8].

А вот трактовка авторов работы «Социальная безопасность молодежи» коллектива авторов Южно-Российского государственного политехнического университета (ЮРГТУ), также основанная на теоретических взглядах популярного ученого А. Тойнби [9]: «*В отличие от риска и угрозы вызов — это то, чему невозможно противостоять и сопротивляться. В то время как риск исходит от нашего собственного действия, а угроза таится в намерениях и действиях другого, вызов порождается объективной логикой текущих процессов и изменений, и суть его в том, что он требует ответных социальных изменений. Дестабилизирующий характер вызова определяется изменчивостью самого общества как динамической системы связей и отношений, неравномерностью и сложностью его динамики, взаимной увязанностью всех его элементов. Назревшие в одном сегменте системы перемены в силу ее целостности с необходимостью побуждают меняться соответствующим образом и другие ее части.*

*Через вызовы и следование им, то есть ответы на них, и про-*

*исходит развитие социальной системы как единый процесс. В таком смысле, в контексте общего развития и усложнения общества — использует понятие вызова, в частности, знаменитый британский социальный мыслитель А. Тойнби. Он пишет: «Вызов побуждает к росту. Ответом на вызов общество решает вставшую перед ним задачу, чем переводит себя в более высокое и более совершенное с точки зрения усложнения структуры состояние». Таким образом, вызов есть состояние некоторой напряженности, возникающее внутри общества как системы и требующее разрешения. Его можно определить как противоречие между наличным состоянием общества как социокультурной и идентификационной целостности, включающей определенные ценности, нормы, идеалы, стереотипы, и возникшей потребностью в глубоких социальных изменениях, проявляющемся в повышении уровня неопределенности и нестабильности, угрожающем безопасности системы».*

Таким образом, вызовом можно считать некий факт, явление, процесс, тенденцию, распределение ресурсов и т.п., которые обладают следующими признаками:

1. Объективно существуют и не зависят от смены эмоциональной окраски и направленности оценок эксперта и управлена. В выше процитированных работах можно понять и то, что вызовы могут содержать как неочевидные опасности, так и плохо распознаваемые позитивные возможности, кажущиеся негативными при оценке их с позиций сегодняшнего состояния системы.
2. Носят устойчивый, неотвратимый и долгосрочный характер, т.е. их вероятность наступления тождественна единице. Но возможна и иная трактовка: вероятностная оценка вызовов в принципе невозможна, поскольку спектр воздействия этого явления или процесса на систему носит комплексный и неоднозначный характер. Поэтому управление системой в условиях новых вызовов также может рассматриваться и как управление в условиях неопределенности.
3. Вызов подвергает испытаниям само существование рассматриваемой нами системы, лишая ее ключевых ресурсов или способов функционирования.
4. Выживание системы под действием вызова обусловлено успешностью ее трансформации и (или) адаптации, включающей полную замену ключевых характеристик, включая сокращение или разрастание, поиск новых ресурсов и изменение внутренних процессов и т.п.

В силу комплексного и долгосрочного влияния вызова на систему, он может быть декомпозирован на негативные воздействия более низкого по времени и направленности порядка; по этим направлениям возможно вырабатывать стратегии противодействия, адаптации, ухода, диверсификации и другие. То есть вызов — это еще и наиболее высокая ступень в иерархии

В профессиональной терминологии экспертов по информационной и бизнес-безопасности предлагается следующая иерархия негативных явлений, тенденций, процессов и т.д., отраженная, например, в работе [10]: «Под термином «вызов» следует понимать воспринятые и осознанные субъектом изменения в окружающей среде, оказывающие на него дестабилизирующее воздействие и потому требующие определенной реакции для обеспечения своей жизнеспособности и жизнедеятельности. Вызов — это приглашение к действию. Вызов не всегда сопряжен с опасностью. При адекватной и своевременной реакции на вызов объект может не

только сохранить свое прежнее состояние, но и выйти на новый — более высокий — уровень развития.

Угроза — это демонстрация действующим объектом желания и/или возможности причинить вред объекту воздействия. Любая «угроза» есть «вызов», но не всякий «вызов» есть «угроза». Угроза есть атрибут действий Иного, т.е. объектов внешней (не только в структурном, но и функциональном плане) среды. Риск есть атрибут деятельности субъекта. Деятельности, в результате которой ему самому может быть причинён вред. Существование риска обусловлено наличием неопределенности результата деятельности, невозможностью однозначного предсказания конечного результата. В информационной сфере любые действия субъекта, связанные с получением (созданием), хранением, передачей информации сопряжены с риском».

Обратимся к юридической составляющей терминов: «угроза» и «риск».

Угроза — комплексная категория, зафиксированная в Федеральном законе РФ № 390-ФЗ «О безопасности». В частности, в статье 14 Закона устанавливается, что в число основных задач СБ РФ входит прогнозирование, выявление, анализ и оценка угроз безопасности, оценка военной опасности и военной угрозы, выработка мер по их нейтрализации. Из этой трактовки следует, что итогом процесса выявления и прогнозирования угроз становится выработка мер противодействия им. Прогнозирование указывает на возможность, в принципе, получения вероятностной оценки угроз. Негативные последствия и потери вследствие реализации какой-либо угрозы априори расцениваются как неприемлемые для страны (и любой интересующей нас системы), поэтому противодействие любой и каждой из угроз — при любом

раскладе дешевле самой «цены» потерь при полной реализации данной угрозы.

Риск определен в Статье 9 «Страховой риск, страховой случай» Федерального Закона РФ от 27 ноября 1992 года № 4015-И «Об организации страхового дела в Российской Федерации», согласно которому:

1. Страховым риском является предполагаемое событие, на случай наступления которого проводится страхование. Событие, рассматриваемое в качестве страхового риска, должно обладать признаками вероятности и случайности его наступления.
2. Страховым случаем является совершившееся событие, предусмотренное договором страхования или законом, с наступлением которого возникает обязанность страховщика произвести страховую выплату страхователю, застрахованному лицу, выгодоприобретателю или иным третьим лицам.

Таким образом, понятие «риска» зафиксировано в Законодательстве РФ о страховании и достаточно широко и однозначно трактуются и за пределами финансового сектора и бизнеса вообще. Свойствами риска являются вероятность наступления и количественная оцениваемость ущерба. В трактовке, наиболее понятной из текста [10] каждая отдельная угроза может быть декомпозирована до уровня составляющих ее рисков как отдельных, четко идентифицируемых негативных явлений, имеющих как натуральную, так и стоимостную оценку, и носящих вероятностный характер.

Вызовы, в отличие от рисков и угроз, не имеют четкого юридического закрепления в отечественном законодательстве и рассматриваются в экспертно-аналитических и фундаментальных научных работах. Сам термин «вызов» является заимствованным из зарубежной практики, но все больше

используемым в самых разных сферах, в том числе в экономической безопасности. Именно вызов, при такой логике определения, декомпозируется до формирующих его угроз.

Таким образом, наиболее логичной и отвечающей международной трактовке этих терминов, представляется иерархия «Вызов — угроза — риск» по принципам от глобального к локальному, от сложного к простому, от долгосрочного к средне- и краткосрочному. Связь между ними можно отобразить в форме дерева целей и Байесовского подхода, когда из одного масштабного вызова вырастают детализированные и более краткосрочные угрозы, каждая из которых, в свою очередь, распадаются на риски. Так как у вызова (*challenge*) нет вероятностной оценки, то с учетом его долгосрочного, всеобъемлющего и практически неотвратимого характера, «вероятность» его будет тождественна единице. Так как угрозы и риски имеют вероятностную оценку, то при строгом подходе к их математическому моделированию необходимо учитывать в равной мере и взаимосвязанные, и взаимоисключающие угрозы и риски. Идеальная модель вызовов, угроз и рисков для отдельной отрасли потребует в итоге колossalных массивов информации и сложных процедур получения, верификации и статистической обработки экспертных оценок. Эти оценки являются более сложными, чем, например, те что применяются при Форсайт-прогнозировании.

Вызовы применительно к целям настоящей статьи трактуются как объективные долгосрочные процессы или неустранимые обстоятельства, препятствующие продолжению сложившейся технологической и экономической политики в нефтегазовом комплексе:

- приближение к исчерпанию запасов углеводородного сырья с относительной простотой их технологического получения.

- Применительно к отечественной практике речь идет о завершении «эпохи легкой нефти», т.е. добычи сырья из крупных месторождений, при относительно малой глубине залегания, эксплуатация которых возможна фонтанным способом при сохраняющихся больших дебитах. Для России данный вызов, являющийся глобальным определяющим развитие всей мировой энергетики, усугубляется дефицитом или отсутствием собственных технологий ТЭК 4–6 технологических укладов;
- отсутствие технологически завершенных и экономически приемлемых решений для массовой энергетики, базирующейся на сокращении исходного ресурса ТЭК — углеводородных запасов. Большинство известных авторам Российских технологий неуглеродной энергетики существуют в качестве опытных образцов, что трансформирует данный вызов в необходимость формирования новых технологических комплексов, ориентированных на развитие новой энергетики. В то же самое время, не всегда очевидны и перспективные направления развития неуглеродных и «гибридных» технологий в странах, являющихся технологическими лидерами данного направления (Япония, США, ФРГ и другие);
  - несбалансированность роста населения в различных регионах мира и его доступа к энергоносителям и инфраструктуре. Применительно к нефтегазовому комплексу России, страны-производителя, данный вызов означает усложнение условий работы как на сложившихся, так и на новых экспортных рынках;
  - несбалансированность мировых потоков торговли энергоносителями в долгосрочной перспективе. По мере истоще-

ния запасов, обостряются либо снижаются сложившиеся противоречия в экономических, технологических и geopolитических интересах, формируются и новые противоречия между странами-производителями и странами-потребителями углеводородного сырья. Определенный дисбаланс вносит здесь ситуация в странах-транзитерах углеводородного сырья: Украина, Йемен (пролив Баб-эль-Мандеб), Сирия и другие.

Все вышеуказанные вызовы отличаются тем, что существуют независимо от фактора финансово-экономических санкций Запада по отношению к Российскому ТЭК. Далее следует список тех вызовов, которые возникли вследствие «искажающего» влияния санкций на функционирование ТЭК нашей страны как вполне сложившейся финансово-экономической, технологической и социальной системы. Наиболее очевидными направлениями деформации модели существования ТЭК России после 2014 года стали изменения условий доступа компаний к капиталам и технологиям, а также возникновение гипотетической возможности совершения недружественных действий по отношению к компаниям из России. Данное искажающее влияние санкций можно сформулировать как дополнительный список вызовов:

- осложнение либо блокировка возможностей доступа российских компаний к долгосрочным западным капиталам инвестиционного характера;
- усложнение либо блокировка проектов по научно-технической кооперации с многими компаниями Запада;
- снижение «дружественности» и устойчивости условий для работы российских компаний в Европе под давлением США и НАТО;
- генерирование Западом противоречивых ожиданий в отечественной бизнес-среде, связан-

ной с ТЭК. К источникам подобных ожиданий можно отнести прежде всего перспективу как усиления, так и отмены санкций по не зависящим от российских компаний причинам, а также любое дипломатическое и юридическое воздействие на ход реализации действующих совместных проектов компаний России и других зарубежных стран.

Сначала рассмотрим те вызовы, угрозы и риски, которые не зависят от искажающего воздействия санкций:

Вызов (1) декомпозируется в следующие угрозы:

- 1.1. Исчерпание запасов гигантских месторождений нефти и газа, на которые в середине 2000-х годов приходилось до 70% газа, поставляемого в ГТС ЕСГ;
- 1.2. увеличение доли трудноизвлекаемых запасов на балансе компаний, прежде всего, нефтяных, а также запасов низкоНапорного газа на месторождениях Группы «Газпром»;
- 1.3. увеличение запасов сырья, приближающимся по своим технико-экономическим характеристикам к категории нетрадиционных: высоковязкие нефти, низкопроницаемые коллекторы, подгазовые залежи, сланцевые углеводороды и т.п.;
- 1.4. отсутствие промышленно эффективных и применимых, не находящихся в стадии опытно-промышленной эксплуатации, технологий добычи трудноизвлекаемых запасов, обеспечивающих устойчивые финансово-экономические показатели для эксплуатирующих такие месторождения компаний.

Вызов (2) декомпозируется в угрозы:

- 2.1. возрастание числа «тупиковых» направлений по всей цепочке инновационного цикла — от фундаментальных исследований до маркетинга и сервиса в технологиях ТЭК, по

- причине их невозможности технологического усовершенствования, либо длительной окупаемости;
- 2.2. ужесточение конкуренции за новые категории природных ресурсов, пригодных для массовой неуглеродной энергетики;
- 2.3. ошибочные инвестиции крупных компаний вследствие несответствия асимметричной информации о фактически ведущихся разработках, включая закрытые;
- 2.4. энергетические кризисы различного масштаба, обусловленные дефицитом альтернативных топлив в регионах, где не развивались неуглеродные энергетические технологии.
- Вызов (3) можно декомпозировать следующим образом:
- 3.1. возрастающий вклад густонаселенных, а также малообеспеченных инфраструктурой территорий в волатильность цен на углеводородное сырье;
- 3.2. массовая эмиграция населения с неблагополучных территорий и избыточная нагрузка на инфраструктуру, в том числе энергетическую, в принимающих странах и регионах;
- 3.3. крупные социально-демографические и социально-экономические кризисы в различных регионах мира с дефицитом инфраструктуры, требующие в том числе и вмешательства международных организаций, и возможного содействия компаний ТЭК;
- 3.4. невозможность «расшивки» локальных энергетических кризисов на основе преимущественно рыночных решений о строительстве энергетических объектов (даже включая ограниченную поддержку государства) из-за экстремальных показателей инвестиционных затрат, окупаемости и наличия дееспособных инвесторов.

Вызов (4) трансформируется в угрозы:

4.1. локальные конфликты, как вооруженного, так и политико-

- экономического характера, возникающие вокруг как потенциальных, так и действующих транспортных путей;
- 4.2. блокирование потенциально эффективных проектов освоения новых нефте- и газоносных территорий и отток инвесторов по соображениям безопасности;
- 4.3. избыточные инвестиции в проекты, считающиеся политически безопасными, и усиление конкуренции крупнейших мировых компаний за доступ к ним;
- 4.4. возрастающая угроза применения санкций против правительства тех стран, компании которых будут признаны нежелательными для сформировавшегося пула ведущих западных компаний. Возможно, впрочем, формирование иных незападных коалиций государств, стремящихся предотвратить получение российскими компаниями выгодных позиций на энергетических рынках — в настоящее время подобные интересы отмечаются у Саудовской Аравии.
- Переходя к декомпозиции угроз в риски, следует рассматривать различные модели взаимосвязей и взаимозависимостей между различными событиями. В предлагаемой модели декомпозиция вызовов в угрозы осуществлялась таким образом, что каждому вызову соответствовал свой набор непересекающихся с другими вызовами угроз. Однако при переходе на более низкий уровень, возможны ситуации, когда одно и тоже событие, описываемое как риск, является производным от угроз, происходящих из различных вызовов. Отсюда следуют и различия в математическом аппарате для построения дискретных и, возможно в дальнейшем, количественных моделей вызовов, угроз и рисков. Для непересекающихся множеств подходит модель иерархической системы [11]; для пересекающихся — модель ориентированного графа [12].
- О группе вызовов (5)–(8) уже отмечалось, что они, в отличие от первых четырех, носят искажающий характер и следовательно, могут усилить или ослабить влияние не только самих базовых вызовов, но и вытекающих из них угроз и рисков. Моделирование искажающих воздействий одного или нескольких из вызовов группы (5)–(8) может осуществляться на моделях на основе сигнального графа. На качественном уровне, к искажающим или вносящим несогласованность в графовую модель «Вызов — угроза — риск», применим термин «ситуационная задача». Влияние искажающих воздействий формализуется путем введения дополнительного импульса в вершины уже построенного графа или иерархической модели, и последующего расчета изменений в соответствующих параметрах угроз и рисков.
- Среди многочисленных примеров таких ситуационных задач можно выделить несколько наиболее актуальных для нефтегазового комплекса нашей страны уже в краткосрочной перспективе. Так возможная отмена санкций (полная или частичная) уже в середине 2016 года поставит многих покупателей нефтегазового оборудования перед выбором: проводить импортозамещающую политику, либо рассредоточить закупки техники и технологий между условными «западным», «внутренним» и «восточным» рынками? Цена выбора следующая. Несмотря на краткосрочные эффекты от ввоза новых партий импортного оборудования для добычи сырья, сохраняющаяся долгосрочная зависимость компаний от импорта может провоцировать новые угрозы и риски, например, в случае внезапного пересмотра условий контрактов с поставщиками и подрядчиками. Долгосрочный же курс на импортозамещение требует дополнительных затрат, как капитального, так и текущего характера.

Другая возможная ситуация –ная задача касается резкого изменения военно-политической обстановки, либо стратегий внешнеторговой политики вокруг стран, представляющих интерес для России в качестве покупателей нефти и газа, либо действующих или потенциальных транзитеров углеводородного сырья, а также и в странах, на месторождениях которых работают российские компании. Причинами подобных изменений могут стать изменения в структурах власти (Украина), стабилизация действующего правительства (Сирия), снятие экономических санкций (Иран) и другие. Под каждую из этих ситуаций возможно построить свой набор угроз и рисков, структурированных как иерархическая модель либо сигнальный граф.

Изложенный материал позволяет сделать следующие выводы.

1. Санкции, введенные странами Запада, имеют своей экономической целью не позволить России конвертировать геополитический потенциал в современные технологии добычи углеводородного сырья и сильные позиции на рынках нефти и газа. Единственным адекватным ответом на этот вызов может стать формирование национальной инновационной системы ТЭК, неотъемлемой частью которой должны стать технологическое прогнозирование и управление безопасностью. Россия относится к незападным цивилизациям, основной ценностью которых являются в том числе и природные ресурсы. Специфика современного этапа геополитического и экономического противостояния России и Запада заключается в том, что цивили-
- зационные отличия России от Запада требуют выработки новых управленческих подходов, соответствующих национальным ценностям и интересам.
2. Установление иерархии терминов «вызов», «угроза», «риск», часто использующихся в СМИ и профессиональной литературе, позволяет перейти к решению конкретных управленческих задач и строить формализованные модели управления неблагоприятными ситуациями различного уровня опасности и спектра воздействий. Предложенные автором настоящей статьи подходы к построению подобных моделей достаточно прости в методологическом плане и могут быть приспособлены для широкого спектра проблем прикладной направленности.

#### Список использованных источников

1. РИА Новости. — URL: <http://www.ria.ru/economy/20150317/1052970468.html> Дата обращения 25.07.2015.
2. Бушуев В.В., Мастепанов А.М., Первухин В.В., Шафраник Ю.К. Глобальная энергетика и geopolитика (Россия и мир) / Под ред. Ю.К. Шафраника. — М.: ИД «Энергия», 2015.
3. Дмитриевский А.Н., Комков Н.И., Мастепанов А.М., Кротова М.В. Ресурсно-инновационное развитие экономики России / Под ред. Н.И. Комкова и А.М. Мастепанова. — М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013.
4. Фролов И.Э., Ганичев Н.А. Научно-технологический потенциал России на современном этапе: проблемы реализации и перспективы развития // Проблемы прогнозирования. № 1. 2014.
5. Паршев А.П. Почему Россия не Америка. — М.: «Крымский мост», 2000.
6. Малинецкий Г.Г. и др. Управление риском. Коллективная монография. — М.: «Наука», 2000.
7. Интернет-словарь. — URL: <http://www.vokabula.ru> Дата обращения 25.07.2015.
8. Интернет-справочник. — URL: <http://www.lingorado.com/missing-translations-challenge> Дата обращения 25.07.2015.
9. Сайт Кафедры социологии и психологии ЮРГТУ (бывш. Новочеркасский политехнический институт). — URL: <http://www.socis.ucoz.ru/load/>, далее по списку лекций и учебных пособий, выкладываемых в свободном режиме. Дата обращения 25.07.2015.
10. Атаманов Г.А. Азбука безопасности. Исходные понятия теории безопасности и их определения // Защита информации. Инсайд. 2012. № 4. — URL: <http://www.bis-expert.ru/blog/4042/44756> Дата обращения 25.07.2015.
11. Информация и модели структур управления / Под ред. акад. Н.П. Федоренко. — М.: «Наука», 1972.
12. Робертс Ф.С. Дискретные математические модели. — М.: «Наука», 1986.

# Современные технологии обслуживания крупнейших предприятий газовой отрасли: как сделать управление денежными средствами более эффективным

**А.А. Белкин**, начальник Департамента топливно-энергетического комплекса Банка ГПБ (АО)

**М.О. Жарковский**, заместитель начальника Центра поддержки клиентского бизнеса ГПБ (АО),  
кандидат экономических наук

**Аннотация.** В настоящей статье рассматриваются основные тенденции, сложившиеся в российской газовой отрасли. В условиях сложной финансовой и ценовой конъюнктуры на первый план выходят новые методы управления ликвидностью крупнейших компаний. К таким методам, в первую очередь, относятся финансовые решения, обеспечивающие эффективное управление денежными потоками предприятий, одним из которых является банковское сопровождение инвестиционных контрактов. Сегодня крупнейшие российские коммерческие банки имеют весь необходимый инструментарий, позволяющий удовлетворить потребности газовых холдингов в высокотехнологичных расчетных продуктах и услугах.

**Ключевые слова:** банковские продукты, газовые холдинги, кэш-менеджмент, кэш-пулинг, банковское сопровождение, централизованное казначейство.

## High value added banking services for Russian gas majors: how to make liquidity management more efficient

**A.A. Belkin**, Head of fuel & energy complex Department

**М.О. Zharkovsky**, Deputy head of Client business support Center, Ph.D.

**Abstract.** The main purpose of the article is to underline the complexity of banking services offered to the holding companies, operating in the gas industry. Volatile dynamics of energy markets and increasing demand for investment resources both give rise to new approaches towards liquidity management. Among the solutions brought forward by Russian commercial banks we put a stress on two products: cash-management services and banking support of strategic/state-sponsored investment projects.

**Key words:** financial products, gas companies, cash-management, cash-pooling, centralized treasury, banking support of investment projects.

УДК 336.717.061

### Введение

Крупнейшие российские газовые холдинги составляют основу российской экономики, формируя значительную часть поступлений федерального и местного бюджетов. Экономическое влияние газовых холдингов выходит далеко за пределы собственно добычи и переработки газа: они являются крупнейшими работодателями, выполняя важную социально-экономическую функцию, и формируют спрос в других стратегических отраслях, таких как металлургия, машиностроение, транспорт и пр.

Российские газодобывающие и газоперерабатывающие компании занимают лидирующие позиции в мировой газовой отрасли, обладая существенной ресурсной базой и уникальными технологическими компетенциями. Вместе с тем конъюнктура энергетических рынков и глобальная конкуренция предопределяют необходимость постоянного совершенствования методов управления производственной и финансовой деятельностью.

Немаловажным фактором устойчивого развития предприятий газовой промышленности является их эффективное взаимодей-

ствие с банковским сектором. Газовые холдинги, с одной стороны, выступают поставщиками денежных средств в экономику в виде депозитов и остатков на расчетных счетах, с другой — потребителями заемного капитала, необходимого как для обеспечения эффективности текущей деятельности, так и для реализации инвестиционных программ.

В первой главе статьи приводится краткое описание российского газового рынка в разрезе крупнейших газовых и нефтегазовых холдингов. Во второй главе акцентируется внимание на финансовых результатах крупнейших газовых

холдингов. Результаты анализа позволяют сделать вывод о сложной производственной структуре газовых компаний и, как следствие, об их интересе к сложным расчетным продуктам. Дополнительным стимулом к повышению эффективности управления денежными средствами является значительный объем финансовых ресурсов, которыми оперируют рассматриваемые компании.

В третьей главе рассматриваются основные формы взаимодействия крупнейших российских газовых холдингов и коммерческих банков с акцентом на банковские решения, обеспечивающие эффективное управление денежными средствами. К таким решениям традиционно относят продукты кэш-менеджмент, которые делятся на продукты, позволяющие осуществлять контроль расходования денежных средств дочерними компаниями, и решения в области кэш-пулинга. Сравнительно недавно на рынке появился новый продукт: банковское сопровождение контрактов. Данный продукт предназначен для контроля целевого и эффективного расходования денежных средств в рамках реализации инвестиционных проектов.

#### **Основные участники российского газового рынка**

Россия является вторым после США крупнейшим в мире производителем природного газа. В 2014 году объем добычи, включая сжижение в факелах, составил 654,2 млрд м<sup>3</sup>, снизившись по сравнению с 2013 годом на 3,3% г/г. В 2015 году в сфере добычи газа пока также преобладают негативные тенденции — по итогам первых семи месяцев добыча снизилась на 5,5% г/г. Россия является вторым крупнейшим в мире потребителем природного газа и крупнейшим в мире экспортёром газа. Соответственно тенденции в сфере добычи газа определяются как внутренним, так и внешним

спросом. На Россию приходится 28% мирового экспорта трубопроводного газа и 4,3% экспорта сжиженного газа, в целом в мировом экспорте газа доля России составляет 20%. Значительные ресурсы природного газа, которыми располагает российская экономика, дают возможность развивать такое стратегически важное направление, как газохимия.

Крупнейшей газодобывающей компанией России является ПАО «Газпром». Компания занимает доминирующее положение на российском рынке и входит в число ведущих мировых игроков энергетического рынка. В 2014 году добыча «Газпрома», включая зависимые общества, составила 443 млрд м<sup>3</sup>, что в процентном исчислении соответствует 69% общероссийской и 12% мировой добычи газа. К основным направлениям деятельности Группы относятся геологоразведка и добыча, транспортировка и хранение, переработка и реализация газа (в том числе в качестве моторного топлива), газового конденсата и нефти, а также производство и сбыт тепло- и электроэнергии. За счет участия в СПР «Сахалин-2» «Газпром» является единственным в России производителем и экспортёром сжиженного природного газа.

К независимым производителям газа (НПГ) относятся ПАО «НОВАТЭК» и нефтяные компании. В 2014 году НПГ обеспечили 34% от всей добычи газа, за последние 5 лет их доля в российской добыче выросла более чем на 13 п.п.

ПАО «НОВАТЭК» занимается разведкой, добычей, переработкой и реализацией природного газа и жидких углеводородов. В 2014 году товарная добыча газа составила 62,1 млрд м<sup>3</sup>. Перспективы компании связаны с дальнейшим освоением нефтегазовых ресурсов в Ямalo-Ненецком АО. Начата реализация масштабного проекта по строительству СПГ завода «Ямал СПГ», который позволит

«НОВАТЭКу» выйти на международный рынок газа. Оператором проекта, владельцем лицензии и всех активов является ОАО «Ямал СПГ» (совместное предприятие с «Total» и CNPC). Начало производства СПГ запланировано на 2017 год. К 2020 году компания планирует увеличить добычу до 100 млрд м<sup>3</sup>, значительная часть добываемого газа будет направляться на экспорт.

Лидерами по объемам добычи среди ВИНК являются НК «Роснефть» и НК «ЛУКОЙЛ». Основная часть добываемого ВИНК газа относится к попутному нефтяному газу (ПНГ, около 60% от всей добычи), добыча которого в последние годы быстро растет (+9,3% г/г в 2014 году), что связано с увеличением утилизации ПНГ нефтяными компаниями (до-стигшей 85–88%).

НК «Роснефть» является крупнейшей нефтедобывающей компанией страны и лидирует по объемам добычи ПНГ. Компания активно наращивает добычу газа. В 2014 году компания добыла 56,7 млрд м<sup>3</sup>. Рост добычи в 2014 году на 49% г/г главным образом был связан с консолидацией активов ТНК-ВР и ООО «НГК «ИТЕРА» (совокупно 12,4 из 18,6 млрд м<sup>3</sup> прироста добычи). Также продолжился рост добычи природного и попутного газа на Банкоре и Майской группе месторождений, в том числе благодаря реализации мероприятий по повышению уровня использования ПНГ. Основные центры роста добычи в ближайшие годы — проект Роспан, Харампурское и Береговое месторождения, Кынско-Часельская группа месторождений. К 2020 году компания планирует добывать 100 млрд м<sup>3</sup> газа в год и существенно увеличить свою долю на внутреннем газовом рынке (до 20%). Совместно с ExxonMobil компания начала реализацию проекта по производству сжиженного природного газа (СПГ) — «Дальневосточный СПГ».

ПАО «ЛУКОЙЛ» — одна из крупнейших вертикально интегрированных нефтегазовых компаний в мире. Компания обладает полным производственным циклом от добычи нефти и газа до сбыта нефтепродуктов. В последние три года наблюдался умеренный рост добычи газа, в том числе в 2014 году на 0,9% г/г. С целью коммерциализации запасов газа и снижения зависимости компании от сильной ценовой волатильности на международном рынке нефти «ЛУКОЙЛ» активно развивает газовый сектор. Компания занимается разработкой газовых месторождений Большехетской впадины на Ямале. В перспективе значительный прирост добычи газа должны обеспечить месторождения Северного Каспия. Газ с этих месторождений будет доставляться на газохимический комплекс ООО «Ставролен».

Холдинг «СИБУР» является крупнейшей в России интегрированной газоперерабатывающей и нефтехимической компанией и занимает первое место в России по объемам переработки попутного нефтяного газа. Группа владеет и управляет самой широкой в России комплексной инфраструктурой по переработке и транспортировке ПНГ и ШФЛУ, включая семь из девяти действующих газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) в Западной Сибири, 5 компрессорных станций и 3 газофракционирующие установки (ГФУ). На начало 2015 года мощности «СИБУР» по переработке ПНГ составляли 23,1 млрд м<sup>3</sup> в год, газофракционирующие мощности — 8 млн т в год.

#### Результаты финансовой деятельности крупнейших газовых холдингов

В данном разделе проводится краткий анализ основных финансовых показателей крупнейших российских газовых холдингов. Так как значительная часть выручки ВИНК формируется за счет

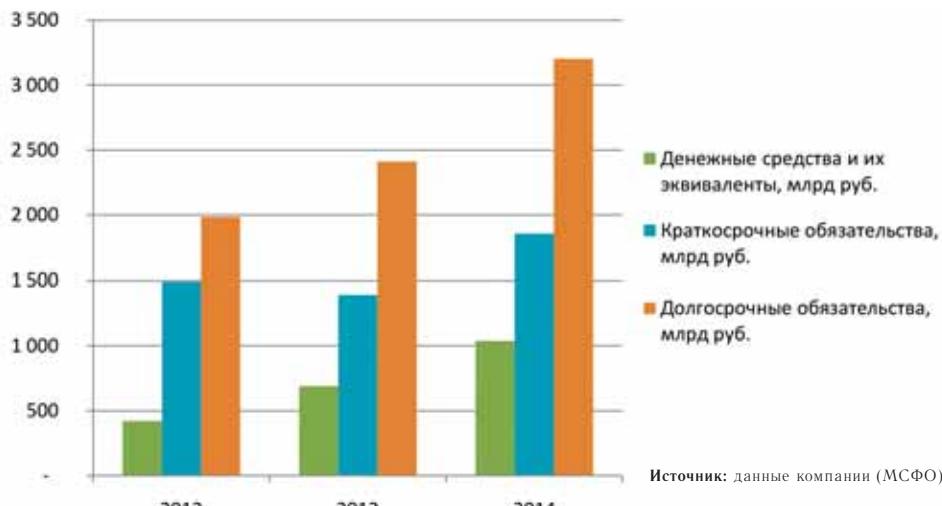
реализации нефти и нефтепродуктов, анализ их финансового состояния выходит за рамки статьи.

**ПАО «Газпром».** В 2014 году объем выручки ПАО «Газпром» составил 5,6 трлн руб., что на 6,5% больше чем в 2013 году. Объем выручки характеризуется положительной динамикой с 2012 по 2014 год. В этот же период наблюдался рост объема как краткосрочных, так и долгосрочных обязательств, при этом отношение чистого долга к EBITDA было стабильно на уровне 1,00.

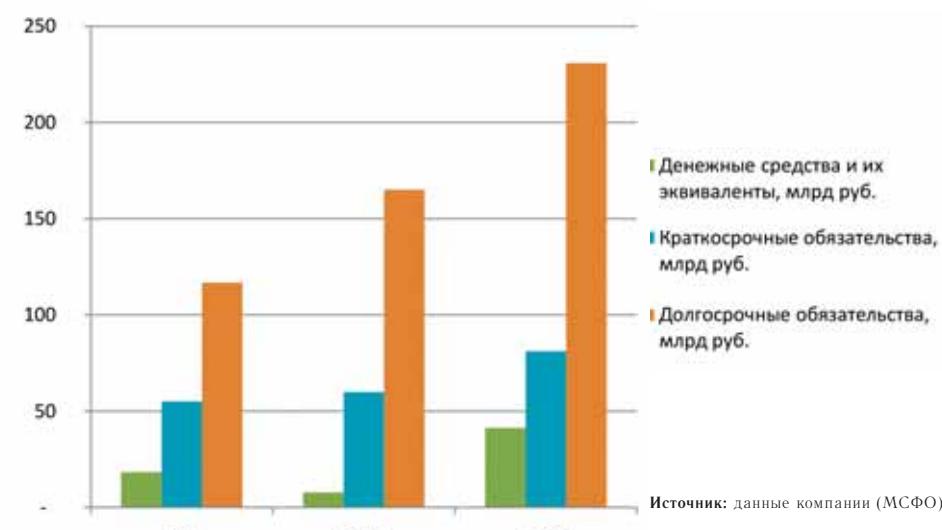
За последние 3 года также увеличился объем денежных средств и их эквивалентов, в 2014 году он

составил более 1 трлн руб., что почти на 51% больше, чем в 2013 году. На *рис. 1* представлена динамика отдельных финансовых показателей ПАО «Газпром» в 2012–2014 годах.

**ПАО «НОВАТЭК».** В 2014 году объем выручки ПАО «НОВАТЭК» составил 358 млрд руб., что на 20,1% больше чем в 2013 году. Объем выручки компании стабильно рос на протяжении последних трех лет. Кредитный портфель холдинга характеризуется опережающими темпами роста объемов долгосрочных обязательств — в 2014 году они выросли почти на 40%.



**Рис. 1.** Динамика отдельных финансовых показателей ПАО «Газпром», 2012–2014 годы



**Рис. 2.** Динамика отдельных финансовых показателей ПАО «НОВАТЭК», 2012–2014 годы

Объем денежных средств компании снизился в 2013 году, но в 2014 году произошел рост показателя, который во многом был вызван скачком курсов иностранных валют в конце 2014 года, увеличением поступлений от операционной деятельности и поступлений от продажи долей в некоторых предприятиях. На *рис. 2* представлена динамика отдельных финансовых показателей ПАО «НОВАТЭК» в 2012–2014 годах.

**ПАО «СИБУР».** В 2014 году объем выручки ПАО «СИБУР» составил 361 млрд руб., что на 33,8% больше чем в 2013 году. Объем выручки компании характеризовался положительной динамикой с 2012 по 2014 год. При этом по итогам 2014 года объем краткосрочных обязательств увеличился почти в 2 раза, долгосрочных обязательств — в 2,2 раза.

Объем денежных средств на расчетных счетах и депозитах упал в 2013 году, но по итогам 2014 резко увеличился, превысив показатели 2012 года в два раза. На *рис. 3* представлена динамика отдельных финансовых показателей ПАО «СИБУР» в 2012–2014 годах.

Таким образом, анализ производственной деятельности и финансовых показателей крупней-

ших российских газовых холдингов позволяет сделать вывод об их значительной финансовой ресурсной базе. Это, в свою очередь, предопределяет важность эффективного взаимодействия компаний и коммерческих банков. Даже в условиях сложной внешней конъюнктуры российские газовые и нефтегазовые компании продолжают развивать основные производственные направления и осваивать новые технологии.

### Финансовые решения, направленные на повышение эффективности управления денежными средствами

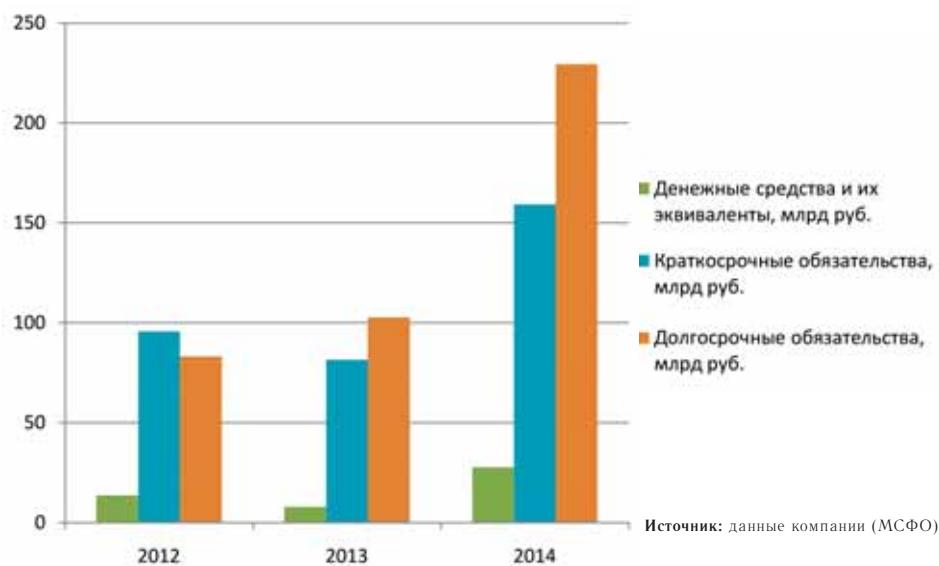
Необходимость внедрения финансовых решений в области централизованного управления денежными средствами продиктована следующими причинами.

Поручения Президента и Правительства РФ о создании единых казначейских центров в государственных корпорациях и компаниях, доля государства в уставных капиталах которых составляет более пятидесяти процентов, сформировали спрос и определили требования к сервисам централизации управления денежными средствами. Несмотря на то, что в виде прямого ука-

зания это требование относится только к компаниям с государственным участием, становится очевидным, что государство максимально заинтересовано в прозрачности денежных потоков крупнейших российских корпораций. Это во многом связано с практикой реализации стратегических проектов в форме государственно-частного партнёрства.

Как было показано, операционная деятельность газовых холдингов имеет очень разветвленную и сложную структуру. Компании выстраивают полный производственный цикл. Вследствие этого важнейшим фактором становится возможность представления им сервисов, связанных с организацией расчетно-кассового обслуживания всех участников производственной цепочки. Помимо собственно расчетных операций не последнюю роль занимают финансово-технологические решения, дающие возможность осуществлять контроль расходных операций, как дочерних компаний самих холдингов, так и их подрядчиков.

Очень важную роль в развитии новых казначейских сервисов играет стремление газовых холдингов оптимизировать процентные и непроцентные расходы, связанные с осуществлением финансовой деятельности.



**Рис. 2.** Динамика отдельных финансовых показателей ПАО «Сибур», 2012–2014 годы

### Банковские продукты кэш-менеджмент

Продукты кэш-менеджмент включают комплекс современных банковских инструментов, предназначенных для централизованного казначейства и направленных на эффективное управление дебетовыми и кредитовыми остатками на банковских счетах группы компаний. Централизованное казначейство корпорации можно определить как подразделение, ответственное за управление финансами группы компаний с единым центром принятия решений, ана-

литики, ведения переговоров с банками и партнерами.

Продуктовый ряд кэш-менеджмента становится все более и более востребованным, так как с его помощью можно эффективно решать задачи корпоративного казначейства без значительных инвестиций, многолетнего ожидания результатов внедрения ИТ-решений и рисков, связанных с реализацией масштабных проектов. В продуктах кэш-менеджмента «Газпромбанка» накоплен опыт взаимодействия с казначействами крупнейших холдинговых компаний, осуществлены инвестиции, позволяющие быстро и качественно разворачивать продукты в соответствии с требованиями клиентов, заложены принципы модульного внедрения в зависимости от текущих и будущих потребностей компаний.

Как правило, первым продуктом линейки кэш-менеджмента, с которого начинается взаимодействие компаний и Банка, является «Расчетный центр корпорации». Использование продукта позволяет компании решить базовые задачи, без которых практически невозможно функционирование казначейства, а именно обеспечение прозрачности финансовых потоков и финансовой дисциплины на предприятиях холдинга, а также построение системы планирования и контроля бюджетов движения денежных средств.

Решение базовых задач позволяет перейти к решению вопросов более эффективного управления ликвидностью компании и использованию продуктов линейки кэш-пулинга. Пул — структура, включающая несколько счетов, открытых в банке, остатки на которых рассматриваются совместно (консолидируются) для целей оптимизации расчета получаемых/уплачиваемых процентов, а также для улучшения качества управления ликвидностью группы компаний (многофилиальной компании).

Продукт материальный кэш-пулинг позволяет компании консо-

лидировать денежные средства на счете головной компании и обеспечить финансирование дочерних компаний и филиалов в сумме, необходимой для проведения переводов, согласованных головной компанией. Такой подход позволяет централизовать ликвидность для более эффективного управления денежными средствами, а также сократить расходы на высококвалифицированный и высокооплачиваемый персонал казначейств в дочерних компаниях и филиалах. На *рис. 4* представлен пример реализации материального пулинга.

С использованием продукта виртуальный кэш-пулинг компания получает возможность более эффективно управлять внутригрупповой ликвидностью и минимизировать расходы, связанные с привлечением в Банке кредитов в форме овердрафта, за счет того, что Банк рассматривает денежные средства на счетах компаний — участников пула в качестве фондирования внутригрупповых кредитов.

Централизация казначайской функции с использованием продуктового ряда «Газпромбанка» позволяет компании перейти к решению задач по оптимизации и стандартизации каналов взаимодействия с банком и построению фабрики платежей. В этом случае «Газпромбанк» предоставляет клиенту продукт, который позво-

ляет компании отказаться от использования систем класса «Клиент-Банк» и обеспечить прямое взаимодействие ERP системы компании и автоматизированной банковской системы, а также продукт SWIFT SCORE.

Одной из основных целей любой компании является сокращение операционных издержек, и в этом случае «Газпромбанк» предлагает решения, позволяющие передать на аутсорсинг банку функции контроля бюджетов движения денежных средств с использованием продукта «Контроль банком расходных операций». Кроме этого, «Газпромбанк» также предоставляет сервисы, позволяющие клиенту существенно сократить время на обработку входящих платежей при использовании счетов для идентификации платежа путем подготовки для клиента детализированных отчетов по поступлениям для их последующей автоматической обработки в ERP системе компании.

Таким образом, комплексное использование продуктового ряда кэш-менеджмента «Газпромбанка» позволяет компании обеспечить быстрое и качественное построение централизованного казначейства, настроенного на решение конкретных бизнес задач, более эффективно управлять денежными средствами, а также оптимизировать операционные издержки.

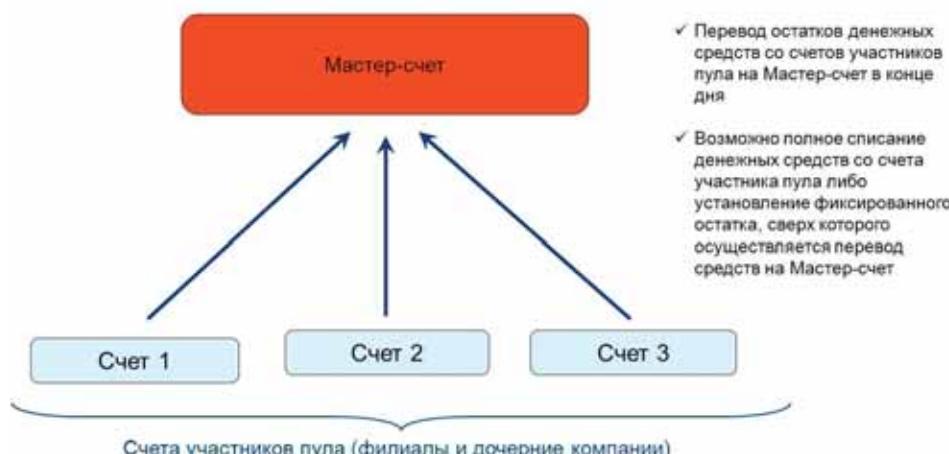


Рис. 4. Консолидация денежных средств внутри материального пулинга

## Банковское сопровождение контрактов

Банковское сопровождение включает комплекс услуг, оказываемых банком корпоративным клиентам, по контролю целевого расходования денежных средств, предусмотренных контрактом, в том числе:

- проведение мониторинга расчетов, осуществляемых в рамках исполнения контракта, на отдельных счетах, открытых в банке участниками проекта по всем уровням кооперации;
- осуществление контроля целевого расходования денежных средств (проведение банковской экспертизы предоставляемых участниками проекта обосновывающих документов на предмет соответствия условий платежа по принимаемым работам (товарам, услугам) условиям заключенных договоров на всех уровнях кооперации);
- информирование заказчика о результатах расходования средств с отдельных счетов участников проекта (представление ежемесячной (ежеквартальной) отчетности).

В настоящее время «Газпромбанк» успешно внедряет услугу банковского сопровождения, предназначенную для осуществления контроля целевого использования средств, выделенных на реализацию инвестиционных проектов через систему обособленных банковских счетов, открываемых всем участникам производственного процесса. На рис. 5 и 6 приведена принципиальная схема распределения ролей и функциональных обязанностей в рамках реализации услуги.

В соответствии с Федеральным законом от 29 декабря 2012 года № 275-ФЗ «О государственном

оборонном заказе» «Газпромбанк» является уполномоченным банком по сопровождению государственного оборонного заказа. В рамках реализации положений Федерального закона «Газпромбанк» осуществляет сопровождение государственных контрактов, связанных как с изготовлением высокотехнологичного оборудования и техники оборонного назначения, так и со строительством специальных объектов. Кроме того Банк имеет опыт банковского сопровождение капиталоемких инфраструктурных проектов, таких как строительство пятого пускового комплекса Центральной кольцевой автомобильной дороги в Московской области, проектов дорожного и промышленного строительства в Самарской области и Республике Башкортостан.

Использование услуги банковского сопровождения имеет колос-



Рис. 5. Мониторинг расчетов с использованием отдельных банковских счетов



Рис. 6. Схема реализации расширенного банковского сопровождения

сальный потенциал в качестве эффективного инструмента по контролю целевого расходования денежных средств и уже имеет законодательно закрепленную нормативную базу в случаях реализации государственных закупок (44-ФЗ) и закупок в рамках выполнения государственного оборонного заказа (275-ФЗ). Экспертным сообществом подтверждено, что данная услуга позволяет обеспечить информационную прозрачность инвестиционных проектов на всех уровнях реализации, а также предупредить проблемы, связанные с использованием денежных средств не по целевому назначению, что особенно актуально в текущей экономической ситуации, требующей особенного внимания от инвестора.

Принципиально можно выделить два вида банковского сопровождения: простое и расширенное. В первом случае Банк информирует заказчика о движении денежных средств участников проекта, что позволяет осуществлять последующий контроль проведе-

ния расчетов. Расширенное сопровождение предусматривает предварительный контроль целевого расходования денежных средств участниками проекта. Для этого проводится банковская экспертиза обосновывающих документов, и полученная в результате анализа отчетность предоставляется клиенту на регулярной основе.

Под каждый инвестиционный проект в Банке открываются отдельные счета, расчеты по которым проходят только в рамках реализуемого проекта. Таким образом, инвестиционный поток обособляется от прочей хозяйственной деятельности, и заказчик может в режиме реального времени оценивать ход исполнения проекта, выявлять недобросовестных подрядчиков и случаи неэффективного использования денежных средств. Данный механизм также снижает риски неплатежей исполнителям, непосредственно выполняющим работы на объекте.

Предприятия газовой отрасли можно отнести к потенциальным потребителям данного продукта.

Стоит учесть, что для использования услуг банковского сопровождения необходимо внесение соответствующих корректировок в Положения о закупках и типовые договоры на реализацию инвестиционных проектов.

### Заключение

В рамках настоящей статьи были рассмотрены основные тенденции, сложившиеся в российской газовой отрасли. В условиях сложной финансовой и ценовой конъюнктуры на первый план выходят новые методы управления ликвидностью крупнейших компаний отрасли. К таким методам, в первую очередь, относятся финансовые решения в области управления денежными средствами и банковское сопровождение инвестиционных контрактов. Крупнейшие российские коммерческие банки, в их числе и «Газпромбанк», имеют все возможности для удовлетворения потребностей газовых холдингов в высокотехнологичных продуктах и услугах.

# Правовые проблемы производства и использования биогаза на рынке энергетических ресурсов России

**В.А. Карасевич**, кандидат технических наук, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

**Е.В. Тищенко**, магистрант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

**А.В. Албул**, кандидат технических наук, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются основные виды использования биогаза: топливо, электроэнергия, автономное обеспечение ресурсами. Проанализирована действующая нормативная правовая база РФ по каждому виду использования и выявлены пробелы в законодательстве.

**Ключевые слова:** биогаз, биогазовая технология, утилизация, сельскохозяйственные отходы, электроэнергия, автономное энергоснабжение, зеленый тариф, возобновляемые источники энергии.

## Legal problems of production and use of biogas in the energy market of Russia

**V.A. Karasevich**, PhD, ENGPORGROUP LLC

**E.V. Tischenko**, Russian State Oil & Gas University

**A.V. Albul**, PhD, ENGPORGROUP LLC

**Abstract.** The article is about the main uses of biogas: fuel, electricity, autonomous resources. We have analyzed the regulatory framework of the Russian Federation for each type of use and the identified gaps in the legislation.

**Keywords:** biogas, biogas technology, waste, agricultural residues, electricity, independent power supply, feed-in tariff, renewable energy.

УДК 338.4



В настоящее время доля возобновляемых источников энергии (далее — ВИЭ) в топливно-энергетическом балансе России (далее — ТЭБ) составляет примерно 1%, в то время как в Европе это значение около 13%. Ключевыми документами развития ВИЭ и других видов энергетики в России являются Энергетическая стратегия России на период до 2035 года и Государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики» до 2020 года. В них закреплены основные задачи и цели

развития ВИЭ. К 2020 году доля электроэнергии, произведенной на базе ВИЭ, в ТЭБ должна составить 4,5% в основном за счет энергии ветра и малой гидроэнергетики. Биогаз как источник производства электроэнергии детально не рассмотрен и в государственные программы не включен. Однако потенциал производства энергии из органических отходов достаточно велик. Биогаз можно использовать:

- в качестве топлива;
- выработка электроэнергии;
- автономное обеспечение ресурсами.

Рассмотрим каждый вид использования в отдельности и оце-

ним перспективы развития и возможности использования биогаза в условиях действующей нормативно-правовой базы.

**Первое.** Использование биогаза в качестве топлива. Биогаз по составу схож с природным газом, следовательно, можно предположить, что компания-производитель биогаза может поставлять его потребителям. Возможно ли это в условиях действующего законодательства?

В настоящее время действует Постановление Правительства РФ «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранс-

<sup>1</sup> Постановление Правительства РФ от 14 июля 1997 года № 858 (ред. от 19.06.2014) «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром», Собрание законодательства РФ, 21.07.1997, № 29, ст. 3525.

портной системе ПАО «Газпром»<sup>1</sup>, которое регламентирует порядок подключения независимых производителей газа к газотранспортной системе «Газпрома». В ПП РФ говорится о том, что любая организация на территории РФ имеет право на недискриминационный доступ к сетям для транспортировки газа<sup>2</sup>.

Установлены условия, которые должны быть соблюдены при получении доступа<sup>3</sup>:

1. Наличие свободных мощностей в газотранспортной системе от места подключения до места отбора газа на предлагаемый поставщиком газа период поставки газа.
2. Соответствие качества и параметров поставляемого газа стандартам и действующим в системе ПАО «Газпром» техническим условиям и другим нормативно — техническим документам.
3. Наличие к предлагаемой поставщиком газа дате начала поставки газа подводящих газопроводов у поставщиков и газопроводов — отводов к покупателям с пунктами учета и контроля качества газа.

Следовательно, чтобы получить доступ к газотранспортной системе производителю биогаза необходимо:

- получить технические условия и выполнить их;
- довести биогаз по качественным характеристикам до характеристик природного газа (произвести очистку до биометана, компрессия давления). Требования к качеству газа установлены отраслевым стандартом<sup>4</sup>;
- иметь подводящие газопроводы.

Однако главным препятствием продажи биогаза потребителям на

сегодняшний день является недостаточность законодательной базы, которая регламентировала бы технические, ценовые и административные процедуры. Например, нет документа, который бы обосновывал происхождение биогаза. У компаний, которые добывают природный газ, таким документом является лицензия на добывчу полезных ископаемых, которую выдает Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

Для биогаза в качестве такого документа можно предложить создание сертификата, который выдавался бы государственным органом, в нем закреплялись бы основные положения: производитель, объем биометана, технические характеристики продукта и другие.

*Второе. Использование биогаза для выработки электроэнергии.* Производитель биогаза, имея генерирующее оборудование, может производить электроэнергию и продавать ее потребителям. Действующее законодательство РФ содержит правила и нормы, которые регламентируют такую процедуру.

В настоящее время действует Постановление Правительства РФ «...Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии...», которое устанавливает порядок подключения к электросетям производителей электроэнергии. В соответствие с этим Постановлением производитель биогаза должен выполнить технологическое присоединение.

Для того чтобы стать участником розничного рынка энергии от ВИЭ, необходимо пройти несколько шагов. Сначала необходимо попасть в региональную схему и программу развития энергетики. Попадание в программу происходит через конкурсный отбор. Правила конкурсного отбора детально

прописаны в Постановлении Правительства РФ<sup>5</sup>. После того, как объект построен, он проходит квалификацию<sup>6</sup>. Это значит, что он должен быть признан объектом, генерирующим энергию именно от возобновляемых источников. Эта функция возложена на НП «Совет рынка»<sup>7</sup>.

Следующий этап является самый важным и самым методически сложным — порядок определения долгосрочной цены или тарифа, на основании которого будет осуществляться возврат инвестиций. Тариф этот долговременный, устанавливается региональным органом исполнительной власти, регулирующим цены и тарифы. Общие положения ценообразования на электрическую энергию, в том числе, произведенную на основе использования ВИЭ установлены в Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»)<sup>8</sup>.

<sup>5</sup> Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 года № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности», Собрание законодательства Российской Федерации, 4.04.2011, № 14, ст. 1916.

<sup>6</sup> Постановление Правительства РФ от 3 июня 2008 года № 426 (ред. от 17.02.2014) «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии», Собрание законодательства РФ, 09.06.2008, № 23, ст. 2716.

<sup>7</sup> Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об электроэнергетике», Собрание законодательства РФ, 31.03.2003, № 13, ст. 1177.

<sup>8</sup> Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178 (ред. от 09.10.2015) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»), Собрание законодательства РФ, 09.06.2008, № 23, ст. 2716.

<sup>2</sup> Там же, п. 4.

<sup>3</sup> Там же, п. 5.

<sup>4</sup> ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам.

И только после согласования тарифа генерирующий объект начинает полноценно функционировать и продавать электроэнергию на розничном рынке. Но в отличие от оптового рынка, на розничном пока не все особенности механизма ценообразования разработаны и приняты.

**Третье.** Автономное обеспечение ресурсами. Этот вариант больше всего подходит предприятиям, в результате деятельности которых образуется большое количество отходов. Обеспечение экологически безопасного обращения с отходами — одна из приоритетных задач «Основ государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года». В России остро стоит вопрос утилизации отходов. В настоящее время объем отходов достигает примерно 1450 млн т в год<sup>9</sup> по основным видам производства (сельскохозяйственные, деревообработка, твердые бытовые отходы, пищеперерабатывающие), большая часть которых не утилизируется.

Основные виды животноводческих отходов относятся к третьему классу опасности<sup>10</sup>. Это значит, что средний период восстановление экосистемы равен 10 годам. Технология производства биогаза позволит решить проблему утилизации отходов и обеспечит энергоресурсами предприятие. Перерабатывая отходы, на выходе получаются высококачественные органические

разования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике», Собрание законодательства РФ, 23.01.2012, № 4, ст. 504.

<sup>9</sup> Голубев И.Г., Шванская И.А., Коноvalенко Л.Ю., Лопатников М.В. Рециклинг отходов в АПК: справочник. — М.: ФГБНУ «Росинформагротех», 2011. — С. 6.

<sup>10</sup> Приказ Росприроднадзора от 18 июля 2014 года № 44 (ред. от 20.07.2015) «Об утверждении федерального классификационного каталога отходов» (зарегистрировано в Минюсте России 01.08.2014 № 33393).

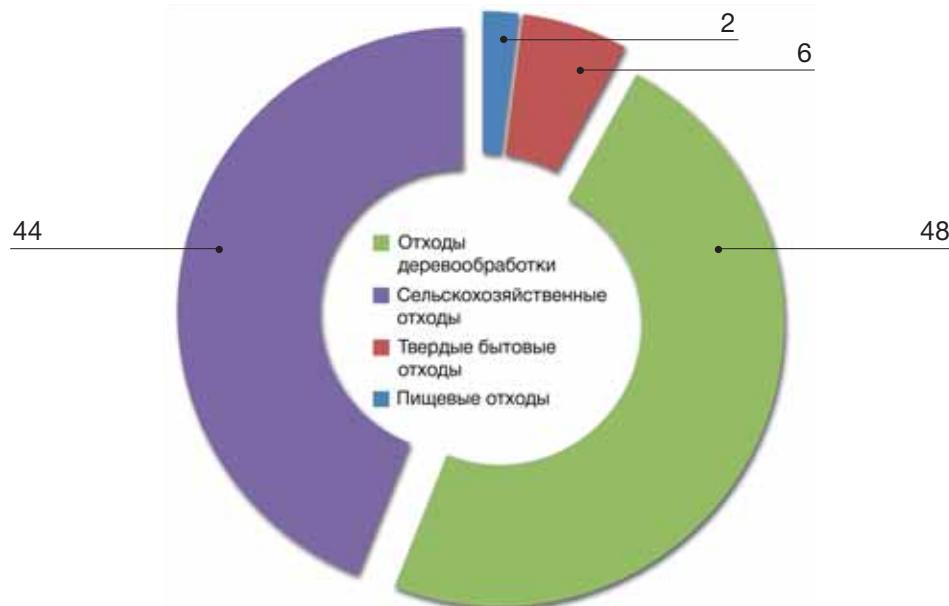


Рис. 1. Виды отходов, в %

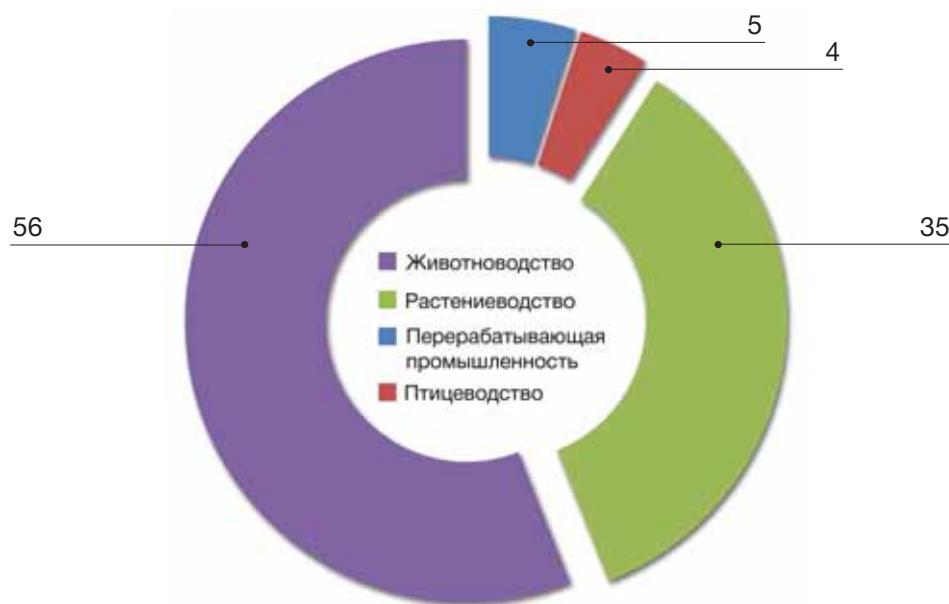


Рис. 2. Структура отходов в АПК, в %

удобрения для растений и биогаз, который можно использовать для отопления помещений, производства электроэнергии на покрытие собственных нужд. У предприятия сокращаются затраты на экологические платежи, частично или полностью можно отказаться от покупки энергоресурсов, автономность позволяет не тратить денежные средства на технологическое присоединение к сетям. В настоящее время нормативная правовая база по данному виду использова-

ния биогаза практически не разработана. На данный момент принято два стандарта, которые содержат основную терминологию по биогазу и биогазовым установкам<sup>11</sup>. Однако стандарт не является источником права. Законодательно закрепленного понятия

<sup>11</sup> ГОСТ Р 52808 -2009. Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Термины и определения, ГОСТ Р 53790-2010. Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Общие технические требования к биогазовым установкам.

биогаза на сегодняшний день нет, из этого следует, что правовой статус биогаза не определен, нет единого толкования, возможно различное наполнение содержательной части. Чтобы в будущем развивались биогазовые технологии и проекты, достаточно закрепить основные положения, не усложняя их административными процедурами. Законодательство позволит создать привлекательный инвестиционный климат, не только для бизнеса, но и для индивидуального домохозяйства.

Таким образом, можно сделать

вывод, что развитие возобновляемой энергетики в нашей стране — перспективное направление будущего, но необходимо предпринять правовые, экономические, институциональные меры. Вот некоторые из них:

1. Разработать и принятие закон о возобновляемой энергетике и детализировать его постановлениями Правительства РФ по видам (например, биоэнергетика, солнечная энергия, ветровая и т. д.)

2. Разработать и утвердить нормативные правила сертификации биогаза.

3. Предусмотреть льготы в налоговом законодательстве для предприятий, занимающихся производством «зеленой энергии».

4. Предусмотреть отдельные тарифы для биогаза и методику их расчета.

5. Внести соответствующие изменения и дополнения в Общероссийский классификатор продукции по видам экономической деятельности ОК 034-2007 (КПЕС 2002) и Общероссийский классификатор видов экономической деятельности.

#### Список использованных источников

1. Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об электроэнергетике», Собрание законодательства РФ, 31.03.2003, № 13, ст. 1177.
2. Постановление Правительства РФ от 14 июля 1997 года № 858 (ред. от 19.06.2014) «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром», Собрание законодательства РФ, 21.07.1997, № 29, ст. 3525.
3. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 года № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности», Собрание законодательства Российской Федерации, 4.04.2011, № 14, ст. 1916.
4. Постановление Правительства РФ от 3 июня 2008 № 426 (ред. от 17.02.2014) «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии», Собрание законодательства РФ, 09.06.2008, № 23, ст. 2716.
5. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178 (ред. от 09.10.2015) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике», Собрание законодательства РФ, 23.01.2012, № 4, ст. 504).
6. Приказ Росприроднадзора от 18 июля 2014 года №44 (ред. от 20.07.2015) «Об утверждении федерального классификационного каталога отходов» (зарегистрировано в Минюсте России 01.08.2014 № 33393).
7. ГОСТ Р 52808 -2009. Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Термины и определения;
8. ГОСТ Р 53790-2010. Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Общие технические требования к биогазовым установкам.
9. ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам.
10. Голубев И.Г., Шванская И.А., Коноваленко Л.Ю., Лопатников М.В. Рециклинг отходов в АПК: справочник. — М.: ФГБНУ «Росинформагротех», 2011. — С. 6.

#### References

1. Federal Law №35-FZ of 26.03.2003 (as amended on 13.07.2015) «On electric power sector», Civil Code of the Russian Federation.
2. Government Resolution of 14.07.1997 №858 (as amended on 19.06.2014) «On Affording Access to the Gas Transmission System of Gazprom OJSC for Independent Entities».
3. Government Resolution of 27.12.2010 №1172 «On Approval of the Rules for the Wholesale Market of Electric Power and Capacity and on Amending Certain Acts of the Government...»
4. Government Resolution of 03.06.2008 №426 (as amended on 17.02.2014) «On the qualification of a generating facility operating on the basis of renewable energy sources».
5. Government Resolution of 29.12.2011 №1178 (as amended on 09.10.2015) «On pricing regulation (tariffs) in power industry».
6. Rosprirodnadzor Decree of 18.07.2014 №44 (as amended on 20.07.2015) «On approval of Federal classification waste catalogue».
7. State standard R 52808 of 2009 «Non-traditional technology. Energy of bio waste. Terms and definition».
8. State standard R 53790 of 2010 «Non-traditional technology. Energy of bio waste. General requirements to biogas plants».
9. Industry standard 51.40 of 93 «Natural flammable gases, that are delivered through gas transmission pipelines».
10. Golubev I.G., Shvanская И.А., Коноваленко Л.Ю., Лопатников М.В. Recycling of waste in agro-industrial complex. Handbook. — M.: FGBNU «Rosinformagrotech», 2011.

# Безопасное бурение, оптимальное заканчивание, эффективное извлечение

**А.С. Вишнивецкий**, инженер по геомеханике, компания «Везерфорд»

**Ю.А. Наумов**, региональный руководитель департамента Консультационные услуги, компания «Везерфорд»

**Э.Г. Онгемах**, менеджер по операционной деятельности по Сибири, компания «Везерфорд»

**Аннотация.** Геомеханическое моделирование становится все более востребованным и часто используемым методом при реализации ГТМ, бурении и заканчивании скважин. Используя возможности геомеханики, можно повысить точность прогноза работы скважины, выбрать оптимальный с экономической точки зрения режим ее эксплуатации, оптимизировать конструкцию и траекторию скважины с учетом рисков геологических осложнений, планируемого метода заканчивания и планов заказчика. Учитывая ощущимое влияние метода на безопасность работ, ускорение сроков строительства скважин и повышение эффективности заканчивания, многие добывающие компании выполняют геомеханическое моделирование перед бурением каждой скважины, включая добывающие.

**Ключевые слова:** геомеханическая модель, геомеханическое моделирование, геомеханика, профиль ствола скважины, пластовые/поровые давления, геолого-технические мероприятия (ГТМ), гидравлический разрыв пласта (ГРП), интенсификация притока.

## Safe drilling, optimum completion, efficient recovery

**A.S. Vishnivetskiy**, Geomechanics Engineer, Petroleum Consulting Weatherford Russia

**Yu.A. Naumov**, Region Product Line Manager, Petroleum Consulting Weatherford Russia

**E.G. Ongemakh**, Area Operations Manager for East and Western Siberia, Weatherford Russia

**Abstract.** Geomechanical modeling is becoming more sought-after and frequently used method for well intervention, drilling and completion. Geomechanical modeling may help produce more accurate well operation forecast, select optimal operating conditions, optimize well design and trajectory incorporating potential geological complications, refine planned completion method and customer's plans. Considering substantial contribution to safety, reduction in well construction time and higher well completion and intervention efficiency, many operating companies opt for geomechanical modeling before spud-in of each well, including production wells.

**Keywords:** geomechanical model, geomechanical modeling, geomechanics, borehole profile, pore/formation pressure, wellbore intervention, fracturing (frac), inflow stimulation.

УДК 550.82



В последнее время в мировой и российской практике все большее значение приобретает геомеханическое моделирование. Это связано, прежде всего, с усложнением профиля скважин, увеличением протяженности горизонтальных стволов, применением комплексных технологий бурения, а также возникновением особых геологических и геомеханических факторов, влияющих на успешность бурения

подобных скважин. С ростом стоимости работ, особенно при реализации проектов в суровых климатических условиях, труднодоступных регионах или в море, предбуровое моделирование, анализ рисков (в том числе производственных, технологических, геологических, геомеханических, экологических и т. д.) и так называемое «бурение на бумаге» становятся важным этапом строительства скважин, поскольку позволяют минимизировать затраты и сократить непроизводительное время (НПВ). Кроме того, рентабельность строительства сква-

жин обеспечивается такими факторами, как увеличение скорости проходки, исключение поглощений и прихватов, сокращение затрат времени на проработку стволов, циркуляцию и т.п. В свою очередь, геомеханическое моделирование позволяет влиять на большую часть составляющих эффективного, то есть безопасного и с минимальным НПВ, бурения.

Применение геомеханического моделирования в бурении позволяет, прежде всего, проанализировать предлагаемый профиль ствола скважины на возможность бурения, дать рекомендации по его оптимизации и корректировке конструкции скважины с учетом аномальных интервалов (зоны аномально высокого/низкого давления АВПД/АНПД) с учетом рас-



Рис. 1. Примеры осложнений ствола скважины

считанного безопасного окна бурения.

На рис. 1 приведены основные типы осложнений ствола скважины, вызываемые разностью между пластовым давлением и давлением в стволе скважины (гидростатическим).

При использовании геомеханического моделирования в процессе бурения выделяют три важных этапа:

- предварительное предбуровое моделирование;
- сопровождение бурения в режиме реального времени;
- анализ результатов и создание постбуровой модели.

Специалисты компании «Вестерфорд» (Weatherford) уделяют внимание всем указанным составляющим процесса, включая изучение геологии месторождения, обобщение опыта бурения по буровым сводкам имеющегося фонда скважин, анализ данных исследований керна, геофизических (ГИС) и геолого-технологических исследований (ГТИ) и результатов других инструментальных исследований, таких как данные испытателя пластового давления, тест мини-ГРП и тест на приемистость. Создание корректной модели также предусматривает постоянный контакт с заказчиком, совместное обсуждение деталей проекта, проведение консультаций и уточнение данных.

Геомеханическое моделирование ствола каждой последующей скважины учитывает предыдущие модели, буровые события и новые

данные, тем самым повышая точность результата и моделирования в целом.

Комплекс геомеханических моделей 1D скважин конкретного месторождения или его участка/сектора закладывается в основу моделирования следующего уровня — построения трехмерной геомеханической модели пласта или месторождения. Опираясь на 3D геомеханическую модель, пользователь/оператор имеет возможность анализировать заданные профили новых скважин для бурения, сравнивать и рассматривать различные варианты, а также подбирать оптимальные профили скважин, затрачивая как на проектирование, так и на бурение минимальное количество времени.

Вместе с бурением геомеханическое моделирование играет важ-

ную роль в выборе и повышении результативности геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение рентабельности извлечения углеводородов. Одним из наиболее действенных методов интенсификации притока является гидравлический разрыв пласта (ГРП), и геомеханика играет очень важную роль в этом процессе. При помощи геомеханической модели возможно оптимальное расположение фрак-портов, а также проведение всестороннего анализа результатов и оптимизация последующих работ ГРП на месторождении. При традиционном подходе остаются неопределенности, такие как место инициации трещины и ее геометрия, которые усложняют анализ и негативно воздействуют на возможность построения прогноза технико-эксплуатационных показателей скважины. При построении детальной геомеханической модели можно уточнить дизайн трещины ГРП и понять ее месторасположение в межпакерном интервале, что особенно важно при операциях многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах (рис. 2).

В целом проведение геомеханического моделирования при планировании и реализации ГТМ позволяет повысить точность про-

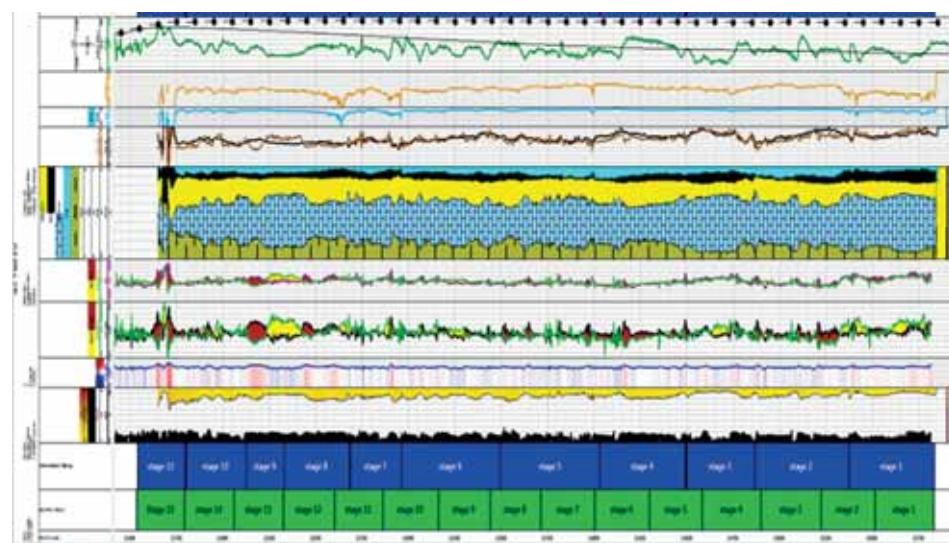
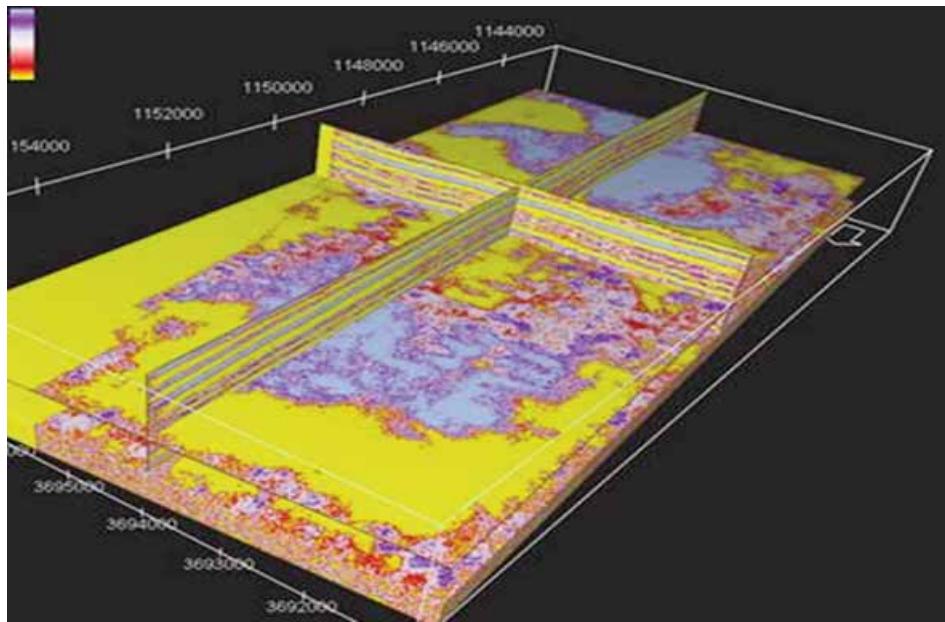


Рис. 2. Определение оптимального расположения портов МГРП (зеленым цветом выделены зоны при стандартном подходе, синим — рекомендованные с учетом геомеханической модели)



сильно актуально в период низких цен на газ.

**Рис. 3.** За последние годы дифференцированные гидродинамические параметры – моделирование свойств пластов и их проблемой, которую можно решить при помощи геомеханического моделирования, можно назвать контроль выноса песка при разрушении пород пласта-коллектора, вызванном депрессией, оказываемой на пласт в процессе эксплуатации скважины. Геомеханическая модель позволяет выбрать оптимальный с экономической точки зрения режим эксплуатации и избежать катастрофического выпадения песка в скважине с вынужденным прекращением эксплуатации для прочистки забоя.

После успешного применения геомеханического моделирования для решения вышеозначенных проблем, стоит обратить внимание на использование этого метода при рассмотрении и изучении эксплуатационных характеристик скважины, то есть анализе эффективности ГТМ при интенсификации притока и учете эффекта изменения напряженно-деформированного состояния в гидродинамическом моделировании.

С учетом выработки пласта, изменений пластовых давлений в областях добывающего и нагнета-

ния скважина приобретает геомеханическое значение.

На рисунке 3 показано геомеханическое моделирование пластов и динамика изменения давлений и напряжений во времени, а также позволяет прогнозировать напряженно-деформированное состояние и его влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора (рис. 3).

Стоит отметить, что с экономической точки зрения применение геомеханического моделирования — это более чем рентабельный и эффективный вид сервиса, поскольку он не требует использования оборудования или проведения дополнительных, а зачастую дорогостоящих исследований.

Для этапа бурения положительный экономический эффект применения выражается в уменьшении НПВ (за счет повышения скорости проходки) и оптимизации конструкции и траектории скважины с учетом рисков геологических осложнений, планируемого метода заканчивания и прочих планов заказчика.

Учитывая необходимость в современных условиях все чаще осваивать трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) и работать во все более суровых климатических

условиях, бурение каждой новой скважины или забуривание второго (бокового) ствола обходятся недропользователям все дороже, при этом затраты на геомеханическое сопровождение (включая использование дополнительных комплексов ГИС и/или современного оборудования станции ГТИ для прогноза порового давления) составляют лишь первые проценты от общей стоимости скважины.

При заканчивании скважин геомеханическое моделирование позволяет контролировать целостность призабойной зоны, увеличить экономическую эффективность ГТМ, повысить точность прогноза добычи и ее рентабельность в целом. Кроме того, подход к заканчиванию, основанный на геомеханическом моделировании, мониторинге процесса ГРП и анализе результатов гидроразрыва пласта, закладывает базу для последующей оптимизации программы ГРП и существенного повышения эффективность всего комплекса мероприятий по интенсификации притока, в том числе и для выполнения повторного ГРП.

С учетом положительного влияния как на безопасность и сроки строительства скважин, так и на эффективность заканчивания и ГТМ, уже сегодня многие ведущие добывающие компании в обязательном порядке осуществляют геомеханическое моделирование перед бурением каждой скважины, включая добывающие.

# Энергосервис как инструмент повышения конкурентоспособности

**А.Е. Терский**, член Совета директоров ООО «ГПБ-Энергоэффект»,

**С.В. Инков**, генеральный директор ООО «ГПБ-Энергоэффект»

**Аннотация.** Обзор мирового рынка энергосервиса. Раскрытие понятия энергосервиса и его форм. Развитие энергосервиса в России. Примеры российских проектов в области энергосервиса.

**Ключевые слова:** энергоэффективность, энергосбережение, экономия энергоресурсов, модернизация, энергосервис.

## Energy service as an instrument of increased competitive ability

**A.E. Terskiy**, member of the Board of Directors of GPB-EnergoEffect Ltd.

**S.V. Inkov**, General Director of GPB-EnergoEffect Ltd.

**Abstract.** Review of the world market of energy service. Description of the definition of energy service and its forms. Development of energy service in Russia. Examples of the Russian projects in the sphere of energy service.

**Keywords:** energy efficiency, energy saving, saving of energy resources, modernization, energy service.

Глобальный финансовый кризис, экономические санкции в отношении России и введение ограничительных мер со стороны глобальных финансовых центров по интеграции капиталов создали острую необходимость в развитии собственных технологий, в том числе и в финансовой сфере. Задачи по работе с перечисленными вызовами нашли отражение в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2035 года, которая предусматривает<sup>1</sup>:

- улучшение инвестиционного климата;
- повышение конкурентоспособности и эффективности бизнеса;
- стимулирование экономического роста и модернизации.

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года предполагает снижение уровня электроемкости ВВП на 40%, а энергоемкости — на 50% к 2035 году

от уровня 2010 года<sup>2</sup>. По словам Премьер-министра России Д. Медведева, от ситуации в отрасли ТЭК напрямую зависит экономика всей страны: «В ТЭКе формируется более четверти валового внутреннего продукта, практически 30% бюджета страны, более 2/3 доходов от экспорта и четверть общего объема инвестиций. От того, как работают энергетики, напрямую зависит положение в других отраслях»<sup>3</sup>.

Одним из стратегических ориентиров определена «энергетическая эффективность» как понятие более широкое, чем энергосбережение. Энергетическая эффективность — реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов. В рамках стратегии предусмотрено развитие направления — «Государственное регулирование

внутренних энергетических рынков»: разработка и совершенствование механизмов биржевой торговли для рынков всех видов энергии и энергоносителей; создание системы внутренних ценовых индикаторов на нефть и нефтепродукты, основанных на внутренних биржевых ценах, и системы использования указанных индикаторов в антимонопольном регулировании.

Новизна текущей энергостратегии для Банков и кредитных организаций состоит в том, что предусмотрено конкретизировать разработку стандартных банковских сервисов и банковско-кредитных продуктов для обслуживания инвестиционных программ поставщиков и потребителей энергии с целью реализации мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению. Данными продуктами призваны стать энергосервисные компании (ЭСКО) и энергетический перфоманс-контрактинг (ЕПС) — финансовые продукты, содействующие эффективному использованию энергии за счет повышения энергетической эффективности.

<sup>1</sup> URL: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/strategicPlanning/concept/indexdocs>

<sup>2</sup> URL: <http://www.ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf>

<sup>3</sup> URL: <http://www.government.ru/news/17269/>

Впервые энергосервисные компании появились во Франции перед Второй мировой войной. В 70-х годах прошлого столетия идея энергосервиса мигрировала из Европы в США. Там концепция энергосервиса приобрела популярность благодаря давлению регулирующих органов на энергетические компании. В 1980-е годы появился ряд причин, по которым энергосервисные контракты стали привлекательными с экономической точки зрения:

- во-первых, цены на нефть постоянно повышались;
- во-вторых, производители, работающие на рынок энергосервиса, разработали целый ряд новых и более эффективных устройств и технологий;
- в-третьих, установку энергоэффективных устройств сопровождали субсидиями для потребителей, которые их устанавливали.

Сейчас в США энергосервисные контракты являются одним из главных источников финансирования больших городских инфраструктурных проектов<sup>4</sup>. Самым крупным энергосервисным проектом в 400 млн долл. является контракт независимой энергосервисной компании Амереско, которая занимается обслуживанием зданий федерального правительства<sup>5</sup>.

В мировой практике чаще всего применяются следующие виды контрактов:

1. Разделение доходов от экономии (Shared Savings): при использовании этого вида контракта, проводится точный подсчет доходов от экономии ясными и понятными методами, возможными для проверки. Доля сторон в доходе от экономии подсчитывается заранее.

<sup>4</sup> URL: [http://www.nytimes.com/2012/10/24/business/energy-environment/energy-service-contracts-a-boon-for-public-agencies.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2012/10/24/business/energy-environment/energy-service-contracts-a-boon-for-public-agencies.html?_r=0)

<sup>5</sup> URL: <http://www.marketing.rbc.ru/research/562949992092540.shtml>

2. Быстрая окупаемость (First-Out, First Pay-Out): энергосервисная компания (ЭСКО) получает все 100% полученной экономии вплоть до полной окупаемости проведенных мероприятий.
3. Гарантирование экономии (Guaranteed Savings, Chauffage): ЭСКО ручается перед заказчиком за снижение затрат на энергию. Энергосервисная компания, кроме внедрения проекта энергосбережения, также производит проверку энергетического хозяйства заказчика. В течение всего срока действия контракта коммунальные счета заказчика оплачивает ЭСКО. Заказчик же платит фиксированную сумму, составляющую, в среднем, 85–90% от выплат до проведения энергосберегающих мероприятий.

Типичный энергосервисный проект состоит из следующих этапов:

- энергоаудит;
- определение перечня мероприятий по экономии энергии и повышению эффективности использования энергии;
- разработка проектных и технических решений;
- определение целевых показателей проекта;
- создание методики учета экономии ресурсов;
- оформление договора;
- инвестиционная фаза;
- операционная фаза;
- закрытие проекта.

ЭСКО как потенциальный инвестор и партнер в реализации мероприятий по энергетической эффективности не имеет возможности принятия комплекса рисков, урегулирование которых находится в исключительной компетенции заказчика.

Успех реализации энергосервисных мероприятий состоит в необходимости проведения комплекса процедур организационного, имущественного, финансово-эко-

номического и правового характера непосредственно у заказчика услуги. На этом этапе, как правило, возникают вопросы к пониманию функционала и распределению ответственности между энергосервисной компанией и заказчиком.

Идеальной моделью для эффективного сотрудничества с ЭСКО является проработанный силами Заказчика проект с перечнем конкретных технических решений по реконструкции и модернизации производственного процесса, со списком мероприятий организационного характера, в том числе процедур урегулирования внутренних и внешних нормативных и договорных документов, которые будут вовлечены в процесс реализации ЭСК. Отдельным решением со стороны Заказчика необходимо признать часть первичных расходов на разработку проектной документации и технико-экономического обоснования проекта. Только после реализации комплекса перечисленных мероприятий, энергосервисная компания может принять взвешенное решение об инвестициях и последующем сопровождении проекта. В исключительных случаях ЭСКО может принять решение о проведении комплекса таких мероприятий в рамках предварительного ЭСК и исключительно на условии взаимодействия оказания такой услуги. Отнесение предварительных расходов на подготовку рабочего проекта и технико-экономического обоснования (ТЭО) непосредственно на проект осуществляется исключительно на основании результатов ТЭО.

Вторым важнейшим этапом реализации энергосервисного контракта (ЭСК) является подсчет достигнутого эффекта, согласование условий разделения эффекта и определение стоимости оказанной энергосервисной услуги. И здесь необходима глубокая проработка методологии как со стороны ЭСКО, так и со стороны заказчи-

ка. Оптимально, когда существуют отраслевые методики оценки эффекта и рекомендации по его разделению. Как правило, нормативную базу приходится нарабатывать в оперативном режиме. Существующие рекомендации, носят очень общий характер. Наиболее распространенными методами является оценка достигнутого эффекта к уровню базового года на момент перехода проекта в операционную фазу и возможность дополнительного измерения эффекта в течение срока исполнения ЭСК. Способы и формы измерения услуги являются одной из затратной составляющей энергосервисной услуги. Метрология является важнейшим элементом ЭСК. Регулярное прямое измерение сокращения прямых расходов на топливно-энергетические ресурсы обеспечивает наиболее точный достижимый экономический эффект. Возможность учета расходов топливно-энергетических ресурсов в реальном времени и диспетчеризация этого процесса являются целевой задачей метрологии энергосервисной услуги. При реализации комплекса мероприятий организационного характера предусматривается целый ряд предварительных исследований. Например, для изменения норматива численности персонала, действовавшего в организации и исполнении мероприятий по реализации энергосервисной услуги, проводят экспертизу действующих методик расчета штатной численности персонала. Сокращение расходов на персонал будут также учтены при расчете экономического эффекта энергосервисной услуги. При этом энергосервисная услуга может быть определена в виде двухставочного тарифа. Основная часть тарифа будет обеспечивать условно постоянные расходы ЭСКО по реализации контракта, а переменная составляющая — премиальную часть энергосервисной услуги. В зависимости от выбранной модели учета ос-

новных средств в составе энергосервисной услуги учитываются и расходы с обслуживанием налоговых платежей.

На величину энергосервисной услуги оказывает влияние: сервисное обслуживание и текущий ремонт установленного энергетического оборудования; страхование оборудования и страхование рисков не достижения эффекта; функционал обеспечения гарантированных расчетов с поставщиками топливно-энергетических ресурсов. В случае контрактации ЭСКО с поставщиками топливно-энергетических ресурсов важнейшим элементом ЭСК может стать услуга биллинга и обслуживание сбора платежей за реализованные топливно-энергетические ресурсы. Таким образом, стоимость энергосервисной услуги в течении срока реализации контракта может превысить стоимость инвестиций, но при этом ЭСКО обеспечит возврат инвестиций и целевые показатели для заказчика по экономии расходов на топливно-энергетические ресурсы за счет достигнутой экономии расходов.

Иногда в исключительных случаях стороны договариваются о начислении эффекта на основании условно постоянного эффекта, достигнутого в базовом году, и распределении его в течение срока действия контракта без дополнительного измерения услуги.

Очень важно отметить, что целевые показатели эффективности инвестиционных проектов, осуществляемых за счет собственных и заемных источников финансирования, принципиально отличаются от показателей оценки эффективности энергосервисного контракта. Например, для заказчика при реализации ЭСК важными показателями эффективности могут быть: обеспечение возврата инвестиций в составе энергосервисных платежей, в течение операционной фазы контракта; не превышение срока ЭСК срока «жизненного» цикла оборудования; структуры

его управления. Полученная экономия расходов должна сформировать целевые показатели экономии издержек в рамках утвержденных планов по энергостратегии.

Сравнение эффективности энергосервисного контракта с другими формами инвестиционного и банковского финансирования, безусловно, необходимо оценивать не только по прямой стоимости денег. Реализация энергосервисного контракта подразумевает глубокую интеграцию ЭСКО с клиентом, и не только в период инвестиций в капитальное строительство энергетического оборудования, но и управление этим оборудованием, учет и контроль расходов на топливно-энергетических ресурсах. В ряде случаев эффективность ЭСК оценивается по комплексу мероприятий по эффективности управления расчетов с поставщиками ресурсов, а также обеспечению гарантированных расчетов при реализации услуг топливообеспечения потребителей таких услуг.

Показатели эффективности энергосервисной компании определяются целевыми показателями доходности на капитал и сроком возврата инвестиций. Особенность продаж услуг ЭСКО — это продажа не только энергосервисной услуги, но и разработка типовых банковских сервисов для обслуживания ЭСК и интеграция с другими типовыми банковскими продуктами, такими как: проектное финансирование и лизинг. В отдельных случаях для реализации энергосервисной услуги требуется интеграция с расчетными банковскими сервисами, продуктами торгового финансирования и даже предоставление услуг оптимизации финансового и налогового планирования клиента. Например, отдельные виды ЭСК не увеличивают долговую нагрузку на капитал и повышают капитализацию.

Для банков и финансовых организаций взаимодействие и со-

вместная работа с профессиональными участниками реализации энергосервиса, как отдельного вида самостоятельной финансовой услуги, формирует новые возможности для развития новых клиентских сегментов и удержания действующих.

Европейские аналитики выделяют следующие барьеры, мешающие активному развитию рынка энергосервисных компаний и энергосервисных проектов:

- низкая осведомленность клиента;
- ограниченное понимание энергоэффективности;
- небольшой размер проектов;
- высокие технические и бизнес-риски;
- несовершенство законодательства;
- низкая мотивация;
- ограниченная поддержка государства.

Все перечисленные барьеры присущи и российскому рынку энергосервиса. Инициативы государства на развитие энергоэффективности и энергосбережения вовлекают в разработку локальных и индивидуальных программ энергетического обеспечения всех участников процесса: региональные власти, поставщиков и потребителей энергии, кредитные организации.

Безусловно, недостаточная практика реализации ЭСК является мощным сдерживающим фактором, в том числе из-за опасений оценки эффективности их реализации со стороны контрольно-ревизионных органов.

Возможность привлечения финансирования проектов по энергоэффективности за счет государственных фондов поднимет привлекательность финансирования по схеме ЭСК, в том числе за счет снижения стоимости ресурсов, и привлечет на рынок новых игроков. Госпрограмма энергоэффективности и развития энергетики Минэнерго 2013–2020 годов должна была стать источником

субсидий для наиболее интересных региональных проектов в области энергосбережения. К сожалению, на данный момент программа фактически заморожена. Необходим целый ряд практических мер для доработки механизмов финансирования. Катализатор данного процесса пока до конца не ясен. Им может стать как инициативная группа из бизнес-экспертов, так и Российская ассоциация энергосервисных компаний (РАЭСКО). Привлекательной формой финансирования государством мероприятий по реализации энергоэффективных мероприятий могут стать прямые инвестиции государства в капитал крупных ЭСКО.

Сегодня одним из крупнейших ЭСКО на российском рынке является дочерняя компания Газпромбанка (АО) — ООО «ГПБ-Энергоэффект»<sup>6</sup>. Прежде всего это обусловлено исторической компетенцией данного Банка в области энергетики. Компания специализируется на:

- модернизации систем теплоснабжения по полному технологическому циклу;
- строительстве энергоцентров под ключ;
- повышении энергоэффективности промышленных предприятий;
- модернизации систем уличного и промышленного освещения<sup>7</sup>.

Интересно, что, несмотря на текущие трудности с долгосрочным проектным финансированием, требования энергосервисной компании к клиентам остались прежними, увеличив приток клиентов, испытывающих сложности с получением банковского кредита<sup>8</sup>. ГПБ-Энергоэффект уже в конце прошлого года объявило курс на крупные инвестиционные проекты, заключив в этом году энергосер-

висные договоры с ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» и с ПАО «Газпром»<sup>9</sup>.

Рассмотрим основные элементы одного из перспективных проектов — проекта строительства турбодетандерной энергетической установки (ТДЭУ) на газораспределительной станции (ГРС) газотранспортного предприятия более подробно.

ТДЭУ представляет собой устройство, в котором энергия потока транспортируемого природного газа преобразуется сначала в механическую энергию в детандере, а затем в электрическую энергию в генераторе. Существует также принципиальная возможность одновременного полезного использования теплоты различных температурных уровней (высокотемпературной для обогрева и низкотемпературной для создания холодильных установок и систем кондиционирования), образующейся в результате расширения потока газа в детандере.

ТДЭУ на станции понижения давления, так же, как и в системе топливного газа на КС, включается параллельно к дросселирующему устройству.

Такая схема включения позволяет не только решить основную задачу, стоящую перед ГРС, — понизить давление транспортируемого газа, но и, используя перепад давлений газа, вырабатывать также и электроэнергию.

Вопрос эффективности работы ТДЭУ определяется в первую очередь тем, как эффективно используется подведенное тепло и какова его ценность, или, другими словами, как или откуда это тепло было получено. В одном случае для получения теплоты необходимо специально организовать сжигание топлива, в другом случае может быть использована высокотемпературная сбросная теплота технологических процессов. Кроме того,

<sup>6</sup> URL: <http://www.marketing.rbc.ru/research/562949992092540.shtml>

<sup>7</sup> URL: <http://www.gpb-ee.ru>

<sup>8</sup> URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2753332>

<sup>9</sup> URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2634112>

в определенных условиях к установке может быть подведено низкотемпературное тепло вторичных энергетических ресурсов, либо даже тепло окружающей среды.

ТДЭУ в системе газоснабжения могут использоваться на ГРС. Существует также возможность их использования на КС в системе топливного газа газотурбинного привода ГПА. Широкие возможности использования ТДЭУ открываются в ПАО «Газпром» в связи с приобретением нескольких энергетических компаний, в состав которых входят ТЭС, использующие в качестве топлива природный газ.

Мировая практика насчитывает различные варианты использования ТДЭУ при организации транспортировки газа, в том числе: для собственного электроснабжения в качестве основных, дополнительных, резервных и аварийных источников энергии с целью повышения экономичности и надежности работы оборудования газотранспортной системы, а также для получения дополнительной прибыли за счет продажи не нужной для собственного потребления электроэнергии сторонним потребителям.

В рамках реализуемого ООО

«ГПБ-Энергоэффект» проекта для ПАО «Газпром» предполагается использовать энергию сжатого газа для выработки электрической энергии в результате работы ТДЭУ, которая в настоящее время теряется при резком снижении давления газа на ГРС. В результате будет обеспечено снижение затрат на электроснабжение объектов газотранспортного предприятия, расположенных в одном регионе, за счет установки ТДЭУ на ГРС. Переформатирование схемы энергообеспечения газотранспортных предприятий позволит уменьшить объем электроэнергии, закупаемой у поставщика электрической энергии, с учетом перераспределения электрической энергии по объектам Заказчика. Таким образом, ООО «ГПБ-Энергоэффект» обеспечивает Заказчику снижение прямых расходов на электроэнергию, закупаемую у энергосбытовой компании, в том числе с учетом стоимости затрат Заказчика на содержание ТДЭУ (ТО, ремонты, ФОТ, энергоресурсы для подогрева газа перед ТДЭУ и т.п.).

Сотрудничество ЭСКО с ПАО «Газпром» строится на конструктивной основе. Компания активно интегрирована в процесс подго-

товки технических решений, разработки проектной документации и ТЭО. ООО «ГПБ-Энергоэффект» задействовано в двух проектах по утилизации тепла отходящих газов газоперекачивающих агрегатов компрессорных цехов и рассмотренном выше проекте по строительству ТДЭУ на ГРС газотранспортного предприятия. Оба проекта имеют высокую возможность тиражирования. Годовой экономический эффект каждого проекта — около 200 млн руб., общий объем инвестиций — более 1,5 млрд руб.

Финансовый сектор активно включился в работу по реализации энергостратегии и сотрудничает с реальными секторами экономики. Стандартные банковские сервисы интегрированы в конкретный банковский продукт — энергосервисный контракт. Взаимное сотрудничество банковского капитала и внедрение передовых технологий в топливно-энергетическом комплексе уже формируют надежный фундамент для реализации задач, предусмотренных Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2035 года.

#### Список используемых источников

1. Концепция долгосрочного развития Российской Федерации. — URL: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/strategicPlanning/concept/indexdocs> (дата обращения: 04.11.2015).
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. — URL: <http://www.ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf> (дата обращения: 04.11.2015).
3. Совещание о проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года. — URL: <http://www.government.ru/news/17269/> (дата обращения: 04.11.2015)
4. *Witkin J.* Cities Enticed by Pay-if-You-Save Energy Deals // New York Times, 23.10.2012. — URL: [http://www.nytimes.com/2012/10/24/business/energy-environment/energy-service-contracts-a-boon-for-public-agencies.html?\\_r=1](http://www.nytimes.com/2012/10/24/business/energy-environment/energy-service-contracts-a-boon-for-public-agencies.html?_r=1) (дата обращения: 04.11.2015).
5. Российский рынок энергосервиса. — URL: <http://www.marketing.rbc.ru/research/562949992092540.shtml> (дата обращения: 04.11.2015).
6. Российский рынок энергосервиса. — URL: <http://www.marketing.rbc.ru/research/562949992092540.shtml> (дата обращения: 04.11.2015).
7. Энергосервисные контракты под ключ. — URL: <http://www.gpb-ee.ru/download/GPBEEpresentationRU.pdf> (дата обращения: 04.11.2015).
8. Мы заинтересованы в реализации крупных инвестиционных проектов // Журнал «Коммерсантъ Власть». № 25, 29.06.2015. — URL: <http://www.kommersant.ru/doc/275332> (дата обращения: 04.11.2015).
9. Компания ставит во главу угла сложные капиталоемкие задачи // Журнал «Коммерсантъ Власть». № 50, 22.12.2014. — URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2634112> (дата обращения: 04.11.2015)

## References

1. Concept of the long-term development of the Russian Federation. — URL: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/strategicPlanning/concept/indexdocs> (date: 04.11.2015).
2. Energy strategy of Russia up to 2035. — URL: <http://www.ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf> (date: 04.11.2015).
3. Meeting on the project of the Energy Strategy of Russia up to 2035. — URL: <http://www.government.ru/news/17269/> (date: 04.11.2015).
4. *Witkin J.* Cities Enticed by Pay-if-You-Save Energy Deals // New York Times, 23.10.2012. — URL: [http://www.nytimes.com/2012/10/24/business/energy-environment/energy-service-contracts-a-boon-for-public-agencies.html?\\_r=1](http://www.nytimes.com/2012/10/24/business/energy-environment/energy-service-contracts-a-boon-for-public-agencies.html?_r=1) (date: 04.11.2015).
5. Russian market of energy service. — URL: <http://www.marketing.rbc.ru/research/562949992092540.shtml> (date: 04.11.2015).
6. Russian market of energy service. — URL: <http://www.marketing.rbc.ru/research/562949992092540.shtml> (date: 04.11.2015).
7. Turn-key energy service contracts. — URL: <http://www.gpb-ee.ru/download/GPBEEpresentationRU.pdf> (date: 04.11.2015).
8. We are interested in implementation of big investment projects // Kommersant Vlast Magazine. № 25, 29.06.2015. — URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2753332> (date: 04.11.2015).
9. The Company puts complicated big investment tasks at the top corner // Kommersant Vlast Magazine. № 50, 22.12.2014. — URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2634112> (date: 04.11.2015).

# Стадийные механизмы реакций в синтезе Фишера–Тропша

**А.А. Новиков**, профессор кафедры химии Югорского Государственного университета, доктор химических наук

**Л.Т. Назаренко**, преподаватель, заведующая лабораторией химии нефти Югорского государственного университета

**Аннотация.** Базируясь на современных представлениях об адсорбции CO и H<sub>2</sub>, о механизме их взаимодействия и механизме зарождения, роста и обрыва цепи в синтезе углеводородов, можно выделить положения, на основе которых проводится количественный анализ механизма. В статье приводятся вероятные схемы механизма, соответствующие этим положениям. Они представляют комплексы последовательно-параллельных превращений исходных молекул и промежуточных поверхностных комплексов, приводящие к образованию углеводородов.

**Ключевые слова:** процесс Фишера–Тропша, кинетическая модель,monoоксид углерода, водород, комплекс, полимеризация, катализатор

## Staged reaction Mechanism in the Fischer–Tropsch Synthesis

**A.A. Novikov**, Professor of the Department of Chemistry of the Ugra State University, Doctor of Chemistry

**L.T. Nazarenko**, lecturer, head of the Laboratory of Petroleum Chemistry of the Ugra State University

**Abstract.** Based on the current understanding of the adsorption of CO and H<sub>2</sub>, the mechanism of their interaction and the mechanism of nucleation, growth, and an open circuit in the synthesis of hydrocarbons, the provisions can be distinguished on the basis of which the quantitative analysis of the mechanism. The article describes the probable mechanism of the scheme, corresponding to these provisions. They represent a complex series-parallel conversion of the starting molecule and the intermediate surface complexes, leading to the formation of hydrocarbons.

**Key words:** Fischer–Tropsch process, a kinetic model, carbon monoxide, hydrogen, a complex, polymerization, catalyst.

УДК 665.723

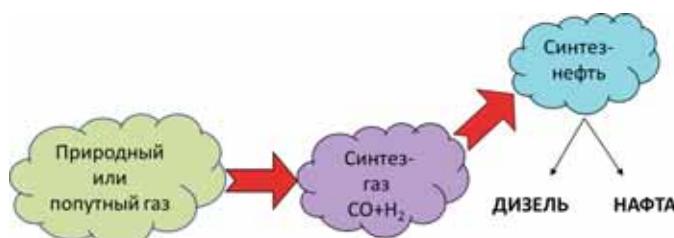


буют формирования адекватных кинетических моделей, описывающих образование углеводородов гидрирования монооксида углерода.

Базируясь на современных представлениях об адсорбции CO и H<sub>2</sub>, о механизме их взаимодействия и механизме зарождения, роста и обрыва цепи в синтезе уг-

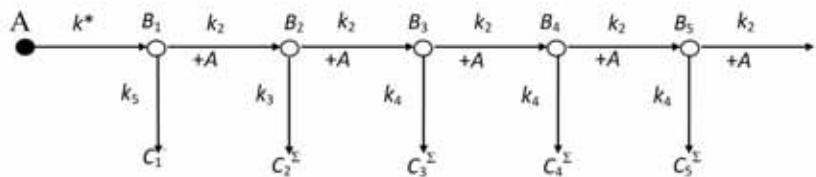
леводородов, можно выделить следующие положения, на основе которых проводится количественный анализ механизма:

- лимитирующей стадией реакции является, очевидно, образование первичного промежуточного поверхностного комплекса [C<sub>1</sub>];

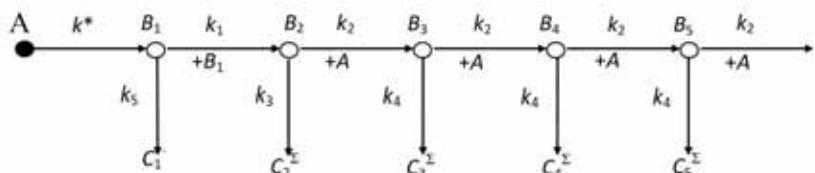


Исследование механизма и кинетики сложных химических процессов, к числу которых относятся реакции образования углеводородов из CO и H<sub>2</sub>, связано с серьезными трудностями. Чаще всего ограничиваются получением формальных математических уравнений, описывающих процесс в заданных условиях, и расчетом эффективной энергии активации суммарного процесса.

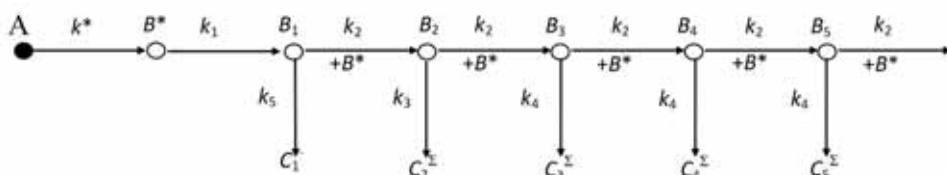
Однако задачи проектирования и оптимизации технологий переработки попутных нефтяных газов тре-



a) Рост углеводородной цепи внедрением СО по связи Ме–Р



б) Аналог схемы (a) с образованием соединения  $B_2$  взаимодействием двух поверхностных комплексов  $B_1$



в) Полимеризационная схема роста углеводородной цепи

**Рис.** Вероятные схемы роста углеводородной цепи:  $A$  — молекула монооксида углерода СО;  $B_1$ – $B_5$  — поверхностные комплексы с числом атомов углерода от 1 до 5;  $C_i^-$  — метан;  $C_i^{\Sigma}$  — сумма предельных и непредельных углеводородов с числом атомов углерода от 2 до 5

- рост цепи возможен либо при взаимодействии промежуточных комплексов  $[C_i]$  (конденсационно-дегидратационный механизм, полимеризация метиленовых радикалов), либо путем внедрения молекулы СО по связи Ме–С;
- обрыв цепи осуществляется прямыми превращениями соответствующих промежуточных комплексов.

Соответствующие этим положениям вероятные схемы механизма приведены на *рис. 1*. Они представляют комплексы последовательно-параллельных превращений исходных молекул и промежуточных поверхностных комплексов, приводящие к образованию углеводородов.

### Рост углеводородной цепи внедрением СО по связи Ме–Р

В условиях дефицита свободной активной поверхности катализатора можно предположить, что рост углеводородной цепи про-

исходит в основном в результате внедрения молекулы монооксида углерода по связи металл–углерод промежуточного насыщенного углеводородного комплекса  $R$  с последующим гидрированием образующегося кислородсодержащего радикала.

Из условия стационарности по промежуточным компонентам в соответствии со схемой превращений (a) (*рис. 1*) получим для  $B_1$ :

$$B_1 = \frac{kA}{k_5 + k_2A}. \quad (1)$$

Выполнив аналогичные преобразования для  $B_i$ ,  $i = 2, \dots, 5$ , выведем общую форму уравнения для промежуточных комплексов:

$$B_i = \frac{kk_2^{i-1}A_i}{(k_5+k_2A)(k_3+k_2A)(k_4+k_2A)^{i-2}}, \quad i = 2, \dots, 5. \quad (2)$$

Скорость образования углеводородов  $C_i^-$ :

$$\text{метан } C_1^-: R_1^- = k_5B_1 = \frac{kA}{1 + \frac{k_2}{k_5}A}. \quad (3)$$

Используя аналогичную процедуру для суммы углеводородов  $C_i^-$  и определяя соотношение констант роста и обрыва цепи в узлах  $B_i$ , можно либо подтвердить предположение об их равенстве, заложенное в схему (a), либо получить связь соотношения  $k_{\text{роста}}/k_{\text{обрыва}}$  и числа атомов С в растущей молекуле углеводорода.

### Образование соединения $B_2$ взаимодействием двух поверхностных комплексов $B_1$ и рост углеводородной цепи внедрением молекулы СО по связи Ме–Р

Из условия стационарности по промежуточным компонентам в соответствии со схемой превращений (б) (*рис. 1*) получим для  $B_1$ :

$$B_1 = -\frac{k_5}{2k_1} + \sqrt{\left(\frac{k_5}{2k_1}\right)^2 + \frac{k}{k_1}A}. \quad (4)$$

Выполнив аналогичные преобразования для  $B_i$ , выведем общую форму уравнения для промежуточных комплексов  $B_i$ :

$$B_i = \frac{k_2^{i-2}A^{i-2}(kA - k_5B_1)}{(k_3 + k_2A)(k_4 + k_2A)^{i-2}} \quad (5)$$

$$i = 2, 5.$$

Скорости образования углеводородов  $C_i^-$

$$\begin{aligned} \text{метан } C_1^-: R_1^- &= k_5B_1 = \\ &= -\frac{k_5^2}{2k_1} + \sqrt{\left(\frac{k_5^2}{2k_1}\right) + \frac{k}{k_1}k_5^2A}. \end{aligned} \quad (6)$$

Используя аналогичную процедуру для суммы углеводородов  $C_i^-$  и определяя соответственно соотношение констант роста и обрыва цепи в узлах  $B_i$ , можно либо подтвердить предположение об их равенстве, заложенное в схему (б), либо получить связь соотношения  $k_{\text{роста}}/k_{\text{обрыва}}$  и числа атомов С в молекуле углеводорода при реализации схемы механизма (б).

### Полимеризационная схема роста углеводородной цепи (в)

Из условия стационарности по промежуточным компонентам в

соответствии со схемой превращений (в) получим:

— для  $B^*$ :

$$B^* = \left( \frac{k^*}{k_1} \right) A; \quad (7)$$

— для  $B_1$ :

$$B_1 = \frac{k_1 B^*}{k_5 + k_2 B^*} = \frac{k^* A}{k_5 + aA}, \quad (8)$$

$$\text{где } a = \frac{k^* k_2}{k_1}.$$

Общая форма уравнения для промежуточных комплексов  $B_i$ :

$$B_i = \frac{k A^i}{(k_5 + aA) \left( \frac{k_3}{a} + A \right) \left( \frac{k_4}{a} + A \right)}. \quad (9)$$

Кинетические уравнения для конечных продуктов — углеводородов  $C_i$ :

$$\text{метан } C_1^-: R_1^- = k_5 B_1 = \frac{k^* A}{1 + \frac{a}{k_5} A}. \quad (10)$$

Используя аналогичные процедуры для суммы углеводородов  $C_i$  и определяя соотношение констант ( $a/k_4$ ) в узлах  $B_i$ , можно либо подтвердить предположение об их равенстве, заложенное в схему (в), либо получить связь этих соотношений и числа атомов С в молекуле углеводорода.

Подведем некоторые итоги по результатам формирования конкурирующих кинетических моделей зарождения и роста углеводородной цепи и по ожидаемым результатам обратных кинетических задач на основе экспериментальных данных.

Принципиальным, по-видимому, является характер связи

$$[(R_A + R_{CO_2}) - A],$$

линейность которой доказывает реализацию полимеризационного механизма роста цепи схемы (в), а нелинейность — схем внедрения

СО (а) или (б). Отличия классической схемы внедрения СО (а) и механизма (б), учитывающего взаимодействие двух промежуточных комплексов  $B_1$  с образованием  $B_2$  — ненасыщенной этиленовой структуры, должны проявляться в характере связи  $[R_i - A]$ , которую в случае реализации схемы (а) можно привести к линеаризованному виду, а для схемы (б) — нет. При наличии экспериментальных массивов  $[R_i^-]$ ,  $R_i$ ,  $i = 2, \dots, n$  появляется дополнительная возможность количественной оценки соотношения констант роста и обрыва цепи в узлах  $B_i$  (рис. 1).

#### Список использованных источников

1. Новиков А.А., Федеева И.М., Марциамидзе Л.Т. Циркуляционные технологические схемы химической переработки попутного нефтяного газа // Вестник Югорского государственного университета. № 3 (26). — Ханты-Мансийск, 2012. — С. 45–49.
2. Новиков А.А. Прикладная кинетика процессов на основе синтез-газа. — Томск: Изд-во Том. ун-та, 2001. — 156 с.
3. Новиков А.А., Назаренко Л.Т. Оценка эффективности химической переработки попутных нефтяных газов нефтяных месторождений ХМАО — Югры // Научный журнал Российской газового сообщества. № 1. — М.: «Граница», 2015. — С. 36–39.
4. Новиков А.А., Назаренко Л.Т. Оптимизация технологических схем химической переработки ПНГ. Сб. тезисов региональной научно-технической конференции «Югорский промышленный форум-2015». — Ханты-Мансийск, 2015. — С. 80–81.

#### References:

1. Novikov A.A., Fadeev I.M., Mariamidze L.T. Circulating technological scheme of chemical processing of associated petroleum gas // Bulletin of Ugra State University. № 3 (26). — Khanty-Mansiysk, 2012. — P. 45–49.
2. Novikov A.A. Applied kinetics of processes based on synthesis gaza. — Tomsk: Publishing house Tom. un Press, 2001. — 156 p.
3. Novikov A.A., Nazarenko L.T. Evaluating the effectiveness of chemical processing of associated petroleum gas oil deposits Khanty-Ugra // The scientific journal of the Russian Gas Community. № 1. — M: «Granica», 2015. — P. 36–39.
4. Novikov A.A., Nazarenko L.T. Optimization of process flow diagrams of chemical processing of APG. Abstracts of the regional scientific-technical conference «Ugra Industrial Forum-2015». — Khanty-Mansiysk, 2015. — P. 80–81.

# Нефтехимический комплекс Республики Татарстан: история становления и развития

**А.Р. Гапсаламов**, доцент, кандидат экономических наук, заведующий кафедрой экономики и менеджмента Елабужского института Казанского федерального университета

**Р.М. Гайсин**, доцент, кандидат филологических наук, Елабужский институт Казанского федерального университета

**Аннотация.** Исследование затрагивает вопросы формирования нефтехимического комплекса в Республике Татарстан. В статье показаны основные этапы и проблемы, сопровождавшие данный процесс. Авторы приходят к выводу, что на основе привлечения крупных капиталовложений, массы людей, техники и оборудования нефтехимическая отрасль республики получила мощный толчок в своем развитии. Теоретическая значимость исследования определяется, с одной стороны, упорядочением и углублением представлений об экономической истории региона; с другой стороны, постановкой новых практических задач перед государственными и местными органами власти.

**Ключевые слова:** СССР, Российская Федерация, Республика Татарстан, отрасль, нефтехимический комплекс.

## Petrochemical complex of Republic Tatarstan: the history and development

**A.R. Gapsalamov**, associate professor, candidate of science, the Head of economic and management department of Elabuga Institute (branch) of Kazan (Volga Region) Federal University

**R.M. Gajsin**, associate professor, candidate of science, Elabuga Institute (branch) of Kazan (Volga Region) Federal University

**Abstract.** The study raises questions of formation of a petrochemical complex in the Republic of Tatarstan. The article shows the basic steps and problems that accompanied this process. The authors have come to the conclusion that Petrochemical industry of the republic has received a powerful impetus to the development on the basis of large investments attraction, the masses of people, machinery and equipment. The theoretical significance of the research is defined, on the one hand, ordering and in-depth view of the economic history of the region; on the other hand, the formulation of new practical problems to state and local authorities.

**Keywords:** the Soviet Union, the Federation of Russia, the Republic of Tatarstan, the industry, the petrochemical complex.

УДК 338(091)



### Вводная часть

В условиях высоких цен на нефтегазовые ресурсы в предшествующие годы и, как следствие, высоких доходов, многие проблемы реального сектора экономики России были мало заметны. Государство путем дополнительного субсидирования закрывало проблемные места отдельных отраслей. Ситуация кардинально измени-

лась в настоящее время. Обострение взаимоотношений между Россией и рядом западных стран, санкционная политика актуализировали ранее забытые проблемы. Многие традиционные отрасли оказались в тяжелом экономическом положении, ставка на новые инновационные отрасли (биоинженерия, компьютерные технологии и др.), пока также не оправдала себя. В этих условиях «точками роста» российской экономики должны стать те отрасли хозяйства, которые все еще потенциально могут быть конкурентоспособными.

В условиях многоотраслевого характера экономики России для каждого региона выделяется свой комплекс таких отраслей. Для Республики Татарстан одной из

них является нефтехимическая. Данная отрасль сегодня занимает второе место, уступая только нефтедобыче [1]. Однако так было не всегда, республика вообще могла стать регионом без нефтехимии. История отрасли имеет сравнительно небольшую, но очень насыщенную интересными примерами и фактами историю. В этом контексте оправдано целью нашего исследования является изучение этапов становления и развития нефтехимической промышленности Республики Татарстан во второй половине XX века, что позволит более объективно определить перспективы ее дальнейшего функционирования как одной из ведущих отраслей в республиканской и федеральной экономике.

## Методологическая база исследования

Избранная тема исследуется на большом и разнообразном комплексе источников, часть из которых вводится в научный оборот впервые. Важную источниковедческую базу исследования составили документы из архивов России и Республики Татарстан. Ведущими методами в исследовании данной проблемы явились историко-ретроспективный, системно-структурный, анализ и синтез соответствующей литературы по проблеме становления нефтехимической промышленности в целом по стране и республике, в частности, который позволил выявить противоречие между имеющимися исследованиями, раскрывающими исторические аспекты развития данной отрасли и отсутствием объективного их анализа. Работа над статьей потребовала использование ряда традиционных и специальных методов исследования, в числе которых аналитический, контекстуальный, историко-ретроспективный, системно-структурный. Достаточное количество источников, содержащих статистические данные, предполагает применение математических методов.

## Условия развития советской промышленности во второй половине XX века

Вторая половина XX в. ознаменовалась значительными изменениями в структуре экономики ведущих мировых держав — на первые позиции вышли отрасли нефтегазовой, машиностроительной, металлообрабатывающей промышленности. Особое место стало отводиться химической и нефтехимической отрасли. В Советском Союзе, в соответствии с решениями майского пленума ЦК КПСС 1958 года, решениями XXI съезда партии и другими директивными указаниями партии и правительства, данная отрасль

промышленности получила значительный толчок в развитии [2]. Только за 1959–1965 годы в химическую промышленность было вложено 9,05 млрд руб., что в 2,3 раза превышало объем капитальных вложений за все предшествующие годы Советской власти. Их удельный вес в общем объеме капитальных вложений в промышленность повысился с 3–4% в четвертой и пятой пятилетках до 9% [3–5] в седьмой (правда, при этом освоение капитальных вложений осуществлялось крайне неудовлетворительно [6]). В результате выпуск валовой продукции химической промышленности за семилетку возрос в 2,45 раза. За 1958–1961 годы было построено и введено в действие свыше 250 объектов химической промышленности [7]. Тем не менее фактические темпы роста отрасли долгое время заметно отставали от темпов, намеченных семилетним планом. В 1963 году они составили 13,1%, в то время как по плану предусматривалось 17%. Достигнутый за 1959–1963 годы среднегодовой темп прироста был ниже, чем за четыре года до 1958 года (среднегодовой темп равнялся 15%) [8]. Только в 1965 году химическая индустрия вышла на 1-е место среди крупных отраслей промышленности (это при том, что за 2 года до этого — в 1963 году — она занимала одно из последних мест в промышленности группы «А» [9, 10]). Благодаря развитию данной отрасли произошли значительные изменения в структуре производительных сил, которые способствовали ускоренному развитию энергетики, создали новую агломерацию городов и населенных пунктов, повысив роль урбанизации, и, как закономерный результат, вызвали демографические изменения и миграционные потоки среди населения края.

Крупные капитальные вложения, привлечение людей, техники, оборудования из различных регионов страны позволили широким фронтом развернуть работы по

формированию химического и нефтехимического комплекса. Объекты этого комплекса стали своеобразными полигонами, где испытывались и внедрялись новая техника и технология, новые приемы организации труда.

## История развития нефтехимического комплекса в Республике Татарстан (Татарской АССР)

Татарская АССР к началу 1950-х годов все необходимые народному хозяйству нефтепродукты (бензин, керосин, смазочные масла и т.д.) ввозила из других областей и республик. Между тем, для развития нефтеперерабатывающей промышленности республики имелись все условия: большие размеры добычи нефти, развитая сеть железнодорожных, водных и трубопроводных коммуникаций, опытные кадры, большая потребность в нефтепродуктах со стороны многоотраслевого народного хозяйства республики. Перспектива превращения нефедобывающего района в нефтеперерабатывающий была обусловлена необходимости создания своей нефтехимической индустрии и должна была способствовать углублению разделения труда и специализации хозяйства региона.

В Республике был принят курс на ускоренную реализацию программы развития нефтехимической и химической промышленности, превращение региона в край большой химии. Этому способствовало: во-первых, то, что республика исторически являлась центром химической промышленности (к началу XX века в Казанской губернии действовали: мыловаренно-свечной завод братьев Крестовниковых, Бондюжский химический завод, производивший такие продукты, как купоросное масло, сернокислый глинозем, серную кислоту и др.), во-вторых, наличие в Татарстане больших запасов попутного нефтяного газа, который по

своим качествам являлся лучшим сырьем для химии тяжелого органического синтеза. В целях устранения нерациональных перевозок и получения более дешевой продукции по инициативе Татарского совнархоза во второй половине 1950-х годов было решено организовать в республике ряд нефтехимических и химических производств [11, 12]. Этому же способствовало и то, что существовавшие на территории республики химические предприятия морально и физически сильно устарели. Так, производство соляной и серной кислоты на Бондюжском химзаводе было размещено в неприспособленных, ветхих зданиях и осуществлялось по несовершенной технологии на устаревшем оборудовании [13].

Объектом первостепенной важности стал Казанский завод органического синтеза, строительство которого началось с 1958 года. Ход строительства, вопросы материально-технического снабжения, деятельность строительно-монтажных организаций находились под постоянным контролем партийных организаций [14]. Большую помощь оказали строительству завода другие области страны. Оборудование поступало из Москвы, Ленинграда, Киева, Волгограда. В пусковой период значительную помощь оказали специалисты с других родственных предприятий нефтехимии. Итогом мощного строительства стало вступление в строй в 1963 году первой очереди завода оргсинтеза [15].

В целом нефтехимическая и химическая промышленность в удельном весе отраслей республики в данный период занимала третье место (уступая только нефтедобывающей отрасли и машиностроению). Темпы роста валовой продукции были очень высокими. Если в 1945 году они составляли (по отношению к 1940 году) 96%, в 1960 году — 450%, то в 1965 году — 646% [16]. В составе продукции нефтехимической и химической

промышленности республики были синтетический каучук, кинопленка (более 50% всей кинопленки, потребляемой в СССР), фотожелатин и др. Все эти продукты выпускались предприятиями Казани и на Бондюжском химическом заводе [17]. За 1959–1965 годы выпуск синтетических смол и пластических масс увеличился на 25%, кинофотопленки — на 50% [18]. Важнейшей перспективой химической промышленности в Татарии являлись переработка нефти и получение из ее отходов синтетических спиртов, каучука, пластических масс и т.п.

Правда, при всех положительных изменениях, вплоть до середины 1960-х годов Татарская АССР неправлялась с темпами ввода запланированных объектов нефтехимической индустрии, что часто подчеркивалось руководством СССР [19]. Лишь со второй половины 1960-х годов, когда началось строительство предприятий нефтехимии на северо-востоке респуб-

лики, ситуация исправилась. Наличие здесь значительных людских ресурсов, связей с нефтяными районами и развитых транспортных условий способствовало началу формирования Нижнекамско-Набережночелнинского промышленного комплекса, известного под общим названием Нижнее Прикамье. Общая площадь его составляла 22% от общей территории Татарской АССР. В 1965 году здесь проживало около 80 тыс. человек [20]. Близость районов нефтедобычи с ресурсами попутных газов обусловили размещение здесь отраслей нефтехимического производства, а также металлообработки и машиностроения (Елабужский механический завод). С постройкой в 1967 году продуктопровода Минибаево — Нижнекамск и вступлением в строй первой газофракционирующй установки Нижнекамского химического комбината, на северо-востоке получила развитие и нефтехимическая промышленность, что позво-



На строительстве Нижнекамского химического комбината. Май 1965 года [21]

лило выпускать на базе углеводородного сырья синтетический каучук, азотно-туковые удобрения, autopокрышки, пластмассы и другие ценные продукты нефтехимического производства.

Далее правительство страны сосредоточило свое внимание на создании в Закамской черте нефтехимических производств. В середине 1960-х годов началось широкомасштабное строительство Нижнекамского химического комбината.

В 1967 году на Нижнекамском химическом комбинате был введен в строй первый комплекс центральной газофракционирующей установки, а в 1970 году сдано в эксплуатацию сложнейшее по своей технологии крупнотонажное производство полупродукта изопрена-мономера и был получен первый изопреновый каучук. Потребности народного хозяйства в продукции нефтехимии способствовали перепрофилированию Нижнекамского нефтехимического комбината в направлении создания крупного специализированного производства полизопренового каучука, этилена, пиролиза бензина, товарного дивинила, блока нефтепереработки и крупнотаж-

ных этилен-пропилен потребляющих производств. Также были предусмотрены в составе Нижнекамского промышленного узла шинный завод и завод по производству резиновых изделий [11, 12, 22]. В последующие годы строительство Нижнекамского нефтехимического комбината продолжилось. В 1971–1975-х годах на долю комплекса нефтехимических предприятий приходилось 70% прироста объема производства химических отраслей [23].

Всего за девятую пятилетку (1971–1975 годы) в химической и нефтехимической промышленности Татарстана было введено в эксплуатацию более 30 новых производств, основные фонды увеличились в 2,1 раза, расширилась география размещения.

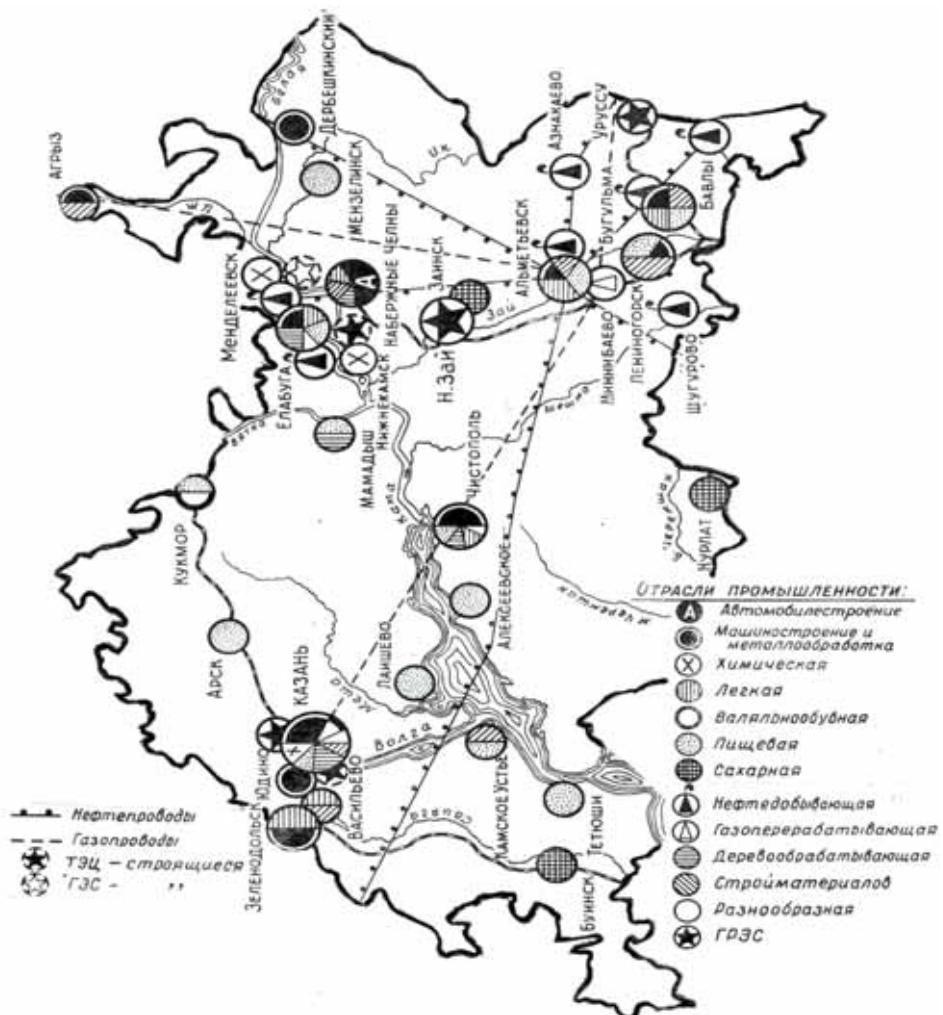
Наиболее интенсивными темпами развивалась нефтехимия, объем выпускаемой продукции в которой увеличился в 2,48 раза в целом, вообще в данных отраслях темпы роста составили 134% [26]. Химические и нефтехимические предприятия республики продолжали занимать ведущее место в стране по производству ряда важнейших видов продукции. Например, к середине 1980-х годов в Та-

тарстане вырабатывалось 25% полиэтилена, 40% этилбензола и т.д. [11] Основным потребителем каучука являлся расположенный рядом Нижнекамский шинный завод. Его первая очередь была ориентирована преимущественно на Волжский автозавод в Тольятти, а вторая — на КамАЗ (хотя продукция данного завода шла и на заводы грузовых автомобилей в Кременчуге, Минске и Ижевске, а также на ряд предприятий сельскохозяйственного машиностроения).

Нижнекамский территориально-производственный комплекс относился к той группе программно-целевых комплексов, формирование которых в основном было закончено к концу десятой пятилетки. И если первоначально замысел комплекса заключался в том, чтобы, используя строительные базы Куйбышевской и Нижнекамской ГЭС, в короткие сроки создать крупный комплекс нефтехимических производств в районе Нижнекамска, то затем этот замысел был дополнен строительством Камского автомобильного завода (КамАЗа). На XXIV съезде КПСС была отмечена необходимость «создания комплекса заво-



Нижнекамский нефтехимический комбинат. Конец 1960-х годов [24]



Кратко ознакомившись с картой промышленности и инфраструктуры Камской области в 1970 году [25] реалисто-производственный комплекс, включавший свыше 45 комбинатов, заводов и фабрик [28]. Основу Нижнекамско-Набережночелнинского промышленного узла составляли Нижнекамский нефтехимический комбинат, Нижнекамский шинный завод, объединение «Камский автомобильный завод», Занская ГРЭС и Нижнекамская ГЭС. К 1979 году численность городского населения Нижнего Прикамья увеличилась с 80 до 500 тыс. человек. На начало 1982 года в Нижнекамске проживало 150 тыс. человек, в Брежневе (современные

районы Камска) — 100 тыс. человек. В 1980-х годах в Камской области было построено Камское водохранилище, реконструирован Камский водный путь, проложена система трубопроводов для Нижнекамского нефтехимического комплекса и продуктопроводов от него, газопровод на город Брейнев, автострады, линии электропередач между электростанциями комплекса, а также с Кармановской ГРЭС, Куйбышевской ГЭС, ТЭЦ Казани.

### Заключение

В целом рост нефтехимической индустрии привел к значительно-

му изменению географии размещения не только промышленности, но и транспорта, сельского хозяйства. В местностях, расположенных вокруг промышленных центров, сельское хозяйство приняло пригородный характер: повысилась роль мясомолочного животноводства, картофелеводства и т.д.

Тем не менее, мощный подъем нефтехимической отрасли в 1950—1970-е гг. в 1980-е гг. сменился обратной тенденцией. Из-за общей низкой организации труда, дефицита, бесхозяйственности и других факторов, ситуация в отрасли с каждым годом все более ухудшалась. Замедление темпов промышленного развития, постепенно переросло в кризисные явления, усугубившиеся застоеем всей советской экономики. Успехи и кризис ее во второй половине XX века, столь наглядно и ярко проявившие себя в нефтехимическом комплексе Татарстана, могут служить сегодня наглядным примером для всей экономики Российской Федерации. В ответе, на какие отрасли опираться в условиях кризиса, где искать новые точки роста, каких новых застойных проявлений необходимо опасаться и не допускать.

### Список использованных источников

1. Промышленность Республики Татарстан. — URL: [http://www.kazan.ws/cgi-bin/republic/print.pl?action=view\\_cul&id\\_cul=735](http://www.kazan.ws/cgi-bin/republic/print.pl?action=view_cul&id_cul=735)
2. Государственный архив Российской Федерации (ГА РФ). Ф.А-259. Оп.42. Д.8759. Л. 18.
3. Народное хозяйство СССР в 1965 г. — С. 534.
4. Народное хозяйство СССР. 1922—1982. — С. 544—545.
5. Федоренко Н.П. Химизация и экономика. — М., 1966. — С. 5.

6. ГА РФ. Ф.А-259. Оп.42. Д. 8759. Л. 4.
7. Там же. Л. 18, 20, 76.
8. Российский государственный архив экономики (РГАЭ). Ф. 7733. Оп. 56. Д. 454. Л. 26.
9. Глазьев С.Ю., Львов Д.С., Фетисов Г.Г. Эволюция технико-экономических систем: возможности и границы централизованного регулирования. — С. 146.
10. Развитие социалистической экономики СССР в послевоенный период / Под ред. И.А. Глазьева, А.И. Косого и др. — С. 86.
11. Калимуллин А.М. Природоохранные проблемы в контексте индустриального развития Татарстана в 1960-х — начале 1990-х гг. — Казань, 2005. — С. 25.
12. Нефть, газ и нефтехимия Татарии: документы и материалы. Т. II. — Казань, 1979. С. — 121, 261–263.
13. ГА РФ. Ф.А-259. Оп. 42. Д. 6764. Л. 113.
14. Там же. Оп. 45. Д. 3448. Л. 70.
15. Там же. Д. 1985. Л. 255.
16. Пятьдесят лет Татарской АССР. Статистический сборник. — Казань, 1970. — С. 28.
17. Поволжье. Экономико-географическая характеристика / Под ред. К.В. Долгополова, В.В. Покшишевского, С.Н. Рязанцева. — М., 1957. — С. 193.
18. Национальный архив Республики Татарстан (НА РТ). Ф.Р-1296. Оп. 27/2. Д. 2/11. Л. 155.
19. ГА РФ. Ф.А-259. Оп. 42. Д. 8759. Л. 5.
20. Морозова Т.Г. Территориально производственные комплексы СССР. — М., 1983. — С. 64.
21. НА РТ. Оп. 2. Д. 917.
22. Текущий архив ПО «Нижнекамскнефтехим». Ф.Р-81. Оп. 1. Д. 105. Л. 193.
23. Коммунист Татарии. 1976. № 1. — С. 15.
24. НА РТ. Оп. 4. Д. 2439.
25. Александров И.Н., Бурлянд З.А., Караковская Е.Ф. Экономическая география ТАССР. — Казань, 1973.
26. Народное хозяйство Татарской АССР в девятой пятилетке. — Казань, 1976. — С. 27, 46.
27. Материалы XXIV съезда КПСС. — М., 1971. — С. 281.
28. Адамеску А.А., Дубровский А.Г. Созвездие гигантов. — М., 1979. — С. 3.

## Состоялся II Форум наукоградов

11 ноября 2015 года в Доме Правительства Московской области прошел II Форум наукоградов. В Форуме приняло участие около 500 представителей федеральной и региональной власти, инвестиционных и венчурных компаний, наукоградов и кластерных зон, вузов и акселераторов, госкорпораций и научно-технических предприятий, а также СМИ.



Форум открыла пленарная сессия «Инвестиции в науку: когда, куда и с кем?». В своем приветственном слове участникам Форума губернатор Московской области Андрей Воробьев заявил: «Цель нашей сегодняшней встречи — еще раз посмотреть все возможности и способы, как конвертировать потенциал науки в практический результат».

В ходе работы II Форума на пленарном заседании и на секциях обсуждались вопросы стимулирования развития наукоградов с точки зрения привлечения инвестиций, создания рабочих мест и развития научного потенциала наукоградов для обеспечения роста экономики Московской области.

Модератором пленарной сессии выступил Дмитрий Песков, директор направления «Молодые профессионалы» Агентства стратегических инициатив (АСИ). «Московская область взяла на себя неблагодарную миссию быть первой. Самое важное сейчас сделать правильные первые шаги, получить быстрые понятные жизнеспособные результаты, которые докажут жизнеспособность модели, предлагаемой Правительством Московской области», — считает Д.Песков.

В панельной дискуссии приняли участие: помощник Президента Российской Федерации А.А. Фурсенко, президент Российской академии наук В.Е. Фортов, заместитель Председателя Правительства Московской области — министр инвестиций и инноваций Московской области Д.П. Буцаев, заместитель Министра образования и науки Российской Федерации Л.М. Огородова, председатель Наблюдательного Совета Фонда содействия развитию малых форм предпринимательства в научно-технической сфере И.М.

Бортник, заместитель руководителя Федерального агентства научных организаций (ФАНО) России А.М. Медведев, президент Фонда «Центр стратегических разработок Москва» В.Н. Княгинин, исполнительный директор Российской ассоциации венчурного инвестирования А.И. Никконен.

В связи с подписанием Президентом Российской Федерации В.В. Путиным Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О статусе наукограда Российской Федерации» и Федерального закона «О науке и государственной научно-технической политике» статус наукограда предполагает не только наличие научно-производственного комплекса, но и ресурсы для его гармоничного социально-экономического развития.

По словам помощника президента России Андрея Фурсенко, главной проблемой Московской области является миграция жителей в Москву. «Главная проблема Московской области в том, чтобы самых лучших людей не отправлять в Москву, а сохранять у себя, а это значит создать иное качество жизни», — сказал А. Фурсенко.

В данном контексте особое значение было удалено вопросам, связанным с созданием комфортных условий на территории муниципальных образований — наукоградов для молодых ученых, связанных с реализацией их творческих амбиций, а также для инвестиций бизнеса в развитие инфраструктуры и в научно-кемкие высокотехнологичные проекты.

«Московская область обладает огромным научно-техническим потенциалом — в Подмосковье расположены 8 наукоградов и 2 особые экономические зоны. Важно, чтобы в регионе разрабатывались и внедрялись инновационные решения в различных областях науки и технологий. Основной возможностью развития наукоградов является создание условий для прихода инвесторов, которые благодаря квалифицированным кадрам, рассредоточенным по наукоградам, организовывали бы здесь реально действующие производства. Форум наукоградов призван помочь решить эти и другие вопросы», — считает заместитель Председателя Правительства Московской области — министр инвестиций и инноваций Московской области Денис Буцаев.

В свою очередь, президент Российской академии наук Владимир Фортов отметил, что Московская область по своему научно-техническому потенциалу превосходит многие европейские страны. Президент



РАН высказал мнение, что Подмосковье может стать своего рода лабораторией по развитию наукоградов для всей страны.

В этом направлении государством уже делаются серьезные шаги: по созданию технико-внедренческих зон в наукоградах, с января 2016 года в Московской области начнет действовать программа социального ипотечного кредитования молодых ученых и высококвалифицированных специалистов, в обозримом будущем будут созданы четыре центра молодежного инновационного творчества в подмосковных городах, готовится к запуску pilotный проект строительства детских технопарков.

Денис Буцаев отметил, что технико-внедренческие зоны сосредоточат в себе бизнес-центры, лаборатории, производственные корпуса, коворкинговые центры и помогут привлечь предпринимателей. По своей специфике проекты такого рода соответствуют научным приоритетам городов, помогая коммерциализировать разработки ученых.

«Мы предложили создать технико-внедренческую зону во Фрязине, но пошли дальше, — отметил он. — Подготовили заявку, которую подали в Правительство РФ, на получение статуса особой экономической зоны технико-внедренческого типа».

Зампред правительства Московской области выразил надежду, что заявку федеральные власти одобрят уже в этом году. По предварительным данным, свое финансовое участие в развитии ОЭЗ Фрязино подтвердили 10 инвесторов. Общий план — привлечение 37 резидентов, которые принесут инвестиции в размере около 50 млрд руб.

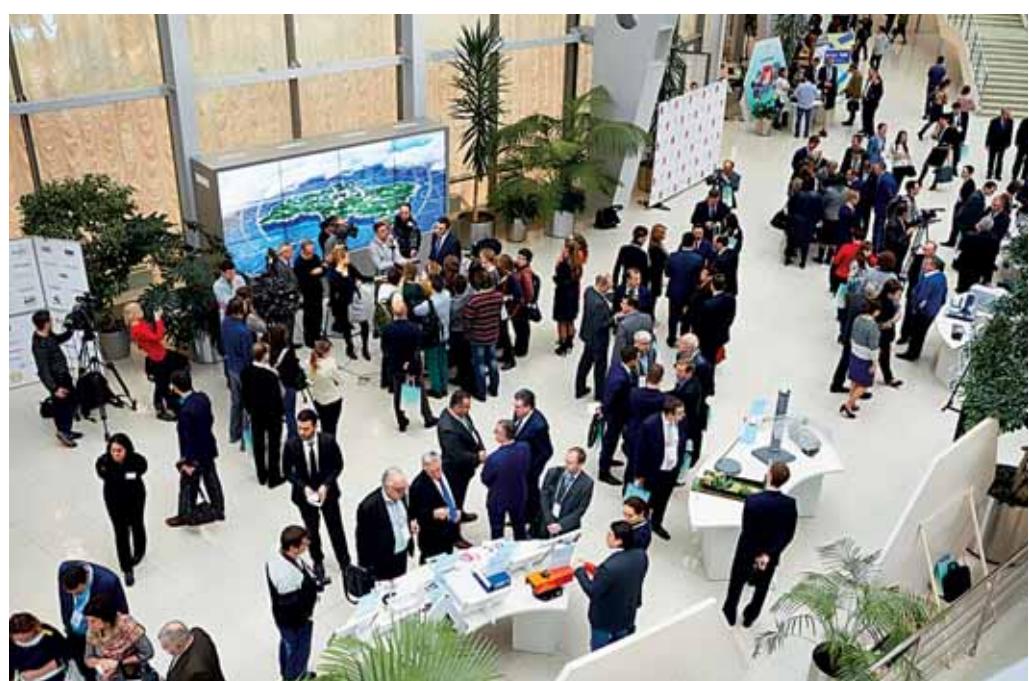
II Форум наукоградов стал эффективной коммуникационной площадкой для обсуждения актуальных вопросов взаимодействия представителей науки, властных структур и бизнес-сообщества.

Ключевыми темами Форума стали: «Национальная идея, или Где искать прорывные проекты?», «Наукоград: фокус на инфраструктуру», «Наука и трансфер технологии», «Современная практика управления наукоградами», «Инвестиции в высокотехнологичные проекты».

В рамках Форума прошел презентационный трек «Заявка на победу!», на котором было представлено 24 стартап-проекта. В результате многоступенчатой процедуры оценки жюри выделило трех финалистов, которыми стали: проект «Диагностический кардиокомплекс как один из инновационных инструментов оздоровления населения России» Е.Э. Юферова, ООО «Нордавинд-Дубна» (Дубна), проект «Исследование эффективности многокомпонентного гепатопротектора и протектора печеночной энцефалопатии «Хелпер-1» В.В. Дынник, ООО «МТТ» (Пущино), проект «Построение систем автоматизации Smart Energy Net» Е.А. Кондрашенко, «Антракс» (Фрязино). Победителю Елене Юферовой («Нордавинд-Дубна») был вручен сертификат Правительства Московской области на грант в сфере науки, технологий, техники и инноваций на 2016 год в размере 1 млн руб.

Итоги Форума будут положены в основу создания комплексной программы стратегического развития социально-экономического потенциала наукоградов Московской области и будут рекомендованы к интеграции в повседневную практику региона.

Подробнее о Форуме: [www.forum-naukograd.ru](http://www.forum-naukograd.ru)



## «Совместное развитие с заботой о планете» —

под таким лозунгом с 1 по 5 июня 2015 года в Париже прошел 26-й Мировой газовый конгресс (МГК), проводимый раз в три года Международным газовым союзом (МГС). В конгрессе приняли участие более 4000 делегатов из более чем 100 стран. В приуроченной к конгрессу выставке приняли участие более 300 компаний. В ходе конгресса выступило свыше 500 докладчиков.



Традиционно на конгрессах МГС представлены на высшем уровне все крупнейшие мировые газовые компании. Так и в этот раз в Париже с докладами выступили президент Exxon Mobile Рекс Тиллерсон, президент BP Роб Дадли, президент Shell Бен ван Берден, президент Statoil Элдар Сетре, президент Total Патрик Пуяне и многие другие. От правительства Франции в конгрессе принял участие глава МИД Лоран Фабиус.

Основные темы, которые поднимались на конгрессе, органично продолжили ключевые темы французского триместра в МГС (2012–2015 годы) — официальное признание роли газа в устойчивом развитии, добиться гармоничного баланса в энергетике (включая электроэнергетику) между природным газом и возобновляемыми источниками энергии, сделать газ доступнее для развивающихся стран и новых регионов, привлечение и удержание в газовой

отрасли кадров. Также было уделено внимание геополитике в газовой отрасли, экологическим вопросам, технологиям, тенденциям и подходам по всей отраслевой производственной цепочке (от разведки и добычи до использования газа).

От России в конгрессе приняло участие более 150 человек. В отличие от предыдущих конгрессов, где Россию из крупных компаний традиционно представляло только ПАО «Газпром», в этот раз в конгрессе на высшем уровне наряду с ПАО «Газпром» были также представлены делегации АО «НК «Роснефть» и АО «Новатэк» во главе Председателями Правления Игорем Сечиным и Леонидом Михельсоном. Это связано с тем, что в связи с санкциями значительно уменьшилось количество площадок, где возможно проводить двухсторонние и многосторонние деловые встречи с западными компаниями-партнерами, и конгрессы МГС сегодня одна из самых привлекательных из них.

## В доме Черникиных я был своим...

**З. Галиуллин**, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ», доктор технических наук, профессор

Желание учиться в Московском нефтяном институте появилось у меня еще тогда, когда обучался в Уфимском нефтяном. Мы вместе с Зуфаром Каримовым писали заявление в дирекцию Московского о переводе из Уфимского. Руководство Московского нефтяного института давало согласие, но при условии согласия Уфимского института. Мы были молодыми и нам казалось, что в столице уровень образования на другом уровне, а Уфимский нефтяной только становился на ноги. Это и была правда.

Но ради справедливости, спустя много лет вспомним, с каким «багажом» приехал я в аспирантуру Московского нефтяного института. Для этого вспомним вкратце, кто нас учил и как нас учили в Alma-mater — Уфимском нефтяном институте.

Сначала остановимся на математике. Математику в Уфимском нефтяном читали прекрасно. А юношам, планировавшим посвятить себя науке, особенно по нашей дисциплине, это было очень важно. Я уже неоднократно говорил и писал об этом — кафедра высшей математики Уфимского нефтяного института была на высоте! Преподаватели этой кафедры во главе с заведующим Н.И. Фельдманом (здесь и М.Г. Адигамов, и С.А. Каганов и др.) организовали учебу на самом высоком уровне. У нас в двух группах НТХ лекции по математике читал С.А. Каганов. И, надо сказать, читал прекрасно. Самсон Абрамович окончил механико-математический факультет Саратовского государственного университета, кандидат физико-математических наук. Я об этом говорю подчеркнуто: математику должны читать математики, а не инженеры, хоть с самыми блестящими



Справа Абрамович, фактически останавливался на анализе полученных решений и на их геометрической интерпретации. Мало того, он на доске рисовал как это будет выглядеть графически. Я, видимо, был неплохим учеником, окончил Уфимский нефтяной институт, как ранее и Уфимский авиационный техникум, с красным дипломом. Мало того, в моей зачетной книжке не было ни одной «четверки». А для получения таких оценок надо только внимательно слушать преподавателей.

Вернемся к теме — как и кто читал нам математику в Уфимском нефтяном. Самсон Абрамович и после нашего выпуска еще некоторое время оставался в институте и последние годы был деканом нашего факультета. В институте среди студентов он пользовался огромным авторитетом, был очень доступным, к нему можно было обращаться и когда

так, слушал курс математики у других преподавателей, но ничего нового от этих лекций у меня в памяти не осталось, хотя читали новый материал. Математику надо уметь читать — и убедительно, и убежденно! Здесь самое важное — привить студенту математическое мышление. Именно так читал Самсон Абрамович.

Надо сказать, что ни одна высшая школа не может дать студенту всеобъемлющие знания. Надо студенту привить навыки и желание работать с литературой, именно эти качества обучения добилась кафедра высшей математики Уфимского нефтяного института.

В Москву я приехал с двумя чемоданами книг — словно в Москве нет книг, и постельными принадлежностями, которые подготовила мама и которыми мы пользуемся до сих пор — все из гусиного пуха; и не только мне — всем детям и, в первую очередь,

сестре — ей целое придание; такая заботливая была наша мама.

Вернемся к кафедре высшей математики Уфимского нефтяного института. Благодаря Учителям этой кафедры я никогда не ощущал себя беспомощным. Следует также отметить, что все общетехнические дисциплины в Уфимском нефтяном институте, благодаря соседству и участию в образовании старейшего, прославленного Уфимского авиационного института, а также Грозненского нефтяного института, читались на высоком уровне. Здесь самого доброго слова заслуживает переехавший из Грозненского нефтяного института в Уфимский нефтяной И.Ф. Пономарёв, который нам читал гидравлику — читал прекрасно. А гидравлика — основа трубопроводного транспорта нефти и газа. Что тут скажешь — юноши, им, как детям, хочется смеяться. Я говорю это к тому, что мы посмеивались над отчеством Иосифа Феофилактовича. А он объяснял, что это одно из древнейших — русских, православных имен.

Что касается специальных предметов, то благодаря усилиям и таланту как педагога и организатора Виктора Евдокимовича Губина, Уфимский нефтяной институт также достаточно быстро заслужил общеизвестное признание. Стоит сказать, что именно выпускники Уфимского нефтяного института, в основном, освоили нефтегазовые месторождения Севера Западной Сибири. Это сознание придет ко мне значительно позже. Следует подчеркнуть то, что в становлении Уфимского нефтяного института огромную роль сыграл Московский нефтяной институт, командируя своих лучших профессоров для чтения цикла лекций и организации учебного процесса. В моей памяти осталось приезд профессора В.И. Черникова, но, к сожалению, нашему курсу не пришлось слушать тогда его лекции, они были организованы для стар-

шекурсников. За эту работу приказом по Уфимскому нефтяному институту (директор-ректор В.Е. Губин) В.И. Черникову была объявлена благодарность; приказ был направлен в Московский нефтяной институт, и в свою очередь ректор Московского нефтяного института профессор К.Ф. Жигач издал свой приказ для оглашения приказа Уфимского нефтяного института.

Наряду с этим не все было благополучно в учебном процессе в Уфимском нефтяном. Чтобы не быть голословным, приведу в пример лишь один предмет, назовем его «Электротехника». На самом деле читается два больших курса: «Электротехника» и «Электрооборудование». Надо сказать, это были важнейшие предметы, но оба курса читали отвратительно. Я до сих пор жалею, что по этому предмету не удалось получить полноценных знаний. Очень жаль! Помню и фамилию преподавателя, но сейчас нет необходимости называть ее. Скажу только одно: такой человек не имеет права заниматься педагогической деятельностью. Складывалось впечатление, что он не знает предмет и не уважает себя. От него и его лекций осталось только одно — почти блатной термин — «коротыж» (короткое замыкание). У меня в жизни по этому предмету остались только знания, которые я получил в Уфимском авиационном техникуме, хотя и там по этому предмету нельзя сказать, что было прекрасно, но зато была хорошая лаборатория, где проходили занятия и показывали электротехническое оборудование.

Вернемся к началу нашего рассказа — к 50-м годам XX столетия. Желание стать студентом Московского нефтяного института у меня было не только из побуждений получить лучшее образование, но и двигало юношеское самолюбие: быть студентом столичного вуза. Звучит? Еще как!

Кроме того была и чисто мате-

риальная сторона — все студенты Московского нефтяного были одеты в форменную одежду с контр-погонами, а в Уфе — только «дети войны» и участники Великой Отечественной войны. На нашем потоке из двух групп НТХ («Транспорт и хранение нефти и газа») только одна девушка — Зоя Субханкулова, у которой погиб отец на войне, была одета в эту форму. У меня тоже отца уже не было, и он был участником четырех лет боевых действий и военным инвалидом 2-й группы Первой мировой. А разве он не был защитником Родины? Они воевали в Карпатах, на чужой территории и практически не отступали. Стоит вспомнить только о Брусиловском прорыве! Кроме того, отец ушел из жизни в год моего поступления в Уфимский нефтяной институт. Но это не принималось во внимание. В одежде мы также нуждались, и она была льготная. Мечту свою нам не удалось реализовать — студентами Московского нефтяного института мы не смогли стать. Забегая вперед, скажу: нам удалось пройти через аспирантуру Московского нефтяного института и быть ее лучшими выпускниками, досрочно защитившими кандидатские диссертации. И, реже того, что случалось в жизни Московского нефтяного, удалось быть распределенными и на постоянную работу на свои кафедры с представлением московской прописки и жилья.

Итак, 1958 год. Я аспирант кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа». Заведующий кафедрой — Вадим Иванович Черников.

— «Нас спрашивали, вы согласны, что у вас научным руководителем будет доцент Белоусов?»

— Нет, кандидаты наук у нас и у себя в Уфе есть, я хочу учиться у профессора, — таков был ответ. Это не могло обойтись без «наказания» обидчику, но «потерпевший» делал это более чем дипломатично, и на протяжении многих

лет. А для нанесения «ответного удара» возможности у него были большие — работала семья, и «вторая половина» была начальником учебной частью Московского нефтяного института.

— А тема диссертации есть?

— Нет.

Учитель улыбнулся, но промолчал.

С высоты сегодняшнего положения, я думаю, что все-таки он хотел тогда как-то приобщить к научному руководству моей работой В.Д. Белоусова, поскольку у Учителя уже был на примете свой выпускник — аспирант Ю.А. Цимлер, а В.Д. Белоусов — ведущий доцент, читал курс лекций по транспорту газа и просил дать ему аспирантов. Игнорировать просьбу Белоусова было неэтично — после известного совместного Постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР № 935 от 15 августа 1958 года «О дальнейшем развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР» газовая тематика должна была развиваться. После появления этого Постановления Московский нефтяной институт стал именоваться Московский институт нефтехимической и газовой промышленности, сохранив имя И.М. Губкина.

С появлением этого Постановления Учитель газовую тематику сам лично взял под контроль и значительно усилил ее место в учебном процессе. И надо сказать, что Учитель был одним из первых, кто откликнулся на это Постановление. И он сам предложил мне тему кандидатской диссертации: «Движение сжиженных газов по трубопроводам». И рассказал, что надо соорудить стенд и какие эксперименты надо будет провести — все предельно ясно, я приступил к исполнению. Идея этой работы заключалась в том, чтобы установить — какое гидравлическое сопротивление вызовет попадание газовых пробок в трубопроводы, транспортирующие сжиженные

газы, другими словами, получить гидравлическую характеристику таких трубопроводов. Я изготовил соответствующие стеклянные колена с различными углами изгиба и стал получать «гидравлические характеристики» таких трубопроводов. Все шло нормально, во всяком я считал так. Приходил на кафедру в 9 часов утра и уходил в 9 вечера. Но, откровенно говоря, эта работа мне не нравилась. В Уфе вместе с своими коллегами В. Свиридовым и Н. Болдовым участвовал в проведении экспериментов по подогреву высоковязких нефтей и нефтепродуктов на полноразмерных железнодорожных цистернах, а тут, в Москве, я эксперименты провожу на «стеклянках!» Думаю, что опытный глаз Учителя это заметил. Он сделал мне замечание — «слишком долго разворачиваетесь, я вами недоволен; скажу об этом Едигарову» — моему Уфимскому учителю. Эти слова были, что ушат холодной воды на мою голову. Я прибавил обороты — стал уходить из лаборатории в 11 часов вечера.

Объективно говоря, возможности тогда кафедры были весьма ограниченными: всего две комнаты по 20 кв. м, и одна из них — преподавательская. Только после строительства нового корпуса появились новые возможности. И Зуфар Каримов — мой друг и однокурсник по Уфимскому нефтяному, обучавшийся в аспирантуре на два года позже, создал в новом здании настоящий экспериментальный стенд для исследования физики и объемов смесеобразования при последовательной перекачке нескольких нефтей и нефтепродуктов по одному трубопроводу с применением разделительных поршней.

Но ждать мне переезда в новое здание было нельзя — это значило потерять время. А срок обучения в очной аспирантуре строго регламентирован — ровно три года с получением стипендии 100 рублей в месяц, при успешном обучении.

Успел, не успел — это твое личное дело.

Велась ли статистика — какова доля приходилось на время аспирантского срока защитившихся, т.е., своевременно все делалось, а также защитившихся вообще? Думаю, что нет. С высоты сегодняшнего положения считаю, что здесь не все было благополучно, тем более, что государство тратило огромные средства для подготовки специалистов высшей квалификации.

Отвечал ли научный руководитель за своевременный выпуск своих аспирантов или вообще за выпуск? Думаю, что нет. В общем случае, была система ежеквартальной аттестации аспирантов, но я не помню были ли среди советских аспирантов досрочно отчисленные из аспирантуры по результатам этих аттестаций. Часть аспирантов оканчивала аспирантуры и никогда не защищалась. Таких я помню по Уфе, возвратившихся после окончания аспирантуры, и не одного.

Но у Учителя был строгий порядок, он мог представить к досрочному отчислению, такой случай действительно был, я помню. Но если аспирант пробыл в аспирантуре 3 года, он обязательно представит к защите диссертацию, может быть, с некоторым опозданием.

Думаю, что не учило давать оценку работе своего Учителя, но нельзя и не отметить — Учитель отличался исключительной трудоспособностью и трудолюбием. Он ценил время и это качество прививал и нам. Он в этом для меня до сих пор остается образцом. Он весь рабочий день занимался на кафедре со студентами, а с аспирантами — дома, причем допоздна, регулярно, один раз в месяц, посещал Центральную научно-техническую библиотеку нефтяной и газовой промышленности и просматривал всю мировую литературу по нефти и газу, в первую очередь, по транспорту и хранению

нефти и газа. А наиболее интересные работы брал на заметку и в некоторых случаях даже конспектировал. И у него была, мы так называли, «амбарная книга», в ней содержалась огромная информация. Учитель обо мне знал все, что нет отца, и мама ждет меня в отцовском доме. У меня иногда приходила мысль, что у Учителя отношение ко мне было особое, очень доброе — в чисто человеческом плане.

Надо отметить и об участии в нашей работе Елизаветы Александровны: она была очень добрая, помогала нам всем — аспирантам, соискателям в успешной работе. Помню, как-то мы задержались в доме за работой допоздна. Елизавета Александровна пригласила перекусить. У меня было худое лицо. Елизавета Александровна говорит: «Какой он худой, какой худой!». Я, как правило, отказывался есть, но все-таки ей удалось один раз уговорить меня сесть за стол. Чего только не было на столе: и балыки, и другие продукты, которых я никогда не видел. Но я не мог кушать. Еще чего не хватало! Сидеть у Учителя и кушать? Я и сейчас не смог бы кушать. Елизавета Александровна говорила: «Стесняется, стесняется!». Поняла, что бесполезно меня приглашать за стол, все равно кушать не буду. Или, когда еще на улице было грязно, а пол квартиры Учителя был покрыт прекрасным паркетом, мы пытались снимать обувь. Елизавета Александровна всегда говорила: «Не снимайте, не снимайте», тем самым создавала непринужденную, благоприятную обстановку для работы. Она во всем помогала в нашей работе. И вот 3 года упорного труда позади, по 2-3 раза в неделю работы в квартире Учителя, нередко до 11-12 ночи, в результате — 9 оригинальных работ, актуальность которых не снизилась до настоящего времени. В то время мой рабочий день начинался в 8 часов утра, с часовым перерывом

на обед и ужин, продолжался до 1 часа ночи.

Надо сказать о том, что в тех работах, которые появились во время учебы в аспирантуре, безусловно есть и доля труда Елизаветы Александровны, и не малая. Огромное спасибо ей за это и низкий поклон.

Вернемся к теме моей работы. Я уже говорил, что, несмотря на проделанную большую работу, она мне не нравилась — такой был я упрямый.

Думаю, что опытный глаз Учителя это заметил. Как-то утром, Учитель вытаскивает из своего портфеля кучу бумаг и говорит мне: «Пока я ехал в метро (он тогда жил на Арбате), набросал тут одну задачку — может быть, решение ее у Вас получится?» Думаю я сейчас, что, возможно, для проверки «чем дышит выпускник Уфимского нефтяного?» Я был первым на этой кафедре из выпускников Уфимского нефтяного института, а это накладывало особую ответственность: я это ощущал постоянно.

Вспомним, что было в материалах Учителя? Помню, эта была система обыкновенных линейных дифференциальных уравнений, расписанная по вертикали снизу вверх: начиная с 1-го участка, кончая с  $n-1$  и  $n$  участками. И была нарисована схема рельефа трассы газопровода. Надо сказать о том, что правильная постановка задачи иногда стоит большего, чем решение самой задачи. Здесь был именно такой случай.

Возникает вопрос: занимались ли на Западе этим вопросом? Да, занимались. Но раскрыть им гидравлические процессы не удалось. Мы с Учителем выполнили подробный, критический обзор ранее выполненных работ. Кто интересуется этим вопросом, тот может обратиться к статье, которую мы опубликовали с Учителем в журнале «Известия ВУЗов» (сер. Нефть и газ», № 9, 1959 год) под названием: «Влияние профиля

трассы на гидравлическое сопротивление магистральных газопроводов», затем продублировали в трудах конференции «Развитие газовой промышленности» (ГТТИ, М., 1960). Суть проблемы заключалась в том, что до 1959 года гидравлический расчет магистральных газопроводов выполняли по аналогии с магистральными нефтепродуктопроводами, только с учетом разницы геометрических отметок начальной и конечной точек трассы, а геометрические отметки промежуточных точек не брали в расчет. Мы показали ошибочность такого подхода. И не только это — предложили конкретную формулу как учитывать и роль отметок промежуточных точек на гидравлическое сопротивление магистральных газопроводов.

Надо отметить, что характерным для всех исследований Учителя (и он этого требовал во всех работах своих учеников), является то, что они сопровождались подробным анализом полученных решений. Это позволяло проектантам, еще до начала проектирования, оценить необходимость учета указанного фактора. Это делалось выполнением конкретных расчетов в широком диапазоне изменения условий строительства магистральных газопроводов.

Первым работу увидел профессор И.А. Чарный, заведующий кафедрой общей и подземной гидравлики. Он пытался нас поправить — «косинус забыли, Император!».

— «Ничуть, дядя Исаак!», — отвечал Учитель. Так, по-дружески, обращались между собой эти два выдающиеся ученые; Исаак Абрамович был на 3 года старше Вадима Ивановича. И Учитель объяснил ему — как и по каким данным строится профиль трассы.

Вскоре проектные институты, раньше всех ВНИПИПТРАНСГАЗ (Киев), заметили и предложили включить эту формулу в «Нормы технологического проектирования

магистральных газопроводов». В то время ВНИПИТРАНСГАЗ проектировал магистральные газопроводы на Северном Кавказе, отметки трассы которых характеризовались резким разнообразием. Это именно тот случай, когда нужно было учитывать отметки и промежуточных точек. И ВНИПИТРАНСГАЗ, еще до внесения дополнений в Нормы, использовал эту формулу в проектах. Эта была высшая награда для исследователя и важный психологический фактор. После появления этой работы, отношение проектантов и руководства института ВНИПИТРАНСГАЗ к нам изменилось к лучшему. Теперь я спокойно, без предварительной договоренности, мог приехать и попасть в кабинет главного инженера этого института В.И. Городецкого и даже директора Б.В. Барабаша, а также у главных инженеров проектов. А проектанты — народ занятой, даже, в какой-то мере, высокомерный. А как же иначе? Укргипогаз, позже он стал именоваться ГИПРОГАЗ — для подчеркивания общесоюзной значимости, а затем — ВНИПИТРАНСГАЗ. Авторитет этого института начал стремительно повышаться после проектирования южной части (с газотурбинным приводом центробежных компрессоров) газопровода «Бухара — Урал» (северную часть газопровода и в целом генеральным проектировщиком этого газопровода был институт «ГИПРОСПЕЦГАЗ»).

Прошло более 55 лет, выведенная нами формула до сих пор содержится в «Нормах технологического проектирования магистральных газопроводов».

Жаль, что мы тогда не подали заявку на открытие или, по крайней мере, на изобретение. С другой стороны, мне тогда важно было вовремя защититься: для этого работу срочно надо было опубликовать. Что и сделал в то время. Благодаря этой публикации, я тогда положил на стол дис-

сертацию через 2,5 года.

На первый взгляд, решение этой задачи должно было быть очень сложным. Хоть это обыкновенные дифференциальные уравнения, но здесь целая система. Я знал, что решение ее существует. Но для меня, чем задача сложнее, тем еще большим упорством я набрасывался на ее решение.

— Приходится упомянуть о курсе высшей математики в вузах нефтегазового профиля. Он несколько меньше, чем в вузах машиностроительного профиля, но тем не менее, курс обычных дифференциальных уравнений проходит по В.В. Степанову — это университетский курс. Но вся беда заключается в том, что курс высшей математики изучают на первых курсах, а специальные дисциплины — на последних, когда и без того скромные знания математики нередко начисто забывают. И специальные курсы (учебники) очень слабые, они не используют и без того слабые знания высшей математики. Для создания хорошего учебника требуются многие годы. А нефтегазовые науки были еще молодые и только становились на ноги.

Но у меня судьба сложилась так, что я до поступления в аспирантуру познакомился с А.Ш. Асатурияном, окончившим после окончания Великой Отечественной войны механико-математический факультет Саратовского государственного университета. Когда он его окончил и как попал в Уфу, мне не известно. И встретился я с ним вновь в 1956 году, когда я, распределенный по окончанию института в УНИ старшим лаборантом с окладом 930 рублей в месяц, едва успел начать работать — вскоре, 4 августа 1956 года, по приглашению заместителя директора Башкирского научно-исследовательского института по переработке нефти в области транспорта и хранения нефти и газа С.Г. Едигарова перешел в отдел транспорта и хранения нефти и

газа этого института. Здесь судьба уже по работе свела меня с Асатуром Шамировичем Асатурияном, талантливым математиком, трудолюбивым и добрым человеком. Оказалось так, что с семьей Асатура Шамировича мы жили в одном доме — он занимал две комнаты в 3-комнатной квартире на 3-м этаже. Тогда у него был только один сын — Шамир. В 1958 году Асатур Шамирович уехал защищать кандидатскую диссертацию, и родился второй сын — Михаил; мне довелось встречать Станиславу Михайловну с ребенком из роддома. Я в то время жил на 5-м этаже, занимал комнату в 9 кв. м. И с тех пор мы часто стали встречаться и дома. После моей женитьбы стали дружить семьями. У Асатура Шамировича я научился многому. Он решал классические задачи механики жидкости и газа, которые были сформулированы, но не решены, а ему удалось их решить.

В те времена, в 1956–1958 годы, после смерти Сталина и ареста Берия многие уголовные дела были пересмотрены, и из-за отсутствия состава преступления невинно пострадавшие люди вышли на свободу. Но они «перемещались» с востока на запад постепенно. Я хочу сказать, в частности, о Рубинштейне: я не помню его имени и отчества, помню только фамилию. Это поколение советских людей практически создало основу нефтегазовой науки, начатую Леонидом Самуиловичем Лейбензоном, успешно продолжившим Вадимом Ивановичем Черниным и его учениками.

Рубинштейн не на долго остановился в Уфе: по-моему, он был доктором физико-математических наук. И Асатур Шамирович показал ему свои разработки, а тот дал им высокую оценку. Помню только одну фразу из произнесенных слов Рубинштейна: «Задача Неймана» — речь шла о решении классической задачи. Вскоре Рубинштейн перейдет на работу в

Башкирский университет, но он не стал надолго задерживаться в Уфе, пройдет по конкурсу в Рижский университет, а потом уедет на Запад.

Тогда мой младший брат — Рафат Талипович, только что вернувшись из армии, когда уже прием в ВУЗы заканчивался, чтобы не терять год, поступил в Башкирский университет (он только начал формироваться из Башкирского педагогического института). Рафата Талипова Рубинштейн хотел взять с собой в Ригу, но он на втором курсе перейдет на физический факультет Казанского государственного университета и потом окончит его.

Работая с Асатуром Шамировичем 2 года, помогая ему расчетами и представлением полученных решений в виде графиков, я значительно расширил свои знания в математике. Асатур Шамирович не зло подшучивал над нами: «Как вы, инженеры, плохо знаете математику!». А мы, тоже шутя, отвечали: «Как вы механики, математики плохо знаете инженерное дело».

Помню, одной из задач, рассмотренных и решенных Асатуром Шамировичем, было: беззапорное

текущие вязких жидкостей в открытых прямоугольных и цилиндрических каналах. Мы проводили эксперименты, но течение с постоянным живым сечением по длине долго не удавалось получить, а у Асатура Шамировича теоретическое решение уже было. У него в то время было несколько опубликованных работ, но о защите диссертации еще речь не шла. Тут, как мне представляется, помог С.Г. Едигаров. Он со студенческих лет знал Вадима Ивановича. А Вадим Иванович помог А.Ш. Асатурия довести все решенные им задачи до «кондиции», оформить их в виде кандидатской диссертации и защититься. А это не малый труд: провести анализ полученных решений и «приспособить» их к практическому применению. Без этой составляющей Учитель не пропускал ни одной работы.

По этому вопросу с Учителем был полностью солидарен Николай Иович Белоконь. Он, высмеивая работы аспирантов и их научных руководителей, в исследованиях которых не было практического приложения, часто поговаривал: «Сигма на сигму (имелось в виду умножение суммы на сумму) и готова диссертация, а

температуру измерять не умеют». Вслед за Н.И. Белоконем, И.А. Чарный также стал вторить: «Если человек в своей жизни хоть один раз пропустил по трубопроводу очистной поршень, ему можно присудить ученую степень кандидата технических наук». Это, конечно, символическая оценка значимости экспериментов.

Именно практической направленностью отличаются все исследования Учителя и его учеников. Этим должны отличаться исследования в области технических наук. Иначе она может оказаться никому ненужной «бумажной работой». Вот так это поколение беззатратно служило науке.



