



КОМПОНЕНТНЫЙ  
СОСТАВ ПНГ

● ПЕРСПЕКТИВЫ  
РАЗВИТИЯ  
ПОСТАВОК СПГ

● АВТОНОМНЫЕ  
ДИЗЕЛЬГЕНЕРАТОРЫ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[10] 2013 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

НЕФТЯНЫЕ НАСОСЫ  
НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ





**ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ**  
консорциум геологоразведочных предприятий

**IGS** группа компаний  
ИНВЕСТГЕОСЕРВИС

**IGS** НЭУ  
ИНВЕСТГЕОСЕРВИС



- Проекты ГРП
- Буровые и нефтесервисные услуги
- Проекты разработки нефтесервисных услуг

[www.tumgeo.ru](http://www.tumgeo.ru)

ЕДИНАЯ



ЦЕЛЬ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ!



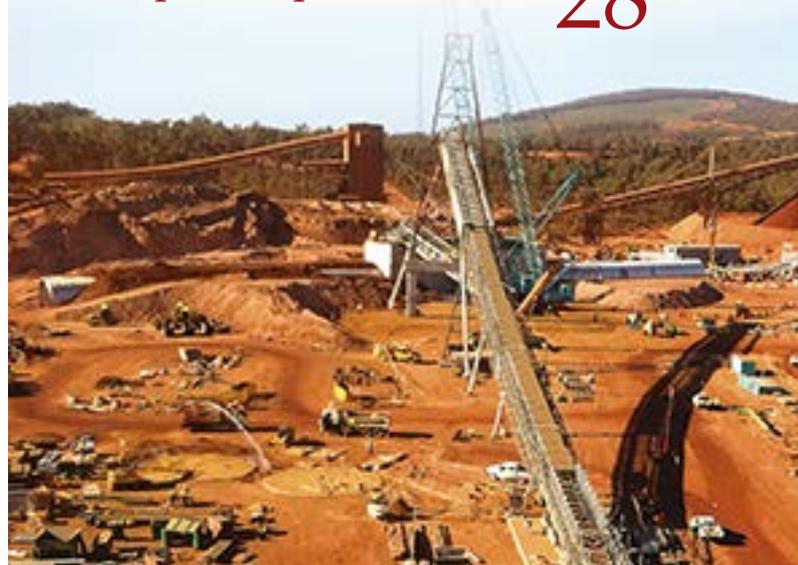
## Компонентный состав попутного нефтяного газа

22

## Перспективы развития поставок СПГ:

изменения на мировых рынках

28



# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Арктика: реконкиста	6
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Использование возобновляемых источников энергии для повышения энергоэффективности ЕСГ России	12
Повышение эффективности разработки месторождений с применением заводнения на поздней стадии	36
Пути увеличения и эффективного использования углеводородного потенциала	44

## Комплексный подход к изучению трещиноватости карбонатных коллекторов



40



**Автономные  
дизельгенераторы –  
там, где нужно  
электричество**

**70**

**Календарь событий в ноябре** **51**

**Кардинальное повышение  
нефтеотдачи «старых»  
месторождений** **52**

**Оперативный мониторинг  
разработки нефтяных  
месторождений  
на поздней стадии с целью повышения  
извлечения нефти** **55**

**«Казаньоргсинтез» –  
полвека чести и труда** **62**

**Внедрение  
энергосберегающих  
технологий для систем  
ППД**

**82**



## Нефтяные насосы нового поколения



**79**

**Пеностекло FOAMGLAS® –  
долговечный  
теплоизоляционный материал  
и защита от коррозии** **66**

**Хронограф**  
О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад **69**

**Россия в заголовках** **73**

**Оптимизация энергопотребления  
в приводах запорно-регулирующей  
аппаратуры при их питании  
от энергоаккумулятора** **74**

**НЕФТЕГАЗ *Life*** **88**

**Специальная секция  
Классификатор продукции  
и услуг в НГК** **90**

**Цитаты** **96**

**Добыча  
углеводородов  
и проблемы  
почвенного  
покрова**

**84**



Издательство Neftegaz.RU

## 14 столетий назад

В VII век н. э. изобретен «греческий огонь» – мощнейшее оружие своего времени, в который входили нефть, смола, селитра, канифоль и сера.

## 117 лет назад

В 1896 году Генри Форд выпускает свой первый автомобиль с четырехтактным двигателем. С этого времени нефть рассматривается прежде всего как сырье для производства бензина.

## 110 лет назад

В 1903 году состоялся первый полет самолета, созданного братьями Райт, с этого времени ученые стремятся создать чистое авиационное топливо.

## 108 лет назад

В 1905 году в Баку происходит первый в истории масштабный пожар на нефтяных месторождениях. В ходе пожаров было уничтожено более половины эксплуатационных скважин в регионе.

## 106 лет назад

В 1907 году завершено строительство самого на тот момент длинного магистрального нефтепровода Баку – Батуми диаметром 200 мм и длиной 835 км, который продолжает эксплуатироваться и по сей день.

## 92 года назад

В 1921 году принят Закон о концессиях, что позволило быстро восстановить нефтяную индустрию Советского государства.

## 91 год назад

В 1922 году образован «Нефтесиндикат» – монополия структура в Советской России, контролировавшая реализацию нефти, как на внутреннем, так и внешнем рынках.

## 81 год назад

В 1932 году в Бахрейне открыты месторождения нефти.

## 74 года назад

В 1939 году в СССР образован Народный комиссариат нефтяной промышленности.

### РЕДАКЦИЯ

#### Главный редактор

Виктория Юдина

#### Шеф-редактор

Анна Павлихина

#### Ведущий аналитик

Артур Гайгер

#### Журналисты

Александр Власов, Анна Игнатьева,  
Станислав Пархоменко

#### Ответственный секретарь

Татьяна Морозова

#### Дизайн и верстка

Елена Валетова

#### Корректор

Денис Пигарев



#### Издательство:

ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

#### Директор

Ольга Бахтина

#### Отдел рекламы

Александр Боднар  
Дмитрий Аверьянов  
Артем Аракелов

#### Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей  
Бродский Алексей

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

#### Адрес редакции:

127006, г. Москва,  
ул. Тверская, 18,  
корпус 1, оф. 812

Тел. (495) 650-14-82,  
694-39-24

www.neftegaz.ru

e-mail: info@neftegaz.ru

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

Отпечатано в типографии  
ООО «АМА-ПРЕСС»

Тираж 8000 экземпляров

На обложке:  
насос ЦНС 50019002 (ГМС)

# ЭНЕРГАЗ – НЕФТЕГАЗОПОДГОТОВКА НА ЗЕМЛЕ И НА МОРЕ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



СЕПАРАЦИЯ



РЕГЕНЕРАЦИЯ ТЭГ

Компания ЭНЕРГАЗ заслужила репутацию надежного поставщика систем утилизации и компримирования попутного нефтяного газа в России и странах СНГ. Теперь мы объединили свои усилия с известной инженеринговой компанией COMART – мировым лидером в области разработки технологических систем подготовки нефти и газа. Это сотрудничество позволяет нам наращивать внедрение передовых инженерных технологий, адаптированных к российским стандартам эксплуатации.

Наша специализация – это модульные компактные технологические системы. Мы предлагаем разработку, производство и поставку следующего оборудования:

- системы нефтеподготовки
- системы сепарации нефти и газа
- системы осушки газа
- системы удаления ртути
- модульные энергоблоки
- системы очистки газа от соединений серы
- системы регенерации ТЭГ/МЭГ
- системы очистки от углекислого газа
- системы подготовки топливного газа
- модульные компрессорные установки

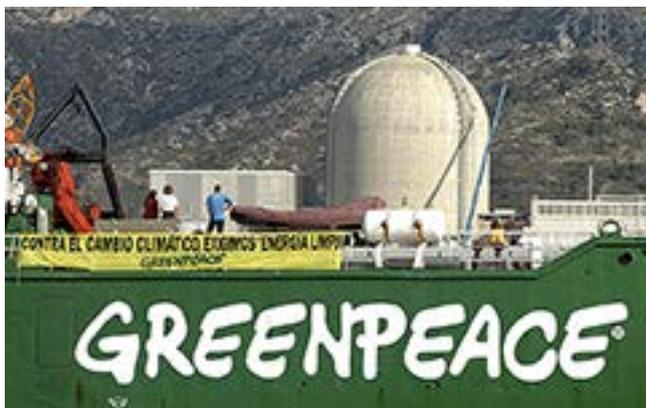
Компания COMART имеет опыт поставки оборудования для 32 шельфовых проектов в Северном и Китайском морях, Персидском и Мексиканском заливах, южной части Атлантического океана, на арктическом шельфе. Мы готовы обеспечить наилучший сервис и качество в проектах любого масштаба.

## Системы нефтегазоподготовки COMART: внимание к деталям – от идеи до воплощения



Москва, ул. Б. Почтовая 34  
тел.: +7 (495) 589-36-61  
факс: +7 (495) 589-36-60  
info@energaz.ru    www.energaz.ru





## АРКТИКА: РЕКОНКИСТА

Богатый углеводородами арктический шельф – предмет особого интереса добывающих компаний. В то же время – это регион с суровыми климатическими условиями, что делает его объектом пристального внимания экологов. До недавнего времени хрупкий баланс интересов нарушался лишь несколькими безобидными эпизодами, спровоцированными «зелеными». Но последний рецидив продемонстрировал, что за свои месторождения российским компаниям еще придется побороться. Впрочем, продемонстрировал он и другие моменты...

### Анна Павлихина

Особые условия требуют и особых подходов, особых технологий и особых стандартов безопасности. Сегодня технологий по ликвидации разливов нефти во льду просто нет, поэтому и риски реализации крупных проектов – колоссальны. Это понимают не только представители Greenpeace (хотя сами они убеждены в обратном), но и компании, которые предоставили свои проекты по безопасности и планы ЛАРН, а также Минприроды, которое солидарно с утверждениями экологов об опасности нефтяных разливов в Арктике. Кроме того, в июле 2013 г. вступил в действие закон «О защите морей от нефтяного загрязнения», согласно которому, в числе прочих обязательств, компании должны создавать специальный резервный фонд и собственную аварийную службу. Но и это не все. Россия намерена в разы расширить сеть особо охраняемых природных территорий Арктики.

Иными словами, на всех уровнях делается все возможное, для сохранения природной системы и предупреждения внештатных





ситуаций, которые, все-таки, возможны, на любом производстве.

Но для категорически настроенных экологов-активистов, как показал шторм Приразломной, компромиссов не существует... равно как и здравого смысла. Непонятен, в частности, резон самих действий, что изменилось бы, не останови спецназ «зеленых» рецидивистов? Думается – ничего.

Зато вполне уловима мотивация. Все помнят разлив нефти в Мексиканском заливе, но никто не помнит криков экологов по этому поводу. Похоже это тот случай, когда шепот здравого смысла был заглушен шелестом купюр... Знают ведь с чьей руки кормятся... И эта, по сути акция протеста, а по форме – граничащий с терроризмом хулиганский флешмоб, вероятно была направлена не против добычи нефти в Арктике вообще, а против добычи нефти российскими компаниями.

Привлекать внимание к проблеме освоения Арктики, безусловно, необходимо, но это вопросы не категорий «да» или «нет». Это вопрос новых технологий, затрат на НИОКР, совместных международных усилий по разработке методов ликвидации аварий...

А горе-экологам, жалующимся на несправедливость, касающуюся их пребывания под стражей, хочется порекомендовать поинтересоваться, какими методами ВМС других стран ведет борьбу с пиратством в своих акваториях. А пираты – они и в Арктике – пираты. ●



## ДОБЫВАТЬ ШЕЛЬФОВУЮ НЕФТЬ СТАЛО ВЫГОДНЕЕ

Теперь при добыче углеводородов на континентальном шельфе компании получают налоговые и таможенные льготы. Соответствующий Федеральный Закон подписал В.Путин

### Александр Власов

По закону, есть возможность обложения налогом на добавленную стоимость по налоговой ставке 0% операций по реализации углеводородного сырья, добытого на морском месторождении, продуктов его технологического передела, а также работ (услуг) по перевозке и (или) транспортировке указанного углеводородного сырья.

Законом устанавливается особый порядок определения налоговой базы по налогу на прибыль организациями, осуществляющими деятельность, связанную с добычей углеводородного сырья на новых морских месторождениях; дополняется перечень учитываемых при определении налоговой базы расходов, понесённых такими организациями; устанавливается ставка налога на прибыль организаций в размере 20% с зачислением всей суммы налога в федеральный бюджет; а также предоставляется возможность формирования резерва предстоящих расходов, связанных с завершением деятельности по добыче углеводородного сырья.

Законом устанавливаются особый порядок исчисления налоговой базы по НДС исходя из стоимости добытого на новых морских месторождениях углеводородного сырья и специальные ставки налога; предусматривается предоставление льгот по транспортному налогу и налогу на имущество организаций, а также тарифных льгот в виде освобождения от таможенных пошлин отдельных категорий товаров, вывозимых из РФ и полученных или произведённых при разработке нового морского месторождения углеводородного сырья. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Минэнерго разработало законопроект, который разрешит независимым производителям газа экспорт СПГ. Можно ли рассматривать этот шаг, как прелиминарный на пути к либерализации экспорта природного газа, или монополии Газпрома по прежнему ничего не угрожает?

### Можно ли считать допуск к экспорту СПГ Роснефти и НОВАТЭК первым шагом на пути к либерализации экспорта природного газа?

21%

Да, т.к. изначально вопрос ставился как либерализация экспорта природного газа и это первый этап в его реализации

14%

Нет, если бы это планировалось, прелиминарные шаги были бы не нужны

21%

Да, необходимо занимать неохваченные рынки, пока туда не пришли иностранные конкуренты

17%

Нет, для экспорта природного газа компаниям потребуется решить вопрос транспортной составляющей

26%

Да, планы по поставкам природного газа на перспективу одной компании выполнить очень сложно

Штурм буровой платформы Приразломная активистами-рецидивистами Greenpeace был мало похож на мирный протест, разрешенный 10-й и 11-й статьями Европейской конвенции, хотя, квалифицировать его, как терроризм – тоже нельзя. Так что же это было?

### Как Вы охарактеризуете действия Greenpeace в Арктике?

14%

Акция в защиту экологии планеты

14%

Хулиганский флэшмоб

36%

Протест против добычи нефти российскими компаниями

5%

Терроризм

23%

PR-рецидив

9%

Привлечение общественного внимания к проблемам добычи на шельфе



15-я международная выставка

# НЕФТЕГАЗ



**26—29 мая 2014**

**Оборудование и технологии  
для нефтегазового комплекса**

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),  
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмБХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ»  
в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание»,  
«Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники  
рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей  
в соответствии с международными правилами



[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

# ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

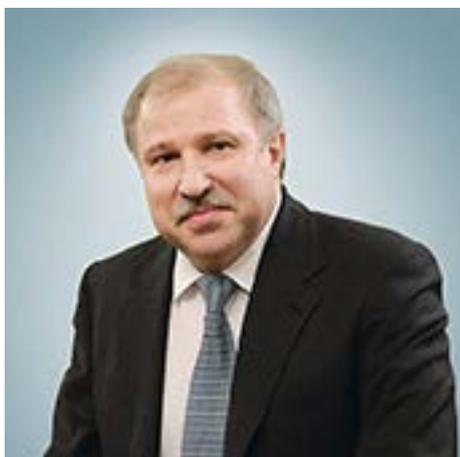
# ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ  
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ  
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

**26–28 мая**  
[www.enercon-ng.ru](http://www.enercon-ng.ru)

Персонажи

Срджиджан  
Артемьев Сечин  
Медведев  
Худайнатов  
Урозов  
Абрамович Дворкович Алексеев  
Лисин Миллер



Эдуард Юрьевич Худайнатов

Экс глава Роснефти

Член совета директоров «Объединенной судостроительной корпорации»

Экс-депутат Тюменской Областной Думы

Худайнатов Эдуард Еунатович (Юрьевич) родился 11 сентября 1960 г. в г. Чимкенте Казахской ССР. В 1996 г. окончил коммерческий факультет Международной академии предпринимательства, в 2000 г. – Тюменский государственный университет.

Трудовую деятельность начал в 1981 г. вышкомонтажником в ПО «Юганскнефтегаз».

В 1989 г. возглавил фермерское хозяйство «Бекон» в Нефтеюганске.

В 1993 г. – директор Акционерной нефтяной компании «Эвихон».

В 1995 г. – президент фирмы «Юганскпромфинко».

В 1996 г. биография Э. Худайнатова делает крен в сторону политического пространства, когда он был назначен заместителем главы администрации г. Нефтеюганск. Тогда же он возглавил местное отделение движения «Реформы – новый курс», лидером которого был председатель Совета Федерации В.Шумейко. С 1997

по 2000 гг. входил в состав Тюменской областной Думы. В 2000 году Э. Худайнатов возглавил предвыборный штаб В. Путина в регионе, а следующие три года занимал пост главного федерального инспектора в Ненецком АО.

В 2003 Э. Худайнатов пригласили на должность генерального директора АО «Севернефтегазпром», опыт руководства которым в последствии приведет его на должность главы НГК «Итера», генеральным директором которой он станет с подачи И. Сечина.

До этого времени Э. Худайнатов поочередно занимает посты в «Роснефти»: вице-президента (с 2008 г.), президента (с 2010 г.) и первого вице-президента (в 2012 г.).

Когда в 2013 г. Э. Худайнатов возглавил «Интеру» это объяснили тем, что в госкомпании он курировал газовое направление, но основное достоинство Э. Худайнатов в данном случае то, что он человек И. Сечина и глава «Роснефти».

В августе 2013 г. экс глава Роснефти (владеющий 0,0526 % уставного капитала НК) покинул свой пост в компании и возглавил «Независимую нефтегазовую компанию», 90% которой сегодня принадлежит Dako Energy Investments S.A. Раньше акционерами ННК были Melinco Enterprises с долей участия 90% и Сибирь Проект – 10%. Конечным бенефициаром ННК, как утверждают некоторые источники, является Э.Худайнатов. С этого времени компания начала скупать нефтегазовые активы: две региональные компании на общую сумму около \$500 млн. (в августе ННК договорилась о покупке газовой компании Геотэкс и нефтегазовой Пайяхи).

В июле 2013 г. Э. Худайнатов встречался с В. Путиным. Вероятно, ННК, возглавляемой Э. Худайнатовым, будет и далее консолидировать мелкие активы в России и за ее пределами. Как только активы ННК составят заметную величину, вероятно, произойдет ее дружественная консолидация с Роснефтью. ●



*Новое назначение*

*Южный поток*

*События*

*Цены на газ*

# Газопровод для завода

*Торги на бирже*

*Процедура квот*

*Обвал рынка акций*

*Поглощение компаний*

*Второй ветка ВСМО*



На территории промышленной зоны порта Усть-Луга будет реализовываться проект строительства Балтийского завода по производству карбамида и аммиака. Функционирование этого завода будет завязано на использовании больших объемов газа, поставки которого будет осуществляться посредством отдельного газопровода, который планирует построить Газпром в промышленной зоне порта Усть-Луга. Решение о его строительстве было принято по результатам встреч с премьер-министром и президентом РФ.

Потребности в газоснабжении промышленной зоны порта Усть-Луга можно обеспечить путем реконструкции газопровода Кохтла-Ярве – Ленинград, в ходе которой будет построена новая нитка увеличенного сечения. Объем нового газопровода составит порядка 7 млрд м<sup>3</sup>.

В настоящее время ведутся подготовительные работы по оценке воздействия на окружающую среду будущей индустриальной

зоны, оцениваются потребности в электроэнергии и объемах газа. Для будущих потребителей индустриальной зоны в рамках программы развития до 2030 года, а также морского порта Усть-Луга и нового города с населением 34,5 тыс. человек, который строится рядом с портом и будет предназначен газопровод.

Одновременно идет процесс привлечения инвесторов, ведутся переговоры по размещению в индустриальной зоне. В частности, о своих намерениях уже заявила компания Еврохим, которая планирует построить в Усть-Луге завод по производству товарного аммиака. В 40 км от Усть-Луги компания планирует проект по выпуску азотных удобрений, сырьем для производства которых является аммиак и азотная кислота. Завод будет потреблять порядка 1 млрд м<sup>3</sup> в год, стоимость газопровода – отвода длиной 35 км с учетом компрессорной станции составит примерно 50 млрд руб.

Кроме того уже подписано соглашение о намерениях с Балтийским карбамидным заводом (входит в группу ИСТ), который, в рамках первой очереди, получит лимит в размере 1 млрд м<sup>3</sup> газа в год и 1,8 млрд м<sup>3</sup> если будет построена вторая очередь.

Таким образом, спрос на газ в Усть-Луге пока более чем вдвое меньше заявленной мощности трубопровода. По мнению губернатора Ленинградской области А.Дрозденко, решение о строительстве газопровода в Усть-Луге означает, что там, скорее всего, появится СПГ-завод, но строительство газопровода никак не связано с заводом СПГ.

Первую очередь завода планируется ввести в эксплуатацию в конце 2018 г. Мощность завода может составить 10 млн т. При таком объеме поставляемого газопроводом газа заводу будет явно недостаточно. ●

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЕСГ РОССИИ

В 2010 г. Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М. Губкина (г. Москва, Россия) и Королевским Технологическим Университетом (г. Стокгольм, Швеция) была создана новая совместная магистерская программа «Энергосберегающие технологии для газотранспортных систем». В рамках этой программы группа профессоров, аспирантов и магистрантов проводит цикл исследований, связанный с анализом производства, потребления, распределения и развития основных энергетических ресурсов как в мире в целом, так и в России. Главная цель этих исследований – определить на основе достоверной технической и статистической информации возможные сценарии развития энергетического рынка, оценить возможность использования возобновляемых ресурсов, в том числе в нефтегазовой промышленности, провести обзор современных технологий преобразования энергии и утилизации отходов ее генерации. Основное внимание в исследованиях уделяется вопросам энергосбережения в топливно-энергетическом комплексе России, как основном потребителе энергии. Результаты этих исследований будут опубликованы в цикле статей

**Валерий Бессель,**  
профессор

**Алексей Лопатин,**  
профессор

**Алексей Беляев,**  
Аспирант  
РГУ нефти и газа имени  
И.М. Губкина

**Владимир Кучеров,**  
Профессор,  
Королевский Технологический  
Университет

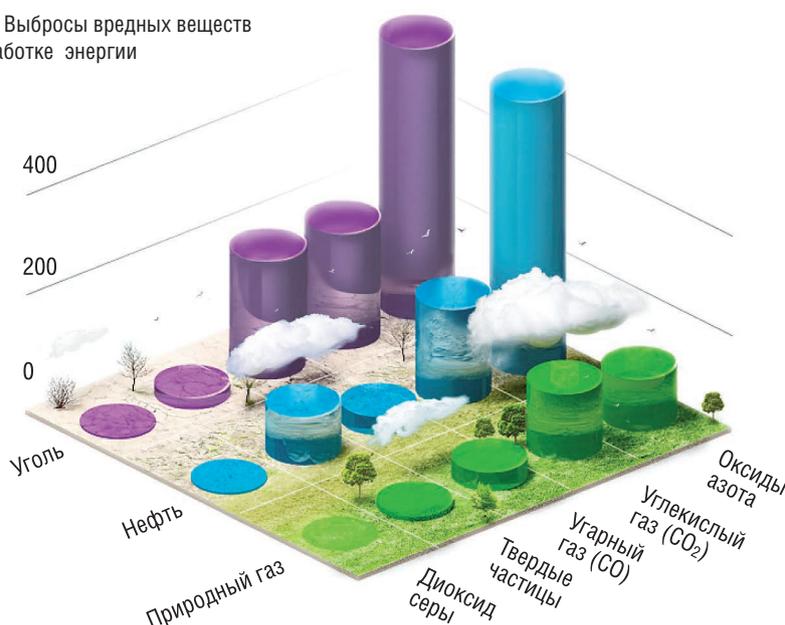
Россия является ведущей энергетической державой мира, устойчиво удерживая 3-е место в мире по производству энергии, выработав в 2012 году свыше 1305 млн. т.н.э. Однако в силу того, что Россия – огромная страна, занимающая территорию свыше 17 млн. квадратных километров, около 70% которой расположены в северных широтах со среднегодовой температурой -5,5°C, она же является и одним из самых крупных потребителей энергии с уровнем потребления свыше 694 млн. т.н.э. в 2012 г.

Как известно, проблема, связанная с выбросом двуокиси углерода и

прочих вредных веществ в атмосферу в процессе выработки энергии становится все более острой. В развитых странах ведется большая работа по снижению этих выбросов, которая проводится как в рамках «Киотского Протокола», так и в рамках национальных энергетических программ. К так называемой «безуглеродной» энергетике, которая не приводит к выбросам диоксида углерода в атмосферу, относятся такие источники, как атомная энергетика, гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), за исключением биотоплива. Природный газ считается наиболее экологически чистым углеводородным топливом, так как для выработки единицы энергии при сжигании газа в атмосферу выбрасывается в 1,4 раза меньше двуокиси углерода, чем при сжигании нефти и в 1,78 раза меньше, чем при сжигании угля (Рис. 1).

Поэтому в структуре энергопотребления каждой страны можно выделить экологически грязную энергию, для выработки которой требуется сжигать уголь, нефть или нефтепродукты, и экологически чистую энергию, для выработки которой применяется природный газ, а также атомные, гидроэлектростанции и ВИЭ. С этой точки зрения был проведен анализ структуры энергопотребления в 2012 г. в мире в целом и наиболее развитых странах, входящих в G-20, по данным ежегодного статистического отчета, публикуемого компанией BP (так как при ссылках на

РИС. 1. Выбросы вредных веществ при выработке энергии





какие-либо внутренние российские источники можно было бы заподозрить авторов в предвзятости и необъективности), результаты которого приведены ниже.

Структура мирового энергопотребления в 2012 г. представлена на рисунке 2.

Только 37% мирового баланса энергопотребления приходится на долю экологически чистой энергии, причем, как следует из диаграммы, приведенной на рисунке 3 и показывающей долю потребления экологически чистой энергии в балансе мирового энергопотребления в период с 2002 по 2012 гг., эта доля практически оставалась неизменной.

РИС. 2. Структура мирового энергопотребления по источникам энергии в 2012 г.

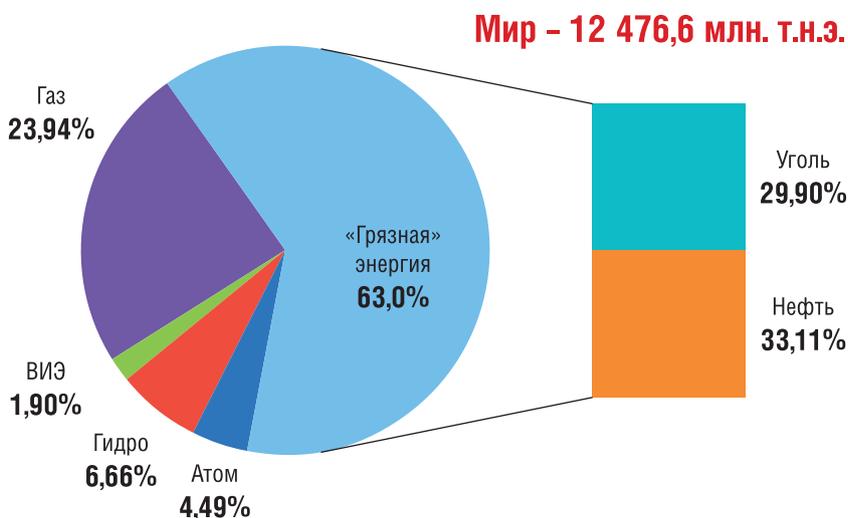
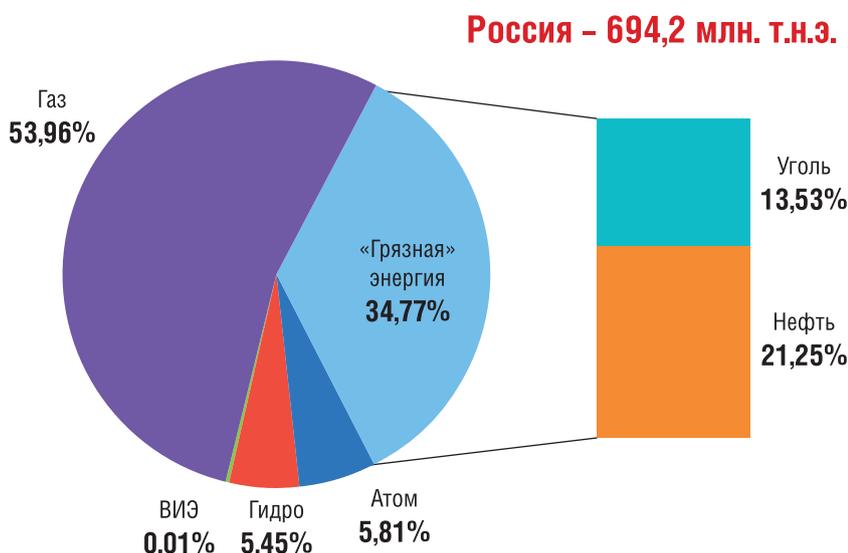


РИС. 3. Динамика доли потребления экологически чистой энергии в мировом энергопотреблении в 2002–2012 годах



РИС. 4. Структура энергопотребления по источникам энергии в России в 2012 г.

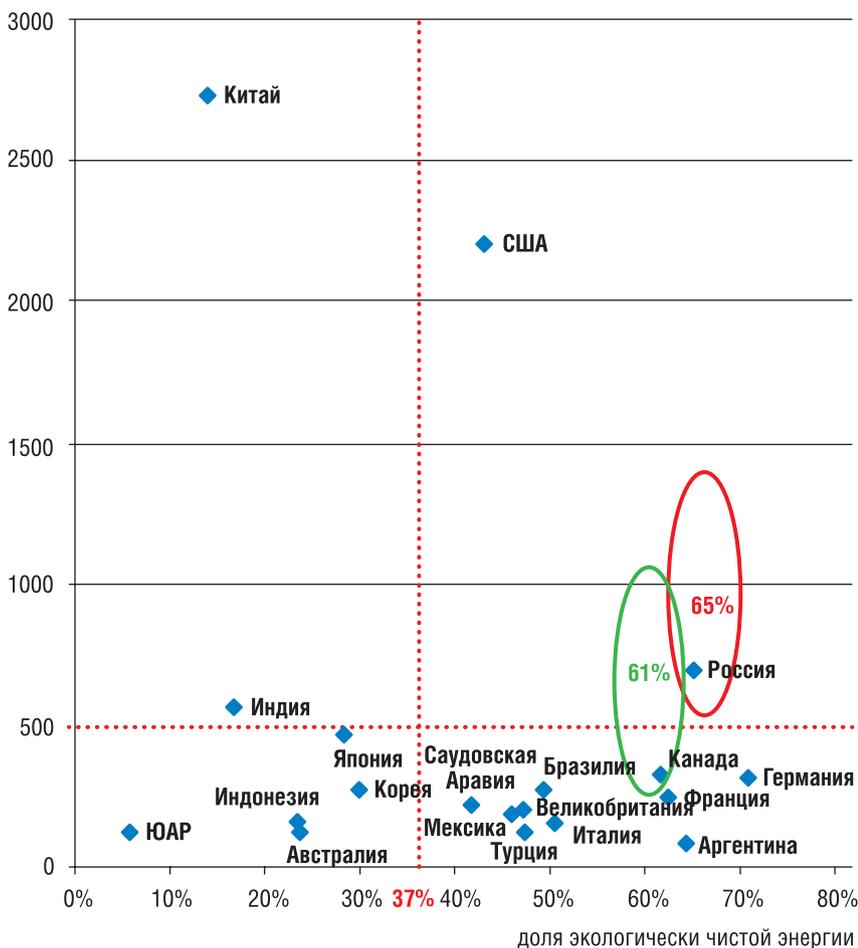


Структура энергопотребления России в 2012 году представлена на рисунке 4.

На долю экологически чистой энергии в энергобалансе России приходится 65,23% потребляемой энергии, что в 1,75 раза больше, чем в мире. Следует отметить, что рост производства угля в России за этот же период составил 43% (с 117,3 млн т.н.э. в 2002 году до 168,1 млн т.н.э. в 2012 г.), а рост производства нефти – 37% (с 383,7 млн тонн в 2002 г до 526,2 млн тонн в 2012 г). Однако в годовом энергобалансе происходило постепенное снижение потребления угля (с 16% в 2002 г. до 14% в 2012 г.) и рост потребления газа (с 53% до 54%).

РИС. 5. Доля «чистой» энергии в энергобалансе стран G-20

энергопотребление, млн т.н.э



Одна из причин этого – целенаправленная и планомерная деятельность ОАО «ГАЗПРОМ» по реализации программы газификации регионов России и переводу энергетических объектов с мазута и угля на экологически чистый газ. Как представляется авторам, постепенное снижение потребления угля в ежегодном энергобалансе России также является следствием начала промышленной реализации программы ОАО «ГАЗПРОМ» по добыче метана из угольных пластов в Кузбассе.

На диаграмме, приведенной на рисунке 5, показана доля экологически чистой энергии в энергопотреблении стран G-20.

Сравнивая показатели доли экологически чистой энергии в общем балансе энергопотребления стран G-20 с общемировым – 37%, видим, что в категорию стран с более высокой долей «чистой» энергии попадают страны: Саудовская Аравия (42%), США (43%), Мексика (46%), Великобритания (47%), Турция (47%), Бразилия (49%), Италия (51%), Канада (62%), Франция (63%), Аргентина (64%), Россия (65%) и Германия (72%). Среди стран – лидеров по энергопотреблению с уровнем 500 млн. т.н.э. и выше, Китай потребляет экологически

РИС. 6. Энергоэффективность (т.н.э./ 1000 USD ВВП) экономик стран G-20 в 2012 году

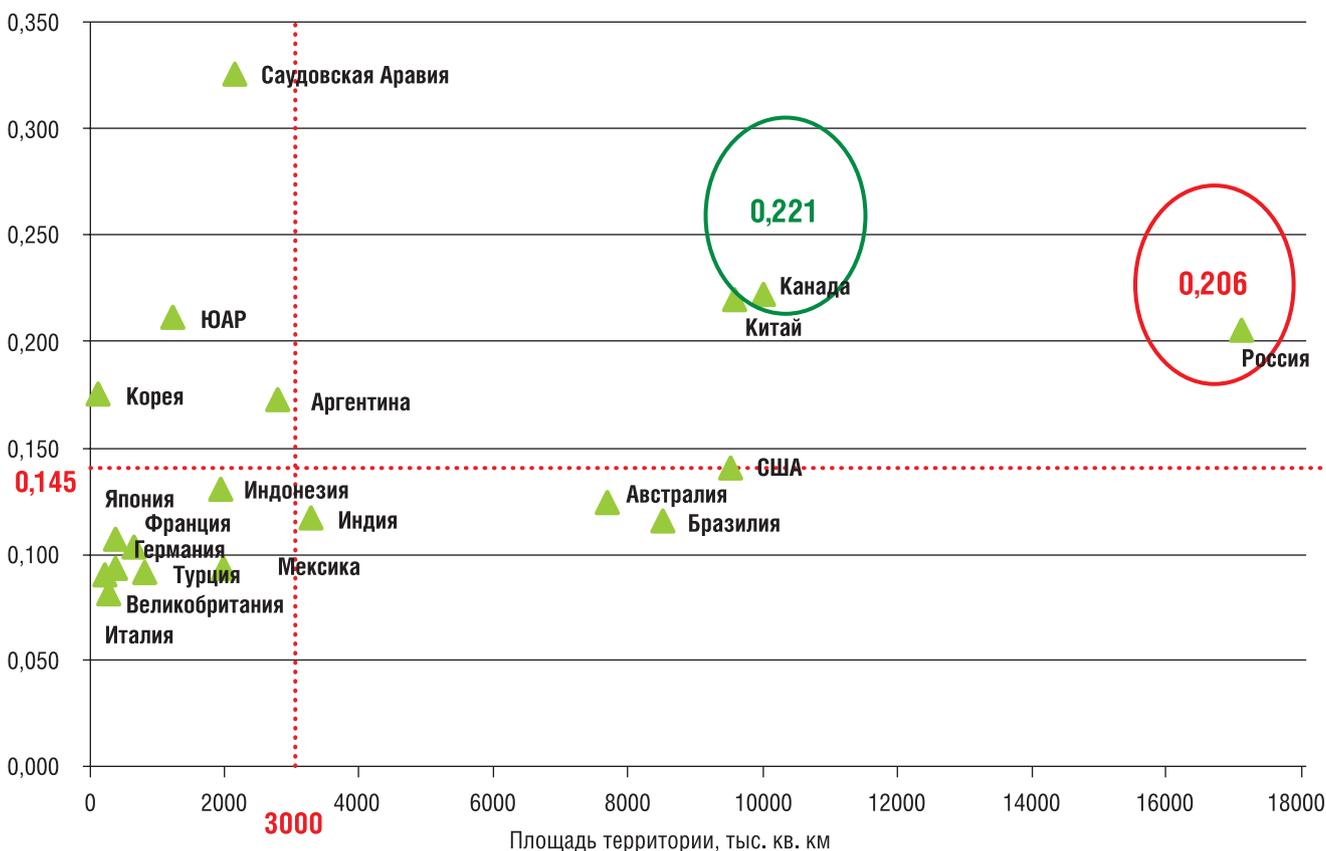
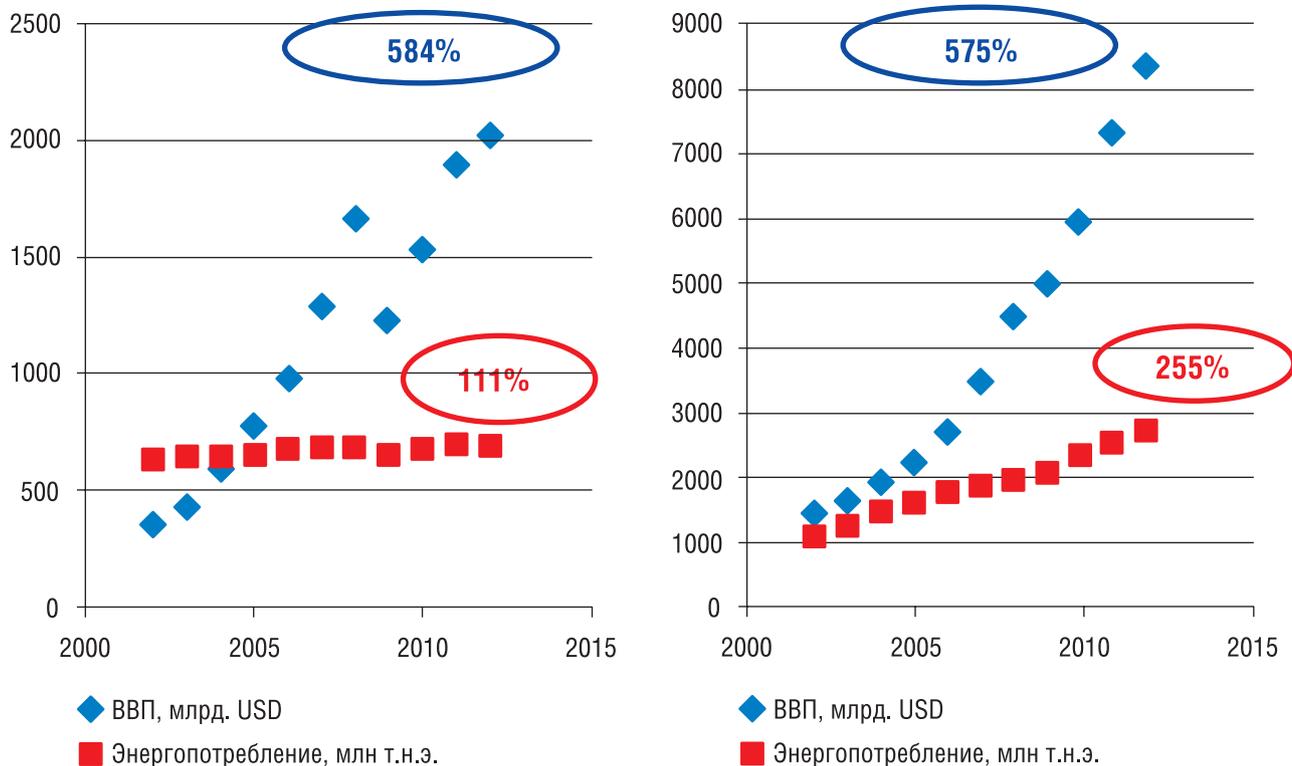




РИС. 7. Динамика ВВП и энергопотребления России (слева) и Китая (справа) 2002–2012



чистой энергии только 14%, США – 43%, а Индия – 17%, что существенно ниже показателей России.

С учетом специфики России, как огромной северной территории, корректно провести сравнение структуры энергопотребления с подобной страной. Авторы здесь и в дальнейшем проводят сравнение показателей доли экологически чистой энергии в энергобалансе и энергоэффективности с Канадой – страны с развитой экономикой, члена G-8, G-20 и ОЭСР, находящейся практически на таких же северных широтах, что и Россия и также обладающей огромной территорией (в 2 раза меньше, чем у России). Как следует из диаграммы, приведенной на рисунке 5, доля экологически чистой энергии в энергопотреблении Канады составляет 61%, что сопоставимо с тем же показателем в России.

Был также проведен анализ показателя энергоэффективности экономик стран G-20 в 2012 году, который рассчитывался как затраты энергии в т.н.э. на производство 1000 долларов ВВП с учетом паритета покупательной стоимости (ППС). Диаграмма, приведенная на рисунке 6, разделена на 4 квадранта, вертикальная линия делит страны по территориальному признаку на большие (площадью

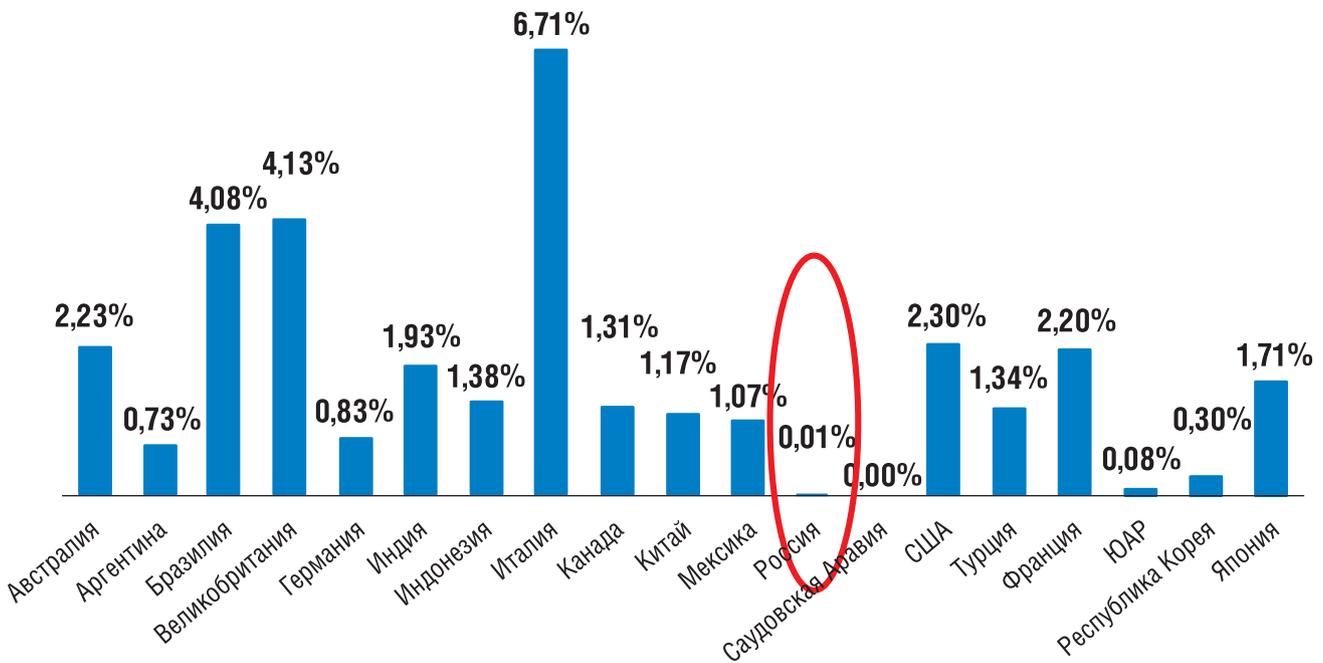
более 3 млн. км<sup>2</sup>) и прочие (площадь территории менее 3 млн. км<sup>2</sup>), а горизонтальная линия – есть средняя мировая энергоэффективность, равная 0,145 т.н.э. / 1000 USD ВВП с учетом ППС, рассчитанная как отношение общемирового энергопотребления в 2012 году – 12476,6 млн т.н.э. к ВВП с учетом ППС в том же году – 86056,6 млрд долларов США.

Анализ диаграммы рисунка 6 показывает, что страны, обладающие территорией более 3000 млн км<sup>2</sup> (Индия, Австралия, Бразилия, США, Китай, Канада и Россия), не являются лидерами по энергоэффективности, что объяснимо с точки зрения затрат энергии на обслуживание протяженной инфраструктуры. Эти страны необходимо разделить на группу «южных» стран со значительно более теплым климатом – Австралия, Бразилия, Индия, Китай и США, и «северных» стран с холодным климатом – Россия и Канада. Как следует из диаграммы, «южные» страны с большой территорией имеют показатели энергоэффективности на уровне – 0,116–0,141 т.н.э. / 1000 USD ВВП, т.е. ниже, чем среднемировой уровень (за исключением Китая с показателем в 0,219 т.н.э./1000 USD ВВП), а «северные» страны с большой

территорией имеют уровень энергоэффективности 0,206 у России и 0,221 у Канады, что выше среднемирового уровня. Однако, по рассчитанному за 2012 год показателю энергоэффективности трудно с уверенностью говорить о реальной эффективности энергопотребления в той или иной стране. Для этого необходимо проанализировать корреляцию динамики ВВП и энергопотребления соответствующей страны. Авторами были рассмотрены страны с наибольшим ростом ВВП без учета ППС за период 2002-2012 годы: России – 584% (с 345,1 до 2014,8 млрд долларов США) и Китая – 575% (с 1453,8 до 8358,3 млрд долларов США).

Как следует из диаграмм, приведенных на рисунке 7, энергопотребление России (левая диаграмма) выросло только на 11% (с 628,2 до 694,4 млн т.н.э.) и практически не зависит от выработки ВВП, что свидетельствует о его привязке к существующей огромной и затратной энергетической инфраструктуре. За этот же период энергопотребление Китая (правая диаграмма) выросло более, чем в 2,5 раза (1073,8 до 2735,2 млн т.н.э.), что свидетельствует о его привязке к экономическим факторам развития экономики, а не к инфраструктуре.

РИС. 8. Доля ВИЭ в балансе энергопотребления стран G-20



На диаграмме, приведенной на рисунке 8, показана доля возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе стран G-20. Как видно, самой высокой долей альтернативной энергетики обладают такие страны, как Италия, Бразилия и Великобритания.

Среди стран G-20 Россия находится на предпоследнем месте с показателем 0,014%, причем за последние 10 лет выработка энергии из ВИЭ не увеличилась вообще. По доле применения

возобновляемых источников энергии Россия является одной из самых отсталых стран среди стран G-20, несмотря на то, что во времена Советского Союза был сделан серьезный научный, технологический и технический задел в выработке энергии на геотермальных, приливных, ветровых и солнечных станциях, часть из которых функционирует до настоящего времени.

В этой связи, авторы предлагают варианты использования ВИЭ в ТЭК России, как одного из

основных потребителей энергии в стране, что показано на диаграмме, приведенной на рисунке 9.

Как следует из диаграммы, до 45% энергии потребляется топливно-энергетическим комплексом (ТЭК) страны. Одной из самых энергозатратных отраслей ТЭК является нефтегазовая отрасль, которая как в силу особенностей технологической цепочки: геологоразведка, эксплуатационное бурение, добыча и промышленовая подготовка к транспорту (upstream) – транспорт (midstream) –

РИС. 9. Структура энергопотребления России по отраслям в 2012 году, млн. т.н.э.

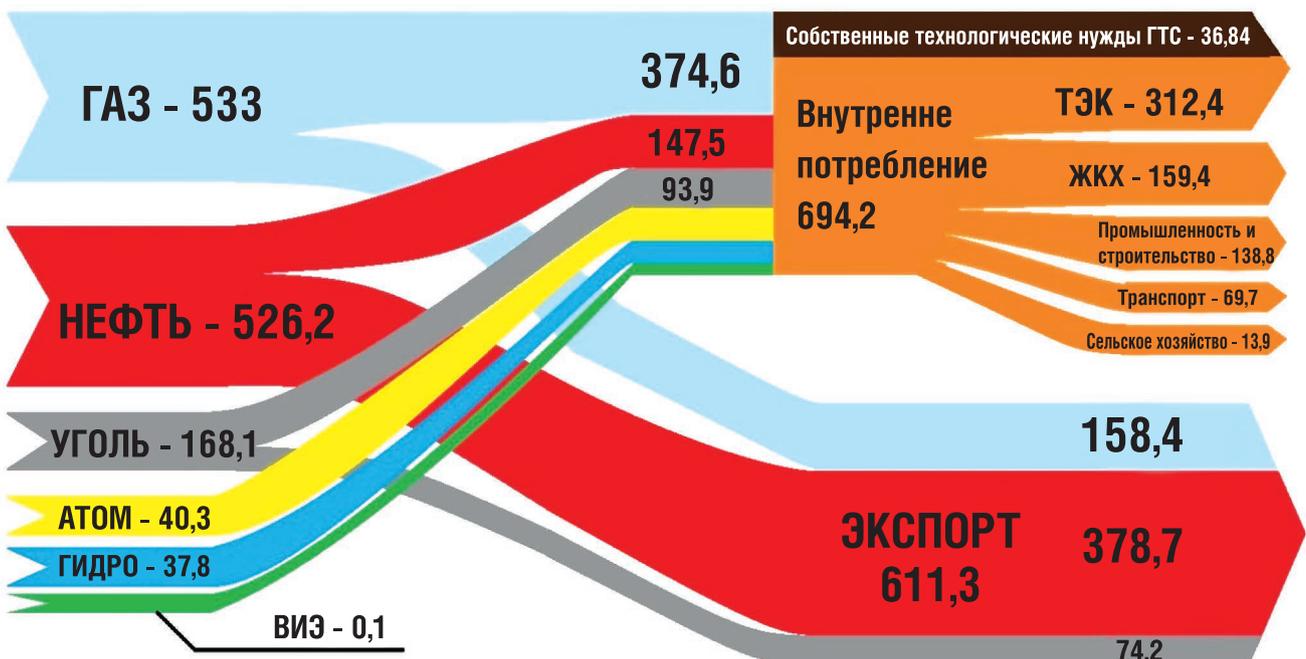




ТАБЛИЦА 1. Распределение газа, транспортированного по ГТС Газпрома на территории России, млрд. м<sup>3</sup>

	2010	2011	2012
Поставка внутри России	354,9	365,6	362,3
В т. ч. центральноазиатский газ	0,1	0,1	0,04
Поставка за пределы России	209,3	217,7	209,3
в т. ч.: центральноазиатский газ	35,2	31,8	31,6
азербайджанский газ	0,8	1,5	1,6
Закачка газа в ПХГ России	47,7	48,2	44,1
<b>Собственные технологические нужды ГТС и ПХГ</b>	<b>43,6</b>	<b>45,8</b>	<b>40,9</b>
Увеличение запаса газа в ГТС	5,7	5,9	9,6
<b>Всего</b>	<b>661,2</b>	<b>683,2</b>	<b>666,2</b>

переработки (downstream) нефтегазового сырья, потребляет огромное количество энергии. В качестве объекта исследования авторами был выбран один из наиболее энергозатратных объектов – газотранспортная система (ГТС) ОАО «ГАЗПРОМ».

Система магистральных газопроводов обеспечивает высокую надежность и бесперебойность поставок газа потребителям за счет конструктивной надежности, использования многониточных участков трубопроводов большого диаметра (1420, 1220 и 1020 мм), эксплуатируемых в едином технологическом режиме, наличия межсистемных перемычек, резервных мощностей газоперекачивающих агрегатов (ГПА), своевременного проведения работ по реконструкции, капитальному ремонту и диагностике, а также использования подземных хранилищ газа (ПХГ).

Протяженность магистральных газопроводов и отводов ОАО «Газпром», находящихся в собственности ОАО «Газпром» и его газотранспортных дочерних обществ на территории России, по состоянию на конец 2012 г. составила 168,3 тыс. км. Объекты ГТС включают 222 линейных компрессорных станций (КС), на которых установлено 3738 ГПА общей мощностью 43,87 тыс МВт.

Динамика распределения газа в 2010–2012 годах показана в таблице 1.

Как следует из таблицы 1, в 2012 году произошло снижение потребления газа на собственные технологические нужды ГТС и ПХГ. Тем не менее, ежегодное

потребление газа на собственные нужды ГТС, сопоставимо с годовым объемом добычи таких стран, как Великобритания (41 млрд м<sup>3</sup>) или Нигерия (43,2 млрд м<sup>3</sup>). Экономия каждого % газа, используемого на собственные технологические нужды, равнозначна дополнительной поставке покупателям 400 млн. м<sup>3</sup> газа в год.

В качестве источника частичного энергозамещения собственных потребностей ГТС ОАО «ГАЗПРОМ» авторами рассматривается возможность использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Целесообразность и масштабы использования возобновляемых источников энергии определяются в первую очередь их экономической эффективностью и конкурентоспособностью с традиционными энергетическими технологиями. Основными преимуществами ВИЭ по

сравнению с источниками, работающими на органическом топливе, являются практическая неисчерпаемость ресурсов, повсеместное распространение многих из них, отсутствие топливных затрат и выбросов вредных веществ в окружающую среду. ВИЭ как правило, более капиталоемкие, их доля в общем энергопроизводстве пока невелика и в 2012 г. составляла только 1,9% от мирового энергопотребления, однако выработка энергии с использованием ВИЭ в мире за последние 10 лет увеличилась в 3,9 раза, как это показано на диаграмме, приведенной на рисунке 10.

Это в 3 раза выше, чем динамика роста мирового энергопотребления, рост которого за последние 10 лет составил 1,3 раза.

Авторами моделировались варианты применения двух видов возобновляемой энергии – ветровых электрогенераторов, как доминирующей в мире по установленной мощности электроэнергетических установок и фотовольтаики, как вид энергии, имеющий наибольшую динамику развития (рисунок 11).

В качестве объекта энергопотребления в задачах ситуационного моделирования рассматривались электростанция собственных нужд (ЭСН) КС «Сахалин» мощностью 6 МВт, а также подобная ЭСН, расположенная на КС в районе г. Анапа.

Расположение КС в системе транспорта газа проекта «Сахалин-2» на строве Сахалин благоприятно для использования

РИС. 10. Динамика ВИЭ в мире, млн т.н.э.

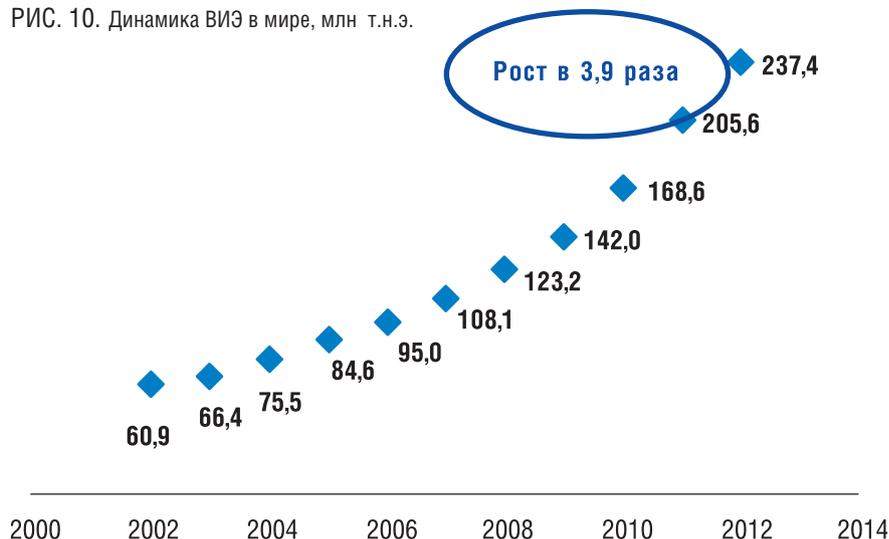
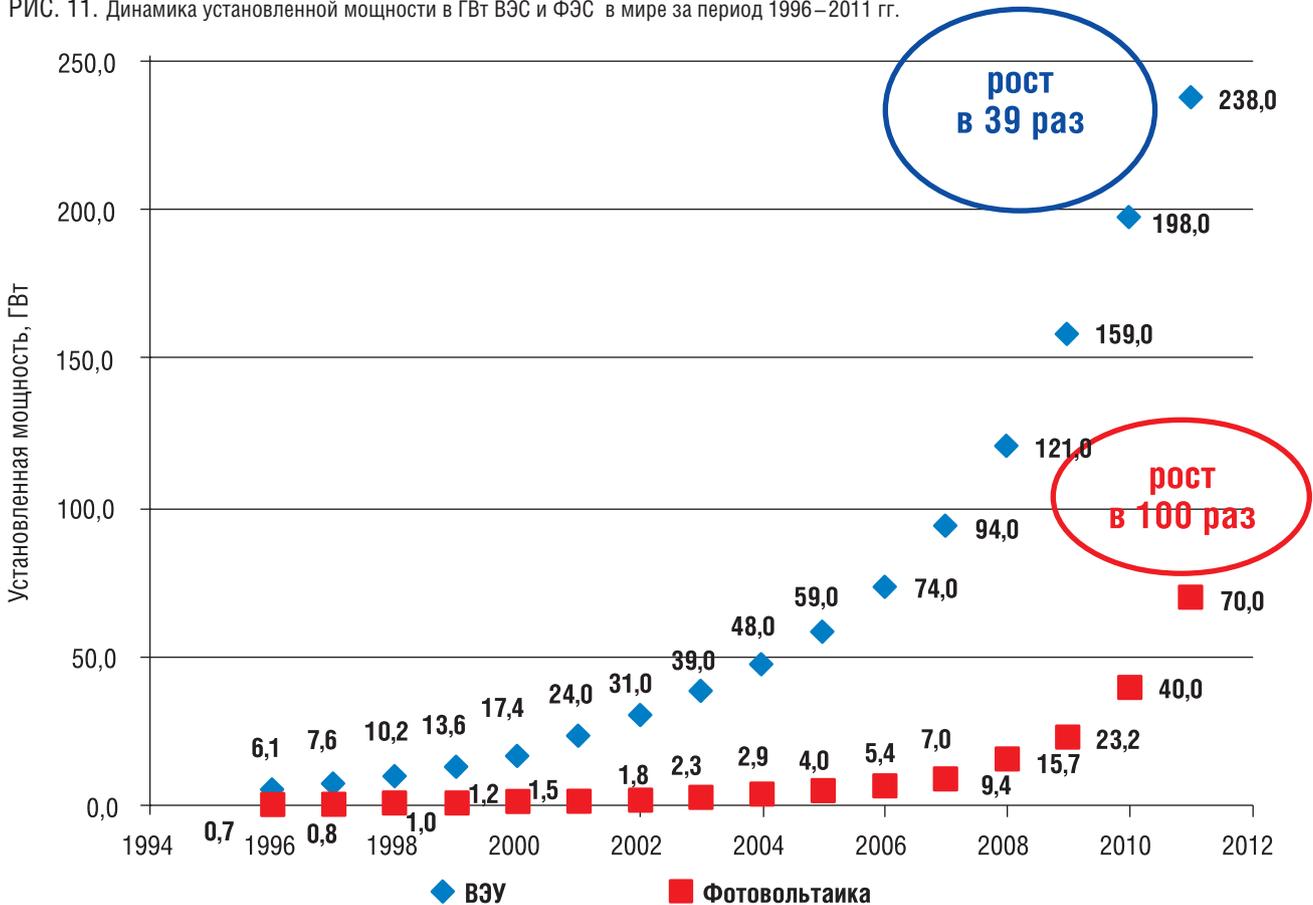


РИС. 11. Динамика установленной мощности в ГВт ВЭС и ФЭС в мире за период 1996–2011 гг.



ветроэнергетических установок ВЭУ, так как остров обладает высокой энергетической плотностью ветрового потока, что является отличным условием для работы ветроэнергетических установок. Задачей исследования было рассчитать количество ветроэнергетических установок (ВЭУ), способных заместить ЭСН КС. На основе анализа мирового рынка ВЭУ по критерию «цена-качество-доступность» были выбраны ВЭУ горизонтально-осевого типа «Nordex N-80» и вертикально-осевого типа «VESTA». Были рассмотрены 2 варианта размещения ВЭУ – на сопках, где плотность ветровой энергии выше и в прибрежной зоне, где она ниже. Результаты ситуационного моделирования представлены в таблице 2.

Количество ВЭУ, полностью компенсирующих выработку электроэнергии на ЭСН, колеблется в зависимости от месяца года: минимальное количество необходимо в осенне-зимний период, когда ветер усиливается, максимальное количество – в летний период, когда ветер затухает. Поэтому, для дальнейших расчетов было выбрано

максимальное число ВЭУ с тем, чтобы был устойчивый резерв по генерирующим мощностям.

Было проведено экономическое моделирование различных ситуаций. В качестве исходных данных для расчетов принимались следующие:

- Срок реализации проекта – 25 лет
- Ставка дисконтирования – 8% в прибрежной зоне, 12% на сопках
- Ежегодные эксплуатационные расходы – 10,4% от первоначальных инвестиций
- Ежегодный рост эксплуатационных расходов – 2%
- Ежегодный рост тарифов на электроэнергию – 4%
- Налог на прибыль – 20%

Результаты расчетов инвестиционной привлекательности проекта ВЭУ приведены в таблице 3.

Анализ чувствительности показателей к изменению исходных параметров показал, что наибольшее влияние на инвестиционную привлекательность проекта оказывает ставка дисконтирования и ежегодный рост тарифов на электроэнергию. Результаты моделирования говорят о том, что приемлемое с технической точки зрения количество ВЭУ может на 100% компенсировать вырабатываемую ЭСН электроэнергию и обеспечить инвестиционную привлекательность проекта внедрения ВЭУ на о. Сахалин и в любом подобном (с точки зрения плотности ветровой энергии) регионе России.

ТАБЛИЦА 2. Количество ВЭУ, необходимых для 100% компенсации генерации энергии ЭСН КС

Вариант размещения ВЭУ	На сопках	В прибрежной зоне
Горизонтально-осевые NORDEX N-80	4-6	7-14
Вертикально-осевые VESTA	21-35	41-86



ТАБЛИЦА 3. Расчетные показатели инвестиционной привлекательности проекта ВЭУ

Показатели инвестиционной привлекательности	Размещение на сопках		Размещение в прибрежной зоне	
	NORDEX N-80	VESTA	NORDEX N-80	VESTA
Первоначальные инвестиции, млн. руб	456,6	570,5	1121,4	1462
Эксплуатационные затраты первого года, млн. руб	47,53	58,99	114,01	148,07
NPV, млн. руб	575,66	377,46	577,67	316,7
Дисконтированный срок окупаемости проекта (DPP), лет	6	10	18	22
PI	2,26	1,66	1,52	1,22
IRR, %	29,5	20,9	11,73	7,44

Для моделирования использования PV энергетики в энергообеспечении ГТС, был рассмотрен вариант установки парка солнечных панелей на КС «Русская», строящейся в районе г. Анапа (Краснодарский край). Анапа – оптимальное, с точки зрения российских погодных условий, место для установки фотоэлектрических панелей, так как количество солнечных дней в году колеблется в районе 300, а интенсивность солнечного излучения соизмерима с Испанией или Италией. При этом рассматривались два варианта:

- использования стандартных плоских фотоэлементов с автоматической трехкоординатной системой слежения за Солнцем,
- предложенная авторами оригинальная конструкция пространственных неподвижных ФЭУ, типа «усеченная пирамида».

Авторская конструкция обладает рядом преимуществ:

- Простота.
- Отсутствие дорогостоящих (до 60% стоимости) систем слежения за Солнцем.
- Коэффициент использования поверхности земли повышается на 56% (Иными словами, площадь, занимаемая панелями в 1,56 раза больше, чем площадь, на которой установлена данная конструкция).
- Площадь рабочей (освещенной) поверхности к занимаемой площади земли составляет 132%.
- Возможность использования в сложных горных условиях и затрудненном рельефе местности для установки обычных панелей.

- Как следствие простоты, более низкая стоимость за 1 м<sup>2</sup>.

Недостатком данных конструкций является то, что они не могут быть установлены рядом друг с другом, из-за создания «мертвых» зон между ними и друг для друга. Таким образом, установка пространственных конструкций хорошо подходит для холмистых

и горных районов, где установка и обслуживание обычных панелей с системами слежения дорого и сложно. При этом дорогостоящая земля Краснодарского края, пригодная для сельского хозяйства или строительства не изымается из оборота.

Исходные данные для расчетов размещения солнечных панелей на площади в 10 га и мощности ЭСН КС в 6 МВт приведены в таблице 4.

Как видно из таблицы, первоначальные инвестиции в проект установки неуправляемых пространственных конструкций больше в 1,5 раза, чем в проект установки управляемых плоских панелей за счет необходимости приобретения большего числа панелей и создание пространственных ферм для их установки, однако затраты на их обслуживание существенно меньше, в виду отсутствия дорогостоящих автоматических систем слежения за солнцем. При этом, за счет существенного увеличения постоянно освещаемых панелей, коэффициент замещения

ТАБЛИЦА 4. Расчетные показатели инвестиционной привлекательности проекта ВЭУ

Показатели	Регулируемые панели	Нерегулируемые пространственные конструкции типа «усеченная пирамида»
Срок реализации проекта, лет	25,00	25,00
Площадь размещения панелей, м <sup>2</sup>	100 000,00	100 000,00
Площадь панелей преобразователей, м <sup>2</sup>	100 000,00	156 000,00
Площадь освещаемых преобразователей, м <sup>2</sup>	100 000,00	132 000,00
<b>Первоначальные инвестиции в проект, млн. руб.</b>	<b>837,00</b>	<b>1 436,29</b>
К.п.д. преобразователей, %	22,00	22,00
Интенсивность солнечной радиации, кВт*ч/м <sup>2</sup> день	4,50	4,50
Коэффициент интенсивности солнечного излучения, %	70,00	70,00
<b>Общее количество выработанной PV преобразователями энергии за год, ГВт*ч</b>	<b>25,29</b>	<b>33,39</b>
Стоимость кВт*часа электроэнергии, руб.	4,00	4,00
<b>Выручка от продажи электроэнергии за первый год, млн.руб.</b>	<b>101,18</b>	<b>133,55</b>
Эксплуатационные затраты первого года, % от первоначальных инвестиций	5,00	1,00
Эксплуатационные затраты первого года, млн. руб.	41,85	14,36
Ежегодный рост эксплуатационных затрат, %	2,00	1,00
<b>Коэффициент замещения энергии ЭСН мощностью 6 МВт, %</b>	<b>48,13</b>	<b>63,53</b>

**ТАБЛИЦА 5.** Расчетные показатели инвестиционной привлекательности проекта ФЭУ

Показатели инвестиционной привлекательности проекта	Регулируемые панели			Нерегулируемые пространственные конструкции типа "усеченная пирамида"		
	6,00	8,00	10,00	6,00	8,00	10,00
Ставка дисконтирования, %	6,00	8,00	10,00	6,00	8,00	10,00
Ежегодный рост тарифов на электроэнергию, %	2,00	4,00	5,00	2,00	4,00	5,00
NPV, млн. руб.	30,73	116,69	63,41	297,59	313,89	170,47
DPP, лет	23,52	20,64	22,19	18,6	18,41	20,48
PI	1,04	1,14	1,08	1,21	1,22	1,12
IRR, %	6,39	9,41	10,82	8,12	10,26	11,33

выработки энергии будет составлять до 63% от вырабатываемой ЭСН энергии в отличие от управляемых плоских панелей, где он не будет превышать 48%.

Данные моделирования инвестиционной привлекательности проекта сведены в таблицу 5.

Результаты моделирования, приведенные в таблице 5, получены для Краснодарского края с интенсивностью солнечной радиации не менее 4,5 кВт\*ч/м<sup>2</sup> в день. Вопрос же использования солнечных фотоэлектрических элементов в северных и центральных регионах России, где сосредоточено большинство объектов ГТС, нуждается в дополнительных исследованиях и эффективность их применения при существующем в настоящий момент КПД должна определяться в каждом конкретном случае исходя из многих факторов.

Анализ чувствительности также показал наибольшее влияние значения ставки дисконтирования и ежегодного роста тарифов на электроэнергию на привлекательность проекта. Из этого, по предварительным расчетам, следует, что снижение ставки дисконтирования до европейского уровня в 3–5% годовых и возможность привлечения энергетическими компаниями кредитного финансирования на длительный период – до 15–20 лет (срок окупаемости проекта), может придать позитивный импульс развитию проектов выработки энергии с использованием ВИЭ и внедрению ветроэнергетических и солнечных фотоэлектрических технологий на объектах магистрального транспорта газа с целью снижения затрат товарного газа на собственные технологические нужды ГТС и ПХГ.

Применение новых, инновационных технологий с использованием ВИЭ на объектах магистрального транспорта газа придаст импульс развитию высокотехнологичного производства в России, создаст новые рабочие места, будет стимулировать подготовку высококвалифицированных специалистов в данной отрасли. Помимо этого, возрастет инвестиционная привлекательность российских компаний для зарубежных партнеров и инвесторов, широко использующих потенциал ВИЭ для решения проблем энергообеспечения промышленности и населения своих стран.

#### Выводы:

1. Доля экологически чистой энергии в балансе энергопотребления России превышает 65%, что делает ее безусловным лидером среди крупнейших стран-потребителей энергии по этому показателю (Китай – 13,83%, США – 43,06%, Индия – 16,63%).
2. Высокая доля экологически «чистой» энергии в энергобалансе России достигнута благодаря широкому применению природного газа (54%) для выработки энергии и как топлива.
3. Россия является одним из лидеров по доле экологически чистой энергии в ежегодном энергобалансе (65%) среди стран G-20, уступая по этому показателю только Германии (72%).
4. По результатам 2012 года показатель энергоэффективности России составил 0,206 т.н.э./1000 USD ВВП с учетом ППС, что сопоставимо с тем же показателем Канады – 0,221 т.н.э./1000 USD ВВП с учетом ППС. Однако в силу огромной территории, большая часть которой находится на северных и арктических

широтах, энергопотребление России привязано к протяженной и затратной инфраструктуре, что делает задачу снижения затрат энергии на внутреннее энергопотребление актуальной и очень сложной для практической реализации.

5. Один из путей снижения потребления органического топлива для выработки энергии – использование возобновляемых источников энергии. По доле применения ВИЭ в настоящий момент Россия является одной из самых отсталых стран среди стран G-20.

6. Результаты проведенного моделирования показали, что использование ветроэнергетических установок и фотоэлектрических преобразователей для выработки электроэнергии в определенных регионах России целесообразно с точки зрения экономической эффективности и позволяет уменьшить затраты топливного газа на собственные нужды ГТС. ●

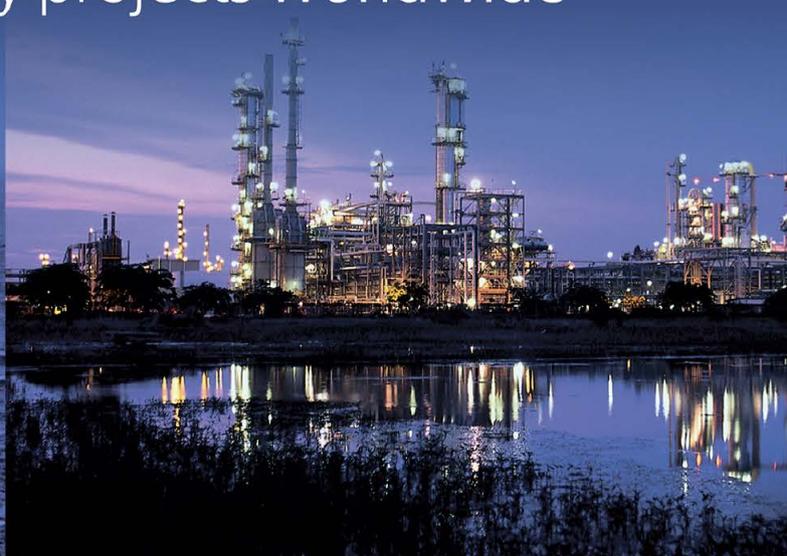
#### Литература

1. BP statistical review of world energy June 2013.
2. Energy Information Administration (EIA), 1999.
3. The World Bank: World Development Indicators, 2013. Gross Domestic Product 2012, PPP.
4. The World Bank: World Development Indicators, 2013. Gross Domestic Product (current USD).
5. Подгорный И.И. Энергосбережение в бюджетной сфере: опыт и предложения по распространению энергосберегающих технологий. М.: ОМННО «Совет Гринпис», 2007. – 28 с.
6. ОАО «ГАЗПРОМ». Годовой отчет 2012. – 196 стр. <http://www.gazprom.ru/it/posts/44/254414/annual-report-2012-rus.pdf>
7. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. - М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
8. Renewables Global Status Report, 2012. Paris: REN21 Secretariat.
9. «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани лтд.» Проект «Сахалин-2». 2005.
10. Шкрадюк И.Э. Тенденции развития возобновляемых источников энергии в России и мире. - М.: WWF России, 2010. – 88 с.



# Global Experience – Local Presence

Our advanced coatings provide protection for Oil & Gas Industry projects worldwide



ООО «Йотун Пэйнтс»  
г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская д.23, корп.2, оф.53  
тел.:(812)640-00-80, факс:(812)640-00-81  
[russia.reception@jotun.com](mailto:russia.reception@jotun.com)

[jotun.ru](http://jotun.ru)



Термин «нефтяной газ» с давних времен сопровождается в нашей стране прилагательным «попутный». Не исключено, что такое «попутное» отношение к ценнейшему природному ископаемому изначально определило его незавидную судьбу в России. Однако времена меняются, и нефтяной газ в нашей стране переходит в категорию экономически рентабельного углеводородного сырья.

Очередная статья цикла «Попутный нефтяной газ в России: проблемы и решения» посвящена актуальной теме компонентного состава ПНГ. Цикл публикаций готовится при поддержке компании ЭНЕРГАЗ, специализирующейся в создании технологических установок и систем газоподготовки для энергетики и нефтегазовой отрасли.

# КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА



**А.В.Филиппов,**  
инженер-нефтяник

В отличие от природного газа, компонентный состав попутного нефтяного газа (ПНГ) может сильно различаться в зависимости от месторождения. Более того, даже на одном и том же нефтяном месторождении в разные периоды времени компонентный состав ПНГ будет разным. В данной статье приведены примеры компонентного состава газа по разным типам месторождений и ступеням сепарации.

## Состав ПНГ по типам месторождений

Компонентный состав ПНГ по типам месторождений представлен в сравнении с компонентным составом природного газа. Такое сравнение помогает наглядно

оценить различия между объёмным содержанием компонентов в природном газе и объёмным содержанием компонентов в попутном нефтяном газе. Ведь, в отличие от природного газа, ПНГ может использоваться не только как энергетический газ. Переработка ПНГ по газо- и нефтехимическому профилю – это главное направление его полезного использования. Состав попутного газа представлен по трём ступеням сепарации нефти: выделившийся газ после 1 ступени, после 2 ступени и после 3 ступени – концевой (фото 1).

Как видно из таблицы 1, в составе попутного газа **нефтяного месторождения** содержание метана почти в 2 раза меньше, чем в составе природного газа. Причём с каждой последующей ступенью содержание этого компонента уменьшается. Это связано с тем, что метан является самым лёгким углеводородным газом, поэтому выделяется он из нефти значительно быстрее, чем его гомологи. При этом объёмное содержание гомологов метана, наоборот, с каждой ступенью сепарации только возрастает. Выделению этих компонентов из нефти способствует повышенная температура (подогрев нефти) и низкое давление в сепараторах на объектах подготовки нефти. Также стоит обратить внимание на то, что плотность ПНГ с каждой ступенью сепарации увеличивается (выделяются более тяжёлые компоненты). Если сравнить плотность природного газа и попутного газа нефтяного месторождения, можно заметить, что разница более чем в 1,5 раза, а на 2 и 3 ступени – в 2 и 4 раза



ФОТО 1. Станция концевая низких ступеней сепарации Алёхинского нефтяного месторождения



ТАБЛИЦА 1. Компонентный состав ПНГ **нефтяного** месторождения, % объёма

Компонент	Обозначение	Газовое м/р	Нефтяное м/р		
			1 ступень	2 ступень	3 ступень
Метан	CH <sub>4</sub>	94,3442	61,7452	45,6094	19,4437
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,9114	7,7166	16,3140	5,7315
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,4312	17,5915	21,1402	4,5642
И-Бутан	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0457	3,7653	5,1382	4,3904
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0719	4,8729	7,0745	9,6642
И-Пентаны	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0289	0,9822	1,4431	9,9321
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0258	0,9173	1,3521	12,3281
И-Гексаны	iC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0014	0,5266	0,7539	13,8146
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0180	0,2403	0,2825	3,7314
И-Гептаны	iC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0082	0,0274	0,1321	6,7260
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0261	0,0017	0,0061	0,0414
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0092	0,1014	0,0753	1,5978
И-Октаны	iC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0017	0,0256	0,0193	4,3698
Толуол	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	0,0111	0,0688	0,0679	0,0901
Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0058	0,0017	0,0026	0,4826
И-Нонаны	iC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0035	0,0006	0,0003	0,8705
Нонан	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0052	0,0015	0,0012	0,8714
И-Деканы	iC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0148	0,0131	0,0100	0,1852
Декан	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0074	0,0191	0,0160	0,1912
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,7379	0,0382	0,1084	0,7743
Азот	N <sub>2</sub>	1,2906	1,3430	0,4530	0,1995
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
<b>Характеристика газа</b>					
Сумма всех компонентов, %		100,0000	100,0000	100,0000	100,0000
Молекулярная масса, г/моль		17,111	27,702	32,067	63,371
Плотность газа, г/м <sup>3</sup>		711,339	1151,610	1333,052	2634,436
Содержание углеводородов C <sub>3+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		17,215	627,019	817,684	2416,626
Содержание углеводородов C <sub>5+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		6,468	95,817	135,059	1993,360

соответственно. Самое важное, что определяет ценность попутного нефтяного газа – это суммарное содержание компонентов, начиная с пропана (C<sub>3+выше</sub>). Из таблицы видно, что количество ценных химических компонентов (пропан, бутаны и др.) почти в 30 раз больше, чем в природном газе. Чем выше показатель C<sub>3+выше</sub> в попутном нефтяном газе, тем больше продуктов можно получить при переработке данного вида сырья.

Для **газонефтяных месторождений** характерно высокое содержание газа в нефти. Содержание метана в компонентном составе газа этого типа месторождений приблизительно равно количеству метана в природном газе. Что касается

других компонентов, то попутный газ газонефтяного месторождения гораздо «богаче» в этом плане, чем природный газ. Из таблицы 2 видно, что объёмное содержание пропана, бутанов и других компонентов в нефтяном газе на порядок выше.

На **нефтегазоконденсатных месторождениях** количество метана в газовой смеси почти такое же, как и в природном газе. Примечательно, что даже на 2 и 3 ступени метан выделяется в значительном объёме. Фактически, выделившийся попутный газ состоит в основном из метана и преобладает в компонентном составе ПНГ. Тем не менее, в отличие от природного газа, попутный газ нефтегазоконденсатного месторождения содержит ценные углеводородные компоненты. В таблице 3 видно, что содержание углеводородов C<sub>3+выше</sub> возрастает с каждой ступенью сепарации и превосходит в несколько раз аналогичный параметр в природном газе.

### Сравнительный анализ компонентов

Резюмируя вышеприведённые данные по компонентному составу ПНГ, можно представить следующую выборку важных показателей, на которые следует обратить внимание при сравнительном анализе (таблица 4).

Для определения компонентного состава углеводородных газов применяется специальный прибор – газовый хроматограф (фото 2).



ФОТО 2. Газовый хроматограф

ТАБЛИЦА 2. Компонентный состав ПНГ газонефтяного месторождения, % объёма

Компонент	Обозначение	Газовое м/р	Газонефтяное м/р		
			1 ступень	2 ступень	3 ступень
Метан	CH <sub>4</sub>	94,3442	88,3268	78,1036	68,0128
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,9114	4,0652	6,6898	9,9822
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,4312	2,7050	5,2149	9,3708
И-Бутан	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0457	0,6432	2,7913	2,5916
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0719	0,9803	2,0636	3,7911
И-Пентаны	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0289	0,2769	0,8086	1,0854
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0258	0,2720	0,7923	1,0583
И-Гексаны	iC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0014	0,0665	0,0715	0,2711
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0180	0,0797	0,0857	0,3133
И-Гептаны	iC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0082	0,0770	0,0827	0,2456
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0261	0,0264	0,0484	0,0992
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0092	0,0414	0,0446	0,1814
И-Октаны	iC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0017	0,0337	0,0362	0,0862
Толуол	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	0,0111	0,0032	0,0034	0,0040
Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0058	0,0058	0,0062	0,0033
И-Нонаны	iC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0035	0,0101	0,0130	0,0232
Нонан	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0052	0,0121	0,0094	0,0256
И-Деканы	iC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0148	0,0032	0,0045	0,0129
Декан	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0074	0,0067	0,0012	0,0104
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,7379	1,2296	1,7089	2,5362
Азот	N <sub>2</sub>	1,2906	1,1349	1,4199	0,2943
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0003	0,0003	0,0011
<b>Характеристика газа</b>					
Сумма всех компонентов, %		100,0000	100,0000	100,0000	100,0000
Молекулярная масса, г/моль		17,111	19,140	22,357	25,711
Плотность газа, г/м <sup>3</sup>		711,339	795,677	929,423	1068,848
Содержание углеводородов C <sub>3+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		17,215	120,073	277,104	440,631
Содержание углеводородов C <sub>5+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		6,468	31,258	64,199	114,626

углеводородов C<sub>3+выше</sub> (C<sub>п+выше</sub>). Чем выше эти показатели, тем более ценен нефтяной газ.

Что касается азота и углекислого газа в составе ПНГ, то эти компоненты не представляют энергетической ценности, поскольку не обладают теплотворной способностью. Однако по этим показателям можно охарактеризовать месторождение, а точнее, внутрипластовые процессы, протекающие в нём (например, внутрипластовое горение). Более того, с увеличением обводнённости продукции скважин, содержание неуглеводородных компонентов в нефтяном газе возрастает, а компонентный состав «утяжеляется». Обычно это связано с закачкой рабочего агента (вода, газ, пар) и его влиянием на физико-химические параметры пластового флюида.



ФОТО 3. Коррозия газопровода

Химик-хроматографист проводит исследование пробы газа и выдаёт результат, на основании которого можно сделать выводы о качестве попутного нефтяного газа, а также о характере его происхождения – либо это чисто нефтяной газ, либо это смесь газов дополнительных источников (газ газовых шапок, газ возврата и пр.). Здесь важно отметить, что анализ желательно проводить сразу же на месте отбора пробы газа, т.к. в этом случае на стенках пробоотборника сконденсируется наименьшее количество тяжёлых компонентов и, следовательно, хроматограмма отобразит более точную картину. Данные по компонентному составу газа позволяют рассчитать его плотность и содержание



ФОТО 4. Установка сероочистки газа COMART, поставляемая на российский рынок компанией ЭНЕРГАЗ



ТАБЛИЦА 3. Компонентный состав ПНГ нефтегазоконденсатного месторождения, % объёма

Компонент	Обозначение	Газовое м/р	Нефтегазоконденсатное м/р		
			1 ступень	2 ступень	3 ступень
Метан	CH <sub>4</sub>	94,3442	91,5126	87,8304	68,7840
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,9114	2,8332	1,4163	5,3423
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,4312	1,1639	0,1691	8,5214
И-Бутан	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0457	0,5134	2,5041	2,8754
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0719	0,0424	0,2893	5,5696
И-Пентаны	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0289	0,1061	0,4882	1,6965
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0258	0,0172	0,0843	2,2686
И-Гексаны	iC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0014	0,0637	0,3584	1,5733
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0180	0,0034	0,0169	0,8017
И-Гептаны	iC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0082	0,2345	1,1063	0,3598
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0261	0,0036	0,0167	0,0689
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0092	0,0573	0,1954	0,2864
И-Октаны	iC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0017	0,0526	0,2289	0,0953
Толуол	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	0,0111	0,0046	0,0245	0,0038
Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0058	0,0023	0,0104	0,0017
И-Нонаны	iC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0035	0,0246	0,0985	0,0014
Нонан	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0052	0,0013	0,0993	0,0023
И-Деканы	iC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0148	0,0011	0,0092	0,0480
Декан	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0074	0,0010	0,0087	0,0540
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,7379	3,1694	4,0638	0,3560
Азот	N <sub>2</sub>	1,2906	0,1873	0,9761	1,2855
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,0000	0,0046	0,0052	0,0042
<b>Характеристика газа</b>					
Сумма всех компонентов, %		100,0000	100,0000	100,0000	100,0000
Молекулярная масса, г/моль		17,111	18,363	20,907	27,699
Плотность газа, г/м <sup>3</sup>		711,339	763,388	869,140	1151,469
Содержание углеводородов C <sub>3+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		17,215	57,423	179,886	604,411
Содержание углеводородов C <sub>5+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		6,468	22,657	109,290	244,146

## Значение определения состава ПНГ

Зная компонентный состав попутного нефтяного газа, можно оценить не только его рыночную стоимость, но и рассчитать варианты рационального использования: поставлять ПНГ как энергетический газ, либо как сырьё для нефтегазохимии. В любом случае важно правильно подобрать оборудование при обустройстве объектов добычи и подготовки нефти и газа.

В частности, на основе данных об объёме и компонентном составе ПНГ принимаются решения о комплектовании объектов добычи и нефтегазоподготовки необходимым оборудованием как по мощности, так и по набору используемых установок (фото 5). Ведь процесс подготовки нефти и газа складывается из целого комплекса технологических операций.

Качественная подготовка нефти и газа снимает ряд проблем, характерных для объектов нефтегазодобычи. Например, недозагруженность сепарационного оборудования (более чем в 2,5 раза) часто является причиной неэффективного отделения газа от капельной жидкости. Отсутствие же газосепараторов приводит к повышенному накоплению жидкости в газопроводах, что создает «пробки» – механические отложения на стенках трубы, уменьшающих пропускную способность газопровода.

Повышенное содержание сероводорода в составе ПНГ приводит к тому, что оборудование и газопроводы подвергаются усиленной коррозии (фото 3) и, следовательно, на объекте необходимо проводить мероприятия по сероочистке газа (фото 4). Из-за значительного коррозионного износа оборудование, как правило, гораздо быстрее вырабатывает свой ресурс, что обычно снижает экономическую эффективность объекта нефтегазоподготовки. В большинстве случаев для увеличения срока службы газопроводов используются трубы из коррозионностойкого металла.



ФОТО 5. Компактная система подготовки ПНГ (осушитель газа, компрессорная установка, чиллер, узел учета газа) на объекте ОАО «Аганефтегазгеология»

ТАБЛИЦА 4. Сравнительная таблица основных показателей по компонентному составу газа

Месторождения			Компоненты		Плотность газа	Содержание УВ	
			СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>		С <sub>3+в</sub>	С <sub>5+в</sub>
			% об.	% об.	г/м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>
Природный газ газового м/р			94,3442	2,9114	711,339	17,215	6,468
Полупутный нефтяной газ (ПНГ)	Нефтяное м/р	1 ступень	61,7452	7,7166	1151,610	627,019	95,817
		2 ступень	45,6094	16,3140	1333,052	817,684	135,059
		3 ступень	19,4437	5,7315	2634,436	2416,626	1993,360
	Газонефтяное м/р	1 ступень	88,3268	4,0652	795,677	120,073	31,258
		2 ступень	78,1036	6,6898	929,423	277,104	64,199
		3 ступень	68,0128	9,9822	1068,848	440,631	114,626
	Нефтегазоконденсатное м/р	1 ступень	91,5126	2,8332	763,388	57,423	22,657
		2 ступень	87,8304	1,4163	869,140	179,886	109,290
		3 ступень	68,7840	5,3423	1151,469	604,411	244,146

Причём, чем «тяжелее» будет газ (высокий показатель С<sub>3+выше</sub>), тем больше жидкости (конденсата) окажется в газопроводе. Всего этого можно избежать, используя эффективное оборудование подготовки нефти и газа и строго соблюдая технологические условия его эксплуатации. Это позволяет максимально использовать имеющиеся ресурсы ПНГ и значительно сократить потери.

## Заключение

Итак, для каждого объекта нефтедобычи компонентный состав газа будет разным. И может значительно отличаться от представленного в таблицах, ведь компонентный состав нефти и другие её характеристики (плотность, обводнённость, давление насыщения и пр.)

для каждого месторождения индивидуальны. Однако данные, представленные в таблицах, помогут определить структуру распределения газа в газовой смеси на разных типах нефтяных залежей.

В английской нефтегазовой терминологии определение «нефтяного газа» дается как «associated petroleum gas»,

сокращенно APG. В дословном переводе – «связанный, объединенный нефтяной газ». В мировой практике уже утвердилась профессиональная традиция комплексной разработки месторождений, когда нефть и нефтяной газ добывают и пускают в дело с одинаковой рачительностью, связанной экономической выгодой и объединенной максимальной экологической безопасностью.

Планетарный опыт воспринят сегодня и нефтяниками России. Все реже звучит словосочетание «утилизация ПНГ», все чаще мы слышим сообщения о рациональном применении нефтяного газа. Рациональном – значит разумном, продуманном, расчетливом использовании этого уникального углеводородного сырья.

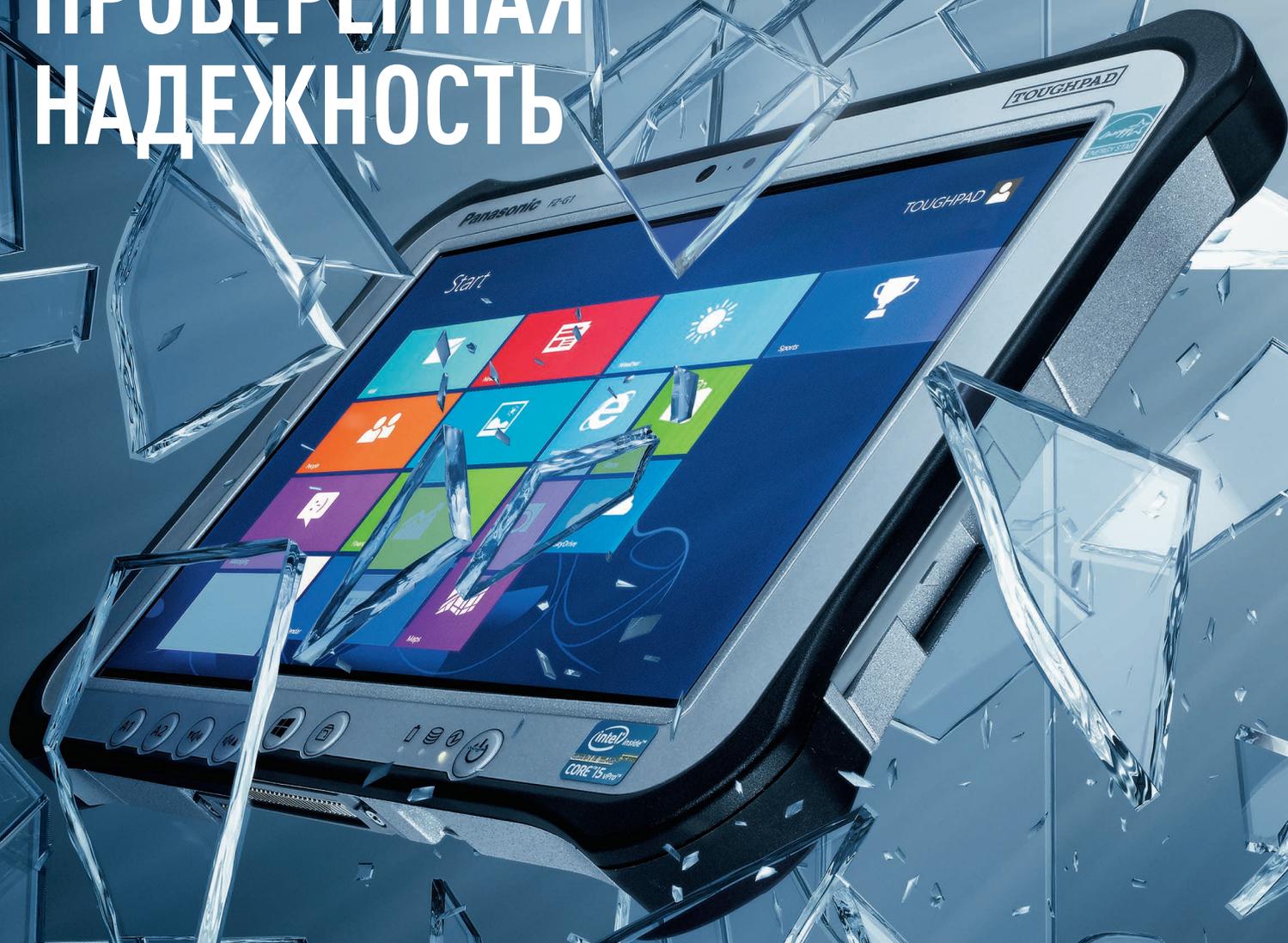
Ждем, уважаемые читатели, Ваши вопросы и мнения о судьбе ПНГ в России. ●



Panasonic рекомендует Windows 8 Pro.

**Panasonic**

# ПРОВЕРЕННАЯ НАДЕЖНОСТЬ



## Работа в любых условиях

Компактные и легкие защищенные ноутбуки и планшеты Panasonic Toughbook и Toughpad созданы для работы в суровых полевых условиях. Они защищены от ударов, вибрации, влаги, пыли, воздействия высоких и низких температур. Благодаря высокой яркости экрана картинку отчетливо видно даже под прямыми солнечными лучами. Ноутбуки и планшеты Panasonic предназначены для комплексных решений автоматизации и управления на промышленных предприятиях, где в первую очередь требуются надежность, высокая производительность и продолжительное время автономной работы.

**Контактная информация:** [toughbook@panasonic.ru](mailto:toughbook@panasonic.ru),  
+7 (495) 665-4292, 8-800-200-21-00 (бесплатно по России)

**TOUGHBOOK**

**TOUGHPAD**

Intel и логотипы Intel, Intel Core, Intel vPro, Ultrabook, Core Inside и vPro Inside являются товарными знаками компании Intel Corporation в США и других странах.



TOUGHBOOK CF-19

TOUGHPAD FZ-G1



[www.toughbook.ru](http://www.toughbook.ru)

# ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПОСТАВОК СПГ:

## ИЗМЕНЕНИЯ НА МИРОВЫХ РЫНКАХ



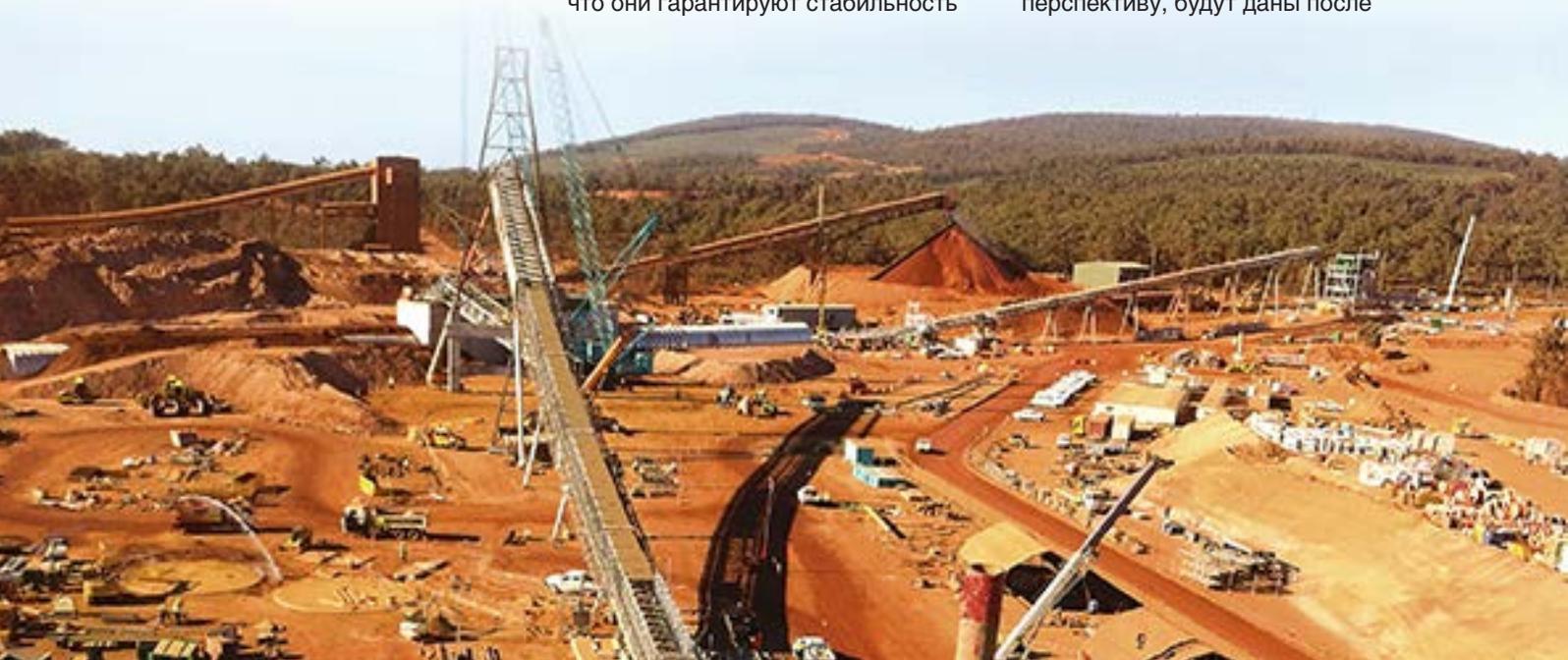
**Сергей Заболотский,**  
научный сотрудник,  
Федеральное государственное  
бюджетное учреждение науки  
Институт экономики и  
организации промышленного  
производства  
СО РАН,  
к.э.н.

Если обратить внимание на современный мир заметно, что он очень сильно привязан к газу, нефти, другим углеводородам и их составляющим, и сейчас невозможно представить существование современной цивилизации без постоянного растущего потребления углеводородов. Когда появляются сложности с извлечением легкодоступных углеводородов, это сказывается на всей мировой экономике.

Следует лишний раз отметить, что РФ – самый крупный поставщик трубопроводного природного газа в Европу, а также находится на 2 месте по добыче газа после США. Часто возникает вопрос: «Сохранит ли эти позиции Россия в ближайшей, среднесрочной и долгосрочной перспективах?» Уже много лет в связи с трубопроводными поставками газа из России возникают разные вопросы, связанные с меняющейся мировой конъюнктурой поставок природного газа и разработкой сланцевых месторождений газа в США. К примеру, на летнем саммите ФСЭГ в текущем году противоположные подходы по поставкам газа заняли РФ и Катар. Россия выступала за долгосрочные контракты, полагая, что они гарантируют стабильность

и спокойствие, как покупателям, так и продавцам. В Катаре считали и считают более предпочтительным краткосрочные, спотовые контракты, зачастую характерные при сделках по сжиженному природному газу (СПГ). В России индустрия поставок СПГ развита незначительно. При доминировании газопроводной системы реализации газа сложно менять потребителей газа. Такая привязка приводит и к тому, что получатели газа могут диктовать свои условия поставок, имея альтернативу в виде приобретения СПГ у других стран. Кроме того, новые нефтегазовые месторождения РФ значительно удалены от рынков сбыта, что отражается на цене природного газа. Также существуют и другие вопросы, в том числе политические, связанные с транзитом газа через другие государства. Поэтому сейчас, для России необходимо выбрать дальнейшую стратегию реализации природного газа, и диверсифицировать виды транспортировки газа до целевых потребителей.

Все это порождает ряд вопросов, ответы на которые и то, что ожидает мировой рынок газа в ближайшем будущем и на перспективу, будут даны после

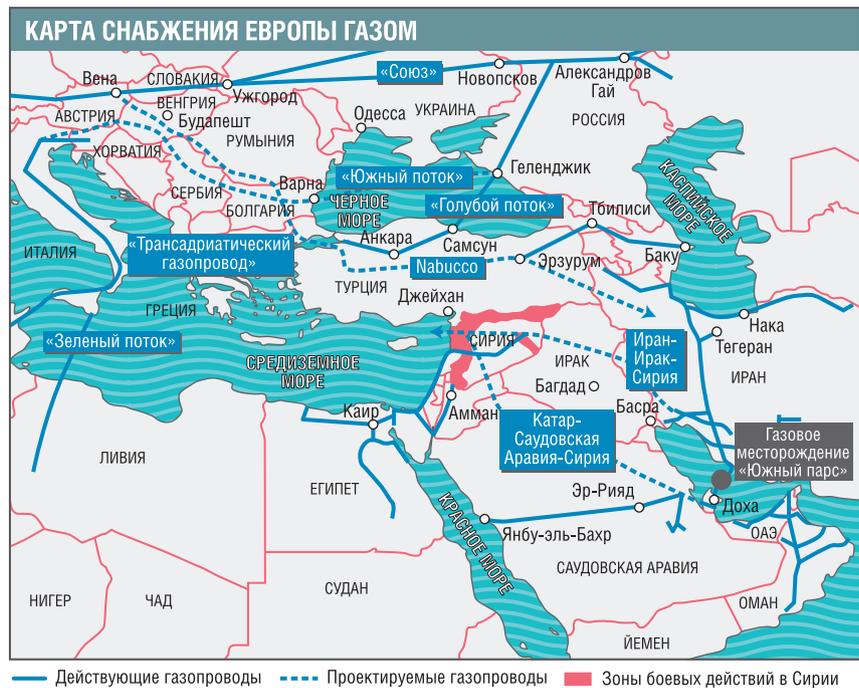




того, как будут проанализированы тенденции последних лет развития потоков природного газа, а также рассмотрены политические, экономические и другие факторы, влияющие на эти процессы.

## Война в Сирии и поставки природного газа

Среди регионов мира самыми крупными конкурентами России на европейском рынке являются страны Ближнего Востока. На современном этапе конкуренция может обостриться, поскольку результат войны в Сирии может критическим образом изменить структуру поставок газа в Европу. Еще до начала войны, в Сирии уже существовали планы строительства трубопроводов на Ближнем Востоке для поставок газа в целый ряд стран. Сейчас эти планы находятся на различных этапах реализации в связи с неопределенностью исхода войны. Мировые эксперты выделяют несколько вариантов развития событий, хотя в действительности все может оказаться гораздо сложнее. С экономической точки зрения в интересах России на Ближнем Востоке сохранить тот режим в Сирии, который позволит сохранить текущее состояние газовых потоков российского газа в Европу, как основного потребителя газа и нарастить поставки в другие регионы при рациональной ценовой политике. Но на данный момент наиболее вероятны два (оба не отвечающие интересам России) варианта – будет построен газопровод Катар-Турция-Европа и (или) Катар-Сирия с выходом на территорию Сирии с созданием терминала для сжиженного газа на побережье средиземного моря для транспортировки на целевые рынки сбыта. Еще один ранее существовавший вариант – строительство газопровода с гигантского иранского месторождения «Южный Парс» Иран-Ирак-Сирия, который начали строить еще до начала военных действий в Сирии. И этим путем низкий по стоимости иранский газ мог бы поставляться в Европу. Создание после окончания войны дополнительных объемов поставок газа в Европу автоматически приведет к жесткой конкуренции с российским газом, кроме, возможно, еще одного сценария, когда после строительства терминала и всей



инфраструктуры сжижения газа на побережье Сирии газ будет поставляться в удаленные от Европы регионы.

Существует тенденция, о которой много говорят, вернее, говорят намного больше, чем оно того заслуживает, что американский сланцевый природный газ может также выйти на экспорт в сжиженном виде в Европу, конкурируя с традиционными поставщиками газа. Скорее всего, это не произойдет по нескольким причинам. Более того, есть определенные косвенные свидетельства о том, что при таком развитии событий, значительная часть ближневосточного газа не пойдет в страны Европы.

Чтобы понять все основные процессы, происходящие вокруг газовых потоков, следует вернуться к сланцевому газу в США и разобраться с основными тенденциями в потреблении природного газа в мире, т.е. что же происходит в действительности.

## Будущее добычи природного газа из залежей сланцевых пород

Специалисты по нефти и газу по-разному воспринимают одни и те же события, происходящие в мировой нефтегазовой индустрии. Специалисты разных профессий

нередко достаточно узко смотрят на сланцевые природный газ и нефть через призму своего понимания и имеют разные точки зрения. Они воспринимают то, что происходит, со своих позиций, не исследуя сланцевую тематику в целом, и совершенно по-разному интерпретируют полученные результаты исследований. Действительно, разработка и добыча первых технологически «доведенных до ума» месторождений сланцевого газа и сланцевой нефти были высоко рентабельны и эффективны. Но распространение данных об одной скважине на все месторождение некорректно по технологическим причинам.

Возвращаясь к сланцевому газу США, нужно отметить, что промышленники зачастую преподносят результаты наиболее успешной добычи углеводородов с этих скважин, из-за стремления к получению господдержки и привлечения инвестиций. До настоящего момента разрабатывались так называемые «звезды» – самые лучшие (по своей отдаче) месторождения в США. Далее следует ожидать то, что добыча газа и нефти из сланцев столкнется с такими проблемами как труднодоступность, трудноизвлекаемость запасов и в некоторых случаях будет содержать большое количество не углеводородных веществ. Они не связаны друг с другом из-за низкой проницаемости породы как

**ТАБЛИЦА 1.** Потребление природного газа в регионах мира и США в 2002–2012 гг.

	Потребление (млрд.м <sup>3</sup> )					среднегодовой темп прироста (%)		абсолютный прирост (млрд. м <sup>3</sup> )	
	2002	2009	2010	2011	2012	2012/2002	2012/2011	2012/2002	2012/2011
США	652,1	648,7	682,1	690,5	<b>722,1</b>	<b>3,4</b>	<b>4,6</b>	<b>70</b>	<b>32</b>
Северная Америка	788,7	816,1	849,6	868	<b>906,5</b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>	<b>118</b>	<b>39</b>
Южная и Центральная Америка	101,3	136,8	152,2	156,4	<b>165,1</b>	17,5	5,6	64	9
Европа и Евразия	1021	1050	1130	1106	<b>1083</b>	2,0	-2,0	63	-23
Ближний Восток	217,6	344,6	376,8	394,7	<b>411,8</b>	23,4	4,3	194	17
Африка	69,6	100,1	107,8	114	<b>122,8</b>	20,6	7,7	53	9
АТР	324,3	496,7	560,4	593,6	<b>625</b>	24,2	5,3	301	31
Европейский союз	451,7	465,1	502,9	453,1	<b>443,9</b>	-0,6	-2,0	-8	-9
<b>Мир в целом</b>	<b>2522</b>	<b>2944</b>	<b>3176</b>	<b>3232</b>	<b>3314</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>792</b>	<b>82</b>

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013, 2012, 2011, 2010

в традиционных месторождениях нефти и газа, и каждый новый участок несет в себе большую неопределенность. По мнению ряда аналитиков, скважины месторождений сланцевого газа крайне недолговечны. Месторождения сланцевого газа, в отличие от традиционных, исчерпывается гораздо быстрее в силу конкретных геологических причин – низкой проницаемости пород содержащих газ и извлечение сопряжено с постоянным бурением новых дорогостоящих скважин. За 1–2 года дебиты падают от на 50–90%, и бурить надо не несколько скважин равномерно по всему месторождению, как это делают в традиционных нефтегазоконденсатных и газовых месторождениях, а необходимо бурить постоянно, при этом очень часто перемещаясь с одной площадки на другую [1]. В отношении компонентного состава, в профессиональном журнале Pipeline and Gas Journal (July 2011, Vol. 238 No. 7) в статье «Shale gas measurement and associated issues» приводятся данные по химическому составу сланцевого газа для девяти разных источников. Содержание метана в образцах варьируется от 79,4% до 95,5%. Доля негорючих газов (азота и углекислоты) достигает 9,3%, а доля этана (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) может составлять либо 0,1%, либо 16,1%. В составе сланцевого газа имеются и коррозионно-агрессивные компоненты, такие как сероводород (H<sub>2</sub>S) и вода. Однако цифры

разнятся с другим источником – в некоторых месторождениях в его составе может быть большое массовое и объемное соотношение не углеводородных газов к углеводородным, таких как азот (N<sub>2</sub>), диоксид углерода (CO<sub>2</sub>), водород (H<sub>2</sub>), окись углерода (CO), в некоторых случаях доходящее до 75% [2].

Если в США не будут оказывать господдержку добывающим компаниям в виде прямых субсидий, налоговых льгот, крупных займов, компенсировать затраты на геологоразведку, и т.д., то они обанкротятся. Между прочим, аналогичный сценарий может произойти и со сланцевой нефтью. Забегая вперед, можно отметить, что в случае снижения добычи сланцевого газа в США, при постоянно возрастающих потребностях США в углеводородах, ни о каком экспорте излишков газа не может быть и речи. Несмотря на общемировое замедление темпов прироста спроса на трубопроводный и сжиженный природный газ в 2012/2011 гг., который составил 2,5 % по сравнению с средним темпом прироста за 4 года с 2009 по 2012 гг. в 4 %, в том числе и в Азиатских странах, США демонстрирует стабильный прирост потребления. Данный показатель составил 4,6 % (2012/2011) и 3,4% за 2009–2012 пост кризисные годы (см. таблицу 1.)

Если взять 10-летний период с 2002–2012 годы по темпам

прироста потребления природного газа, то практически все регионы мира лидируют по отношению к США. Северная Америка незначительно отличается от США по этим показателям, поэтому в таблице вместо Северной Америки фигурирует Соединенные штаты. Европейский союз также выделен в отдельную строку, чтобы показать незначительное замедление в потреблении и перспективность поставок российского газа в данный регион. В после кризисный период с 2009–2012 год идет замедление темпов прироста потребления природного газа во всех регионах кроме США. Это связано, отчасти, с резким увеличением добычи дешевого сланцевого газа, который подтолкнул рост производства, в том числе, через дешевую генерацию электроэнергии. В 2011–2012 году темп поста потребления в США немного ниже среднего, но незначительно, в некоторых случаях выше по отношению к остальным регионам мира. Средние темпы прироста в остальных регионах за 10 лет были существенно выше, но замедлялись, а Соединенные Штаты, напротив, немного прибавили по этому показателю. По абсолютному приросту потребления в 2012 году США обогнали все регионы в мире. Можно сделать осторожный вывод – низкая цена на природный газ подтолкнула экономику США и само потребление газа. Это одно из косвенных доказательств тому, почему США не будет экспортировать



свой сжиженный природный газ, полученный из сланцев. Имеются единичные случаи экспорта США небольшого количества природного газа в виде СПГ в Японию, из Аляски еще с 1969 года, с одного из старейших заводов Kenai LNG. Однако мощность этого завода незначительна и составляет 1,4 млн.т. и он продолжает свою работу, чтобы не простаивали и были загружены построенные мощности и для сохранения рабочих мест [3].

Наличие большого количества природного сланцевого газа должно позволить США, преимущественно, обеспечивать внутренний спрос на газ в течение определенного ограниченного количества лет или консервировать его для внутреннего потребления в будущем. Если сделать краткий экскурс в историю, можно вспомнить, что сейчас идет продолжение той углеводородной долгосрочной политики Соединенных Штатов, которая базируется на резервировании своих источников для будущего их использования. К примеру, большая часть нефти из Колумбии экспортируется именно в США. По 780 километровому нефтепроводу углеводороды поступают в терминал Covenas на берегу Карибского моря и танкерами доставляются в США. Магистральный нефтепровод до

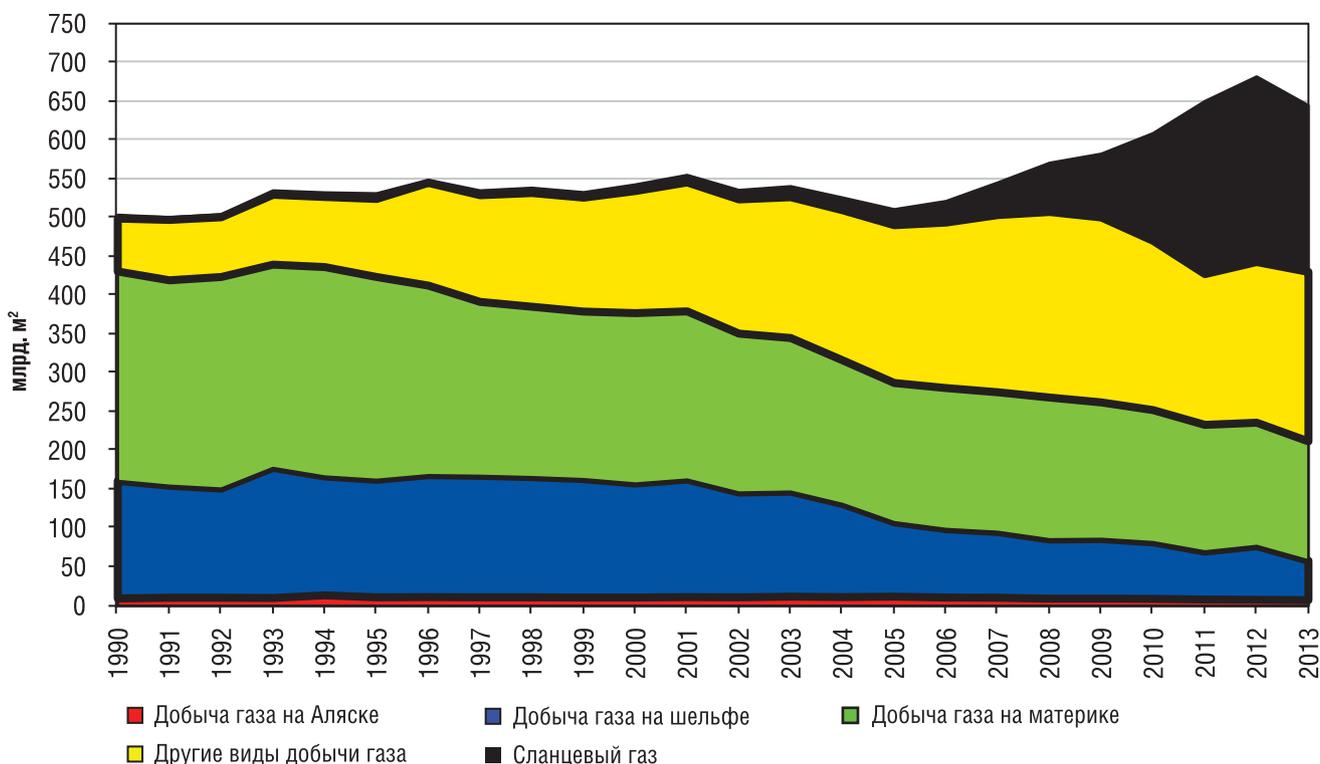
терминала Covenas принадлежит Escopetrol, по нему транспортирует нефть американская Occidental [4]. Это пример того, как при росте добычи нефти из сланцевых пород Соединенные Штаты продолжают импортировать колумбийскую нефть позволяя американцам консервировать собственные месторождения.

Однако если посмотреть на динамику добычи газа в США, можно заметить, что добыча газа из не сланцевых месторождений падает еще с 2002 года. Добыча сланцевого газа позволила постепенно выйти на прежний уровень и временно превзойти его. Однако, данные по добыче сланцевого газа за первый месяц 2013 года, по информации EIA, свидетельствуют, что объем добычи природного газа в США в январе 2013 упал на 0,9% по сравнению с предыдущим месяцем – до 72,1 млрд. куб. футов (более 2 млрд. куб. м) в сутки. Снижение темпов прироста в 2012 году (к 2011 году) может говорить о том, что «сланцевая революция» является скорее спасением экономики США от энергетического кризиса и экономический драйвер развития экономики. Рост добычи сланцевого газа может быть одним из неких скрываемых ранее «козырей»,

который позволял компенсировать падающую добычу из других источников природного газа из «не сланцевых» залежей. Можно смело говорить о том, что падение объемов добычи газа из «не сланцевых» источников продолжится, и стабильность будет зависеть только от успехов в разработки сланцевых месторождений. Так, по тем же данным EIA, в феврале добыча выросла до 73,12 млрд. куб. футов, а в марте вновь немного упала. Однако, следует отметить, что годовые темпы прироста добычи природного газа из сланцевых месторождений снизились к настоящему времени с прошлогодних 6–7% (2012/2011) практически до нуля и могут достигнуть отрицательных значений по ранним прогнозам EIA и оценкам ведущих аналитиков [5]. При этом нужно отметить, что добыча газа в США, как и в России, подвержена сезонности, поэтому строить выводы на данных нескольких месяцев не совсем корректно [6]. По предварительным оценкам EIA и других источников в 2013 году может быть небольшой спад в добыче (рис. 1).

На этом фоне мнения экспертов о высокой вероятности снижения или стабилизации добычи в ближайшем будущем выглядят вполне логичной.

РИС. 1. США. Добыча природного газа по источникам 1990–2012 (млрд. м<sup>3</sup>), (2013 г. оценка)



Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2013, U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook-2013

Поэтому после окончания войны в Сирии возможен еще один вариант развития событий, когда США начнет импортировать СПГ с существующих терминалов Катара или созданных терминалов на побережье Сирии.

Катар уже не раз переориентировал потоки СПГ. К примеру с 2005 по 2011 гг. доля российского газа на европейском рынке (здесь учтены 27 стран Евросоюза) в структуре потребления снизилась с 39% до 30%, то есть на 9 процентных пунктов, притом, что импорт газа в Европу постоянно увеличивался. Основной рост обеспечивал катарский СПГ, который изначально предназначался для поставок в США. Ввиду быстрого роста добычи сланцевого газа в США и развития индустрии СПГ в Катаре, поставки газа осуществлялись на европейские и азиатские рынки. Со временем доля азиатских стран в общем объеме экспорта катарского газа увеличивалась. По данным ВР в 2009 году Катар поставлял 19 млрд.м<sup>3</sup> природного газа в европейские страны и 30 млрд.м<sup>3</sup> на азиатские рынки. Дальнейшее развитие индустрии СПГ в Катаре привело к увеличению экспорта и в 2012 году эти показатели уже составляли 31 и 66,5 млрд. м<sup>3</sup>, соответственно. Однако экспорт в Европейские страны осуществлялся первоначально с применением демпинговых цен, поэтому сейчас структура поставок катарского газа изменяется в сторону увеличения поставок преимущественно в страны Азии (Японию, Южную Корею, Индию, Тайвань, Китай).

Европейский импорт СПГ из основных стран поставщиков начал падать еще во втором квартале 2011 года. Эта тенденция сохранилась и в 2012 году, и продолжилась в 2013 году. Экспорт СПГ снизился на 31% в 2012 году, по отношению к 2011 году. Импорт из Катара, Нигерии и Алжира снизился на 39%, 34% и 10%, соответственно, в первые четыре месяца 2013 года по сравнению с аналогичным периодом в 2012 году.

При стабилизации и падении добычи газа из сланцевых залежей и росте потребления газа в США, Катар и другие страны экспортеры могут начать поставки своего СПГ на терминалы Соединенных Штатов. Этот сценарий развития событий может стать возможностью для России сохранить или увеличить

РИС. 2. Структура рынка спотовой и краткосрочной торговли СПГ (импортеры) в 2012 г.



Источник: BP Statistical Review of World Energy June 2013

поставки природного газа в Европу, а также занять свою нишу сбыта СПГ в Азии. Безусловно, для этого необходимо построить соответствующую инфраструктуру, терминалы, газовозы и начать, к примеру, создавать новые центры газодобычи. Уже начато активное формирование Якутского центра и на очереди Иркутский и Красноярский центры. Сахалинский шельф является наиболее подготовленным к началу добычи и организации поставок. Это перспективное направление оправданно еще и тем, что власти Японии после аварии на АЭС Фукусима-1 и инцидентов в 2013 году приняли решение остановить эксплуатацию всех 50 ядерных реакторов в стране. Очевидно, что Япония – лидер по потреблению СПГ будет наращивать его импорт и в будущем (рис. 2).

Что касается США – не допустить строительство газопроводов в Европу также находится в интересах Соединенных Штатов. Легкодоступные углеводороды конечны. Среди стран и регионов потребителей углеводородов нет «друзей» – есть лишь временные союзы по интересам. США – это огромный постиндустриальный механизм, основанный на сверхпотреблении, требующий постоянно растущей поддержки своей экономики (отчасти экономики необеспеченного доллара и долговых обязательств) за счет увеличения потребления

углеводородов, и экспортировать свой газ на мировые рынки эта страна, руководствуясь целями подорвать позиции России в Европе, в ближайшем будущем не намерена. Та экономика, которая будет контролировать углеводородные ресурсы или те остатки углеводородов, извлечение которых будет рентабельно в будущем и останется «на плаву» дольше всех других. Сложности в Российской экономике пока что не позволяют уйти от экспорта углеводородов, поэтому развитие индустрии СПГ – это именно тот вариант, который в ближайшей перспективе позволит России нарастить добычу и реализацию газа, увеличив, при этом, поступления в бюджет и создав кластеры СПГ индустрии.

Нужно также взглянуть на низкую вероятность экспорта углеводородов из США с точки зрения не только фирмы, а с точки зрения государства. Американские банки по рекомендации американского правительства без формальных гарантий дали несколько миллиардов долларов на освоение газа из сланцев, подняв тем самым определенный ажиотаж. Для его создания подключились «рекламщики», пиарщики и маркетологи. В эту сферу вошли спекулятивные капиталы и, в результате, сланцевый природный газ добывается в довольно приличных масштабах, но на самом деле в значительно меньших, чем сообщается официально. В



докладах говорится об объемах добычи газа компаниями, которые добывают сланцевый природный газ, но примерно половина этих компаний добывают природный газ не из сланцев, а на обычных месторождениях с применением обычных технологий без ГРП.

Благодаря перепроизводству газа и увеличения генерации электроэнергии за счет газа стоимость энергии в Америке резко упала. Падение стоимости энергии в США качественно повысило конкурентоспособность американской экономики, запустила процессы реиндустриализации, что через несколько лет чрезвычайно серьезно оздоровит экономику и социальную структуру этой страны. Экономика станет не только более конкурентоспособной, но и более устойчивой к экономическим потрясениям.

Однако, сейчас многие компании сланцевого газа балансируют на грани рентабельности, несут убытки и находятся в сложном состоянии. К примеру, нефтегазовая компания Royal Dutch Shell списала 2,2 миллиарда долларов из-за убытков, связанных с разработкой месторождений сланцевого газа в США. Об этом сообщается в отчете организации об итогах деятельности во втором квартале 2013 года [7]. Компания Chesapeake Energy Corp – пионер в добыче сланцевого природного газа, находилась в сложном финансовом состоянии и объявила о продаже своих активов еще в начале этого года. Конечно, нельзя проецировать эти два случая на все компании и экономику добычи сланцевого газа в целом. Сейчас задача американского государства поддерживать эти компании на плаву и просто не давать им обанкротиться, если смотреть с точки зрения бухгалтера. А если смотреть с точки зрения экономиста, это потери денег, которые окупаются сторицей, потому что они поддерживают конкурентоспособность Америки за счет дешевой энергии – это по сути дела советская модель экономики. Конечно, Америка не получит вечно дешевую энергию, потому что ничто не бесконечно, но импульс для развития экономики и за счет этих замечательных операций она уже получила. А в современных условиях даже несколько лет такого стимулирования роста экономики – это очень много. И с точки зрения экономики и политики

это выдающийся успех. Это действительно может сдерживать рост стоимости энергоносителей во всем мире. Это яркий пример того, как нужно работать на глобальных рынках. Ажиотаж вокруг сланцевых природных газов высвечивает еще один немаловажный аспект: США инвестировала в экономику миллиарды долларов, часть этих средств было распределена через высокие зарплаты населению, созданы десятки и сотни тысяч высокооплачиваемых рабочих мест, загружены заводы. В результате в Соединенных Штатах создана целая индустрия: тысячи буровых установок, высокопроизводительных компрессоров для гидроразрыва пласта (ГРП), десятки и сотни тысячи скважин с арматурой и инфраструктурой, сотни тысяч километров трубопроводов. Это эффективный способ поддержать внутренний спрос, внутреннее производство и не допустить энергетический кризис. Любопытно также именно то, как существенное снижение стоимости газа (из-за сланцевой революции), в США привело к снижению затрат на производство американских товаров. Дело дошло до того, что из традиционных районов производства товаров в Юго-Восточной Азии компании стали возвращать производство в США. В Америке постепенно начался небольшой рост производства и экономики в целом.

## СПГ из США

По мнению целого ряда американских аналитиков, влияние североамериканского СПГ на мировые рынки газа в значительной степени будет зависеть от сроков строительства экспортных СПГ терминалов, объемов, себестоимости добычи газа и конечной цены, по которой газ уже будет реализовываться на внешних рынках. Строительство терминалов может не занять длительное время т.к. все построенные терминалы были созданы для импорта сжиженного газа (из Катара и других стран.), т.е. практически всё оборудование было рассчитано на регазификацию\*, поэтому для экспорта терминалы должны быть переоборудованы или модернизированы для того, чтобы «развернуть» потоки на внешние рынки. Сейчас идет много спекуляций по этому поводу,

и никто уже не сомневается по поводу экспорта газа из США, хотя стоило бы. Объем разброса оценок экспорта поражает своим размахом с 2015–2020 г. от 5 до 120 млрд.м. Сразу следует упомянуть, что еще до 2008 года по причине истощения собственных запасов газа в США было построено 12 регазификационных СПГ-терминалов мощностью около 200 млрд.м<sup>3</sup>, рассчитанных на импорт преимущественно катарского газа. Но сланцевая революция стала причиной 26–30% (по разным оценкам) увеличения производства газа в США. То есть в связи с угрозой энергетического кризиса Соединенные Штаты предприняли все возможные меры по разработке ТРИЗ газа, что даже привело к временному его перепроизводству [2].

К данному моменту правительство США одобрило всего два проекта по строительству экспортных СПГ-терминалов. Один из них – это терминал компании Cheniere Energy Partners в Луизиане, и второй – терминал Freeport в штате Техас. При этом до сих пор идут жаркие дебаты по вопросу о том, стоит ли разрешать остальные проекты. И дело тут в следующем – промышленные компании США выступают против экспорта, утверждая, что в первую очередь дешевые энергоносители должны получать американские компании и потребители. А экспорт газа приведет к временному увеличению доходности газовых компаний и выравниванию внутренней и внешней цены (подразумевается цена реализации минус затраты на сжижение и транспортировку до целевых рынков и регазификацию). Более того, сегодня путь к началу широкомасштабного экспорта американского газа преграждает администрация США. Ситуация прояснится после окончания военных действий в Сирии, а также по результатам добычи природного газа из залежей сланцевых пород в 2013 году и ближайших годах.

В настоящее время многие страны-экспортеры природного газа интенсивно развивают собственную

\* Регазификация сжиженного природного газа (СПГ) – процесс преобразования СПГ из жидкого состояния в газообразное, после чего он становится пригодным для обычного использования – подачи по трубопроводам потребителям и заправки в газовые баллоны.





# Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

20 - 21 ФЕВРАЛЯ 2014 • МАДИНАТ ДЖУМЕЙРА • ДУБАЙ



## КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Тенденции в нефтепереработке на мировом и региональных рынках
- Планы капитальной модернизации. Текущие и планируемые крупнейшие проекты
- Законодательство и его влияние на нефтеперерабатывающую промышленность
- Возможности приобретения НПЗ или их строительство за рубежом
- Улучшение графика реализации проектов
- Стратегии достижения операционной эффективности
- Финансирование новых проектов: требования и стратегии получения финансирования
- Инновационные технологии и решения
- Логистика. Транспортировка. Обзор и влияние крупных проектов трубопроводных сетей и СПГ
- Маркетинг продукции и торговля

Организатор:



Euro Petroleum Consultants

**SHARING KNOWLEDGE,  
SHAPING BUSINESS**

При поддержке:



**АССОЦИАЦИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ**

Спонсоры:



A Honeywell Company



IFP / Group Technologies



## Докладчики и участники дискуссий включают:

Игорь Кузьмин,  
Директор департамента  
нефтепереработки  
**РОСНЕФТЬ**

Николай Ермолаев,  
Председатель совета директоров  
**DINAZ**

Жан Сентенак,  
Президент  
**AXENS**

Сергей Журавлев,  
Директор связи с  
государственными органами  
**СИБУР**

Джон Дербишир,  
Президент  
**KBR**

Олег Ширяев,  
Младший партнер  
**MCKINSEY & COMPANY**

Моника Касинскин  
Комитет по энергетике, Россия  
**ЕВРОПЕЙСКАЯ КОМИССИЯ**

Дмитрий Иванов,  
Директор дирекции крупных  
проектов  
**ГАЗПРОМ НЕФТЬ**

Владимир Капустин,  
Генеральный директор  
**ВНИПИНЕФТЬ**

Колин Чапман,  
Президент  
**EURO PETROLEUM CONSULTANTS**

Пэт Дэвис Симчак,  
Президент  
**OIL & GAS EURASIA**

А также высокопоставленные  
представители **UOP, FOSTER  
WHEELER, SAIPEM** и других  
компаний лидеров отрасли.

Зарегистрируйтесь до 31 октября 2013, чтобы воспользоваться ценой на раннюю регистрацию.

[www.europetro.com](http://www.europetro.com), Тел. +7 495 517 77 09, +359 2 4272205, [moscow@europetro.com](mailto:moscow@europetro.com), [marketing@europetro.com](mailto:marketing@europetro.com)

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ с применением заводнения на поздней стадии

Для повышения эффективности системы заводнения применяют, в частности, химические методы, направленные на регулирование процесса нефтеизвлечения: применение полимеров-загустителей нового поколения и площадное воздействие на основе полифункционального реагента «ХСИ-4601». С целью изучения нанопроцессов, происходящих в системе «агент воздействия – нефть – вода – коллектор» был проведен комплекс теоретических и экспериментальных исследований. Проведенные фундаментальные исследования являются основополагающими элементами при создании научно-методического и прикладного обеспечения планируемых пилотных испытаний с обязательным презентационным моделированием технологического процесса в пластовых условиях. Каковы их результаты?



**Р.Н. Фахретдинов,**  
генеральный директор,  
действительный член РАЕН,  
д.х.н.

В последнее время значительно ухудшилась структура остаточных извлекаемых запасов большинства месторождений отрасли, что обусловлено их общим истощением и переходом значительного количества объектов разработки на ее завершающие стадии (рис.1). Разработка этих запасов с применением обычной технологии заводнения характеризуется низкими темпами добычи нефти, газа и коэффициентами извлечения углеводородов из пласта. Традиционные методы и технологии разработки с заводнением оказываются недостаточно эффективными.

Общеизвестно, что базовым направлением увеличения эффективности использования начальных извлекаемых запасов за счет роста коэффициента извлечения нефти, является развитие и промышленное применение инновационных методов увеличения нефтеотдачи. Практически все ведущие мировые вертикально интегрированные компании инвестируют значительные средства в поиск инновационных решений, касающихся уже разведанных и запущенных в разработку запасов. Общие капиталовложения международных нефтяных компаний



**Г.Х.Якименко,**  
советник генерального  
директора,  
к.т.н.  
ООО МПК  
«ХимСервисИнжиниринг»

РИС. 1. Изменение структуры извлекаемых запасов нефти в России

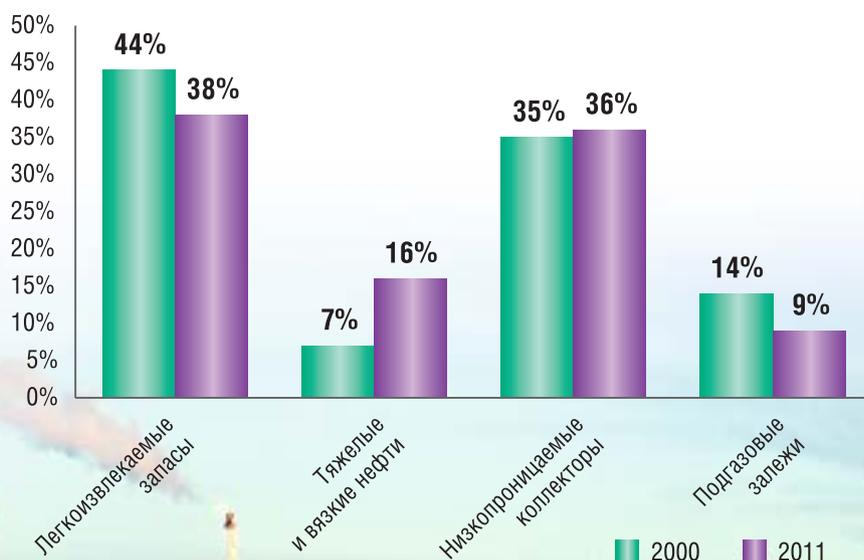
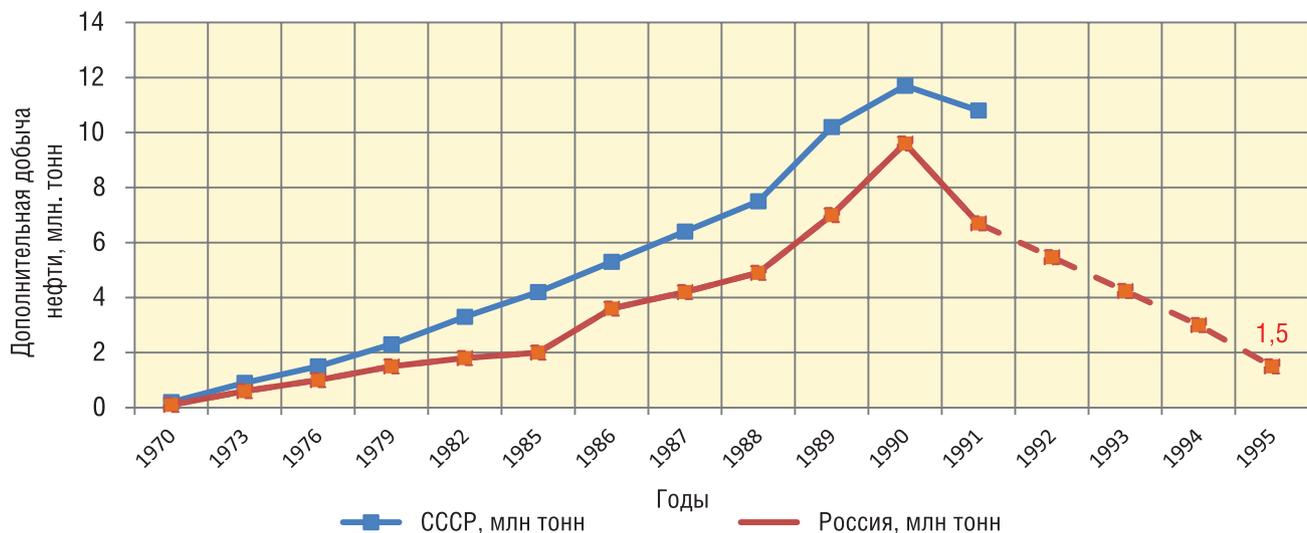




РИС. 2. Изменение структуры извлекаемых запасов нефти в России



в развитие новых технологий за 2011 г. составили около 5 млрд. долларов США.

В международной практике роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических) быстро растет и становится все более приоритетной. Инновационному развитию нефтедобычи способствует то обстоятельство, что во многих странах создаются специальные государственные программы промысловых испытаний и освоения современных методов увеличения нефтеотдачи, а также экономические условия, побуждающие недропользователей активно участвовать в реализации этих программ.

В нашей стране в 1985 – 1991гг. также успешно функционировала такая программа, в результате реализации которой за этот короткий период дополнительная добыча нефти за счет применения современных МУН увеличилась в 4 раза и достигла внушительной для того времени величины порядка 12 млн.т (рис. 2).

В последнее десятилетие объем дополнительной добычи от внедрения МУН в России как минимум не увеличивается.

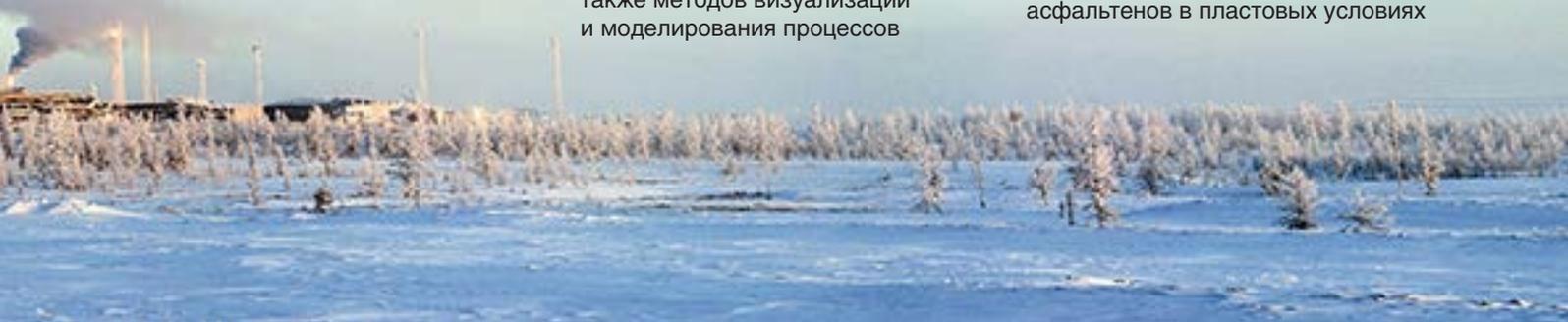
Результат от применения таких методов в общей операционной динамике остается незначительным (не более 3% от общей добычи в стране, для сравнения в США – более 10%). Это достигается путем закачки в пласт химических веществ. Необходимо при разработке новых технологий иметь в арсенале мировой опыт и последние достижения науки и техники. Значимым фактором является и налаживание партнерских отношений в сфере технологий с производственными компаниями и академическими кругами.

При разработке эффективных технологий на первый план выдвигаются исследования состава и свойств остаточной после заводнения нефти, включающие изучение химических процессов, происходящих в пласте с применяемыми химреагентами, выявление факторов пластовой среды на их стабильность, исследование механизмов взаимодействия реагентов с пластовыми флюидами. Исследования проводятся с использованием современных физико-химических методов анализа. В этой связи требуется существенное наращивание экспериментальных возможностей для измерения физических и химических параметров, а также методов визуализации и моделирования процессов

воздействия на пласт в различных геологических и временных масштабах.

С точки зрения коллоидной химии нефть представляет собой дисперсную систему (НДС). Проблема устойчивости НДС и ее регулирование имеет большое научное и практическое значение для повышения эффективности разработки месторождений, для формирования и применения нефтяных углеродных материалов. По профессору З.И.Сюняеву, дисперсная фаза данных систем представлена сольватированными пузырьками, капельками изотропной и анизотропной жидкости, кристаллами, кристаллитами, комплексами и другими надмолекулярными образованиями или сложными структурными единицами. Знание закономерностей образования сольватных слоев и надмолекулярных структур, зависимости структурно-механической прочности устойчивости нефтяных дисперсных систем от различных факторов необходимо для успешной разработки технологий МУН.

При нефтедобыче концентрирование коллоидных частиц на поверхности подземных вод приводит к понижению коэффициента нефтеотдачи. Коагуляции и осаждению асфальтенов в пластовых условиях



**ТАБЛИЦА 1.** Изменение прироста коэффициента вытеснения нефти за счет капиллярной пропитки раствором ПФР

Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	К выт., %	Прирост К выт. при массовой доле ПФР, %				
			0,05	0,1	0,2	0,5	2,0
23,4	1,19	55,95	8,0	8,1	9,2	9,1	10,9
23,3	0,39	47	4,9	6,3	7,3	8,3	10,9
24,3	0,52	62,18	0,5	0,8	1,1	1,9	2,6
17,7	0,15	48,88	2,4	8,4	8,4	10,4	11,8

способствует растворение в нефти низкомолекулярных алканов С1-С5. При добыче нефти из многопластовых нефтеносных горизонтов также возможно осаждение асфальтенов, в особенности при смешении тяжелых нефтей с легкими. Выпадению асфальтенов в этом случае способствует агрегация их частиц и понижение вязкости системы.

В литературе накоплен огромный экспериментальный материал по групповому составу нефтей, нефтяных остатков, битумов, пеков и продуктов их физико-химических превращений, представляющий собой ценную научную информацию об устойчивости НДС.

Физико-механические свойства НДС, в том числе и их агрессивная устойчивость, определяются именно природой, физико-химическими свойствами асфальтенов и характером их взаимодействия между собой, так и с молекулами, входящими в состав дисперсионной среды.

При разработке технологий знание состава и свойств остаточной нефти выдвигается на первый план. Исследования показали, что свойства основных параметров, определяющих нефтеотдачу коллекторов, вытекают из природы взаимодействия насыщающих поры флюидов между собой и поверхностью порового скелета. На микроуровне остаточная нефть при вытеснении ее водой из порового пространства в коллекторе складывается из следующих частей: адсорбированные на поверхности минералов углеводороды, капиллярно-защемленная и содержащаяся в тупиковых порах нефть.

В лабораторных экспериментах были использованы остаточные нефти Ишимбайского, Уршакского, Арланского, Южно-Сургутского, Ромашкинского и

Ярегского месторождений. Для сравнения были отобраны пробы добываемых (нативных) нефтей из соответствующих площадей и горизонтов, а также получены пробы отбензиненных нефтей. Особое внимание было уделено изучению содержания металлопорфиринов в остаточной нефти. Имеются существенные отличия в содержании ванадилпорфиринов в нативных и остаточных нефтях. Наличие металлопорфиринов в нефти – одна из важнейших причин, способствующих образованию устойчивых пленок и эмульсий на поверхности раздела нефть – порода и нефть – вода, что приводит к недостаточному полному вытеснению нефти из пористой среды.

Разработана экспресс-методика выделения остаточной нефти из дезинтегрированного керна экстракцией в инертной атмосфере. С помощью методики разделения остаточной нефти на группы компонентов получены фракции соединений. Анализ спектральных исследований структурно-группового состава показал, что остаточные нефти имеют тенденцию к обогащению асфальто-смолистыми компонентами. В остаточных нефтях содержание смол и асфальтенов увеличивается в 1,5–8 раз по сравнению с добываемой.

Проведенный комплекс исследований позволил получить весьма ценную информацию о свойствах остаточной нефти. Схема исследования остаточной нефти имеет принципиально новый подход в области физико-химии нефтяного пласта.

В результате проведенных фундаментальных исследований найден новый перспективный класс реагентов и разработан новый метод, основанный на химическом взаимодействии на металлопорфирины нефти, что

приводит к разрушению асфальто-смолистых структур. Наиболее эффективными в этом плане являются полифункциональные реагенты (ПФР «ХСИ-4601»), растворимые в воде. Применение химических реагентов полифункционального действия инициирует эволюционную перестройку жестких надмолекулярных структур забалансированных остаточных запасов нефтей.

Выполнен комплекс экспериментальных исследований по оценке прироста коэффициента вытеснения нефти водным раствором ПФР (табл.1). Промышленное внедрение нового метода позволит повысить коэффициент извлечения нефти нефтяных залежей по сравнению с обычным заводнением.

Следующее направление работ – применение полимеров нового поколения в технологиях полимерного заводнения. Механизм полимерного заводнения основан на снижении подвижности закачиваемой воды в виде загущенных полимерных растворов, выравнивании фронта продвижения закачиваемой воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта.

Рынок полимеров характеризуется широким спектром фирм – производителей полимеров в США, Японии, Великобритании, Франции, Германии, Китае (табл.2). Ассортимент марок полимеров и, соответственно, их физико-химических и технологических свойств, чрезвычайно высок. В отличие от полимеров, ранее применяемых в отрасли, современные марки полимеров обладают весьма расширенными критериями применениями, включая низкопроницаемые объекты воздействия, высокотемпературные пласты, высокую минерализацию пластовой воды (табл.3).

База современных марок полимеров с имеющимися основными характеристическими показателями постоянно расширяется. Рекомендуемые полимеры должны обладать благоприятными реологическими и нефтевытесняющими свойствами. Анализ рынка водорастворимых полимеров является первым этапом при проектировании технологии полимерного заводнения. Следующий этап – комплекс



ТАБЛИЦА 2. Характеристика различных марок полимерных агентов

№ п/п	Марка ПАА	Технические характеристики			Реологическая характеристика				
		Молекулярная масса, 10 <sup>6</sup> Дальтон	Степень гидролиза, % мольн	Время полного растворения в минер. воде, мин	Характер. вязкость, дл/г	Эффективная вязкость			Статическое напряжение сдвига, Па
						Условия - концентрация и температура	При V сдвига 5с <sup>-1</sup> , мПа*с	При V сдвига 150с <sup>-1</sup> , мПа*с	
1	POLYDIA PDA-1004	9	5	120	10–11	С <sub>ПАА</sub> =0,3%, Т=25°С	1414	294	5,6
2	Полиакриламид DP9-8177	6	5	120	9–10	С <sub>ПАА</sub> =0,5% (буклет)	3500	220	3,8
3	Полиакриламид "SEURVEY" марки R (марки R-1, R-2, R-3)	11	9	120	12–14	С <sub>ПАА</sub> =0,3%, Т=70°С	2255	291	4,4
4	Полиакриламид "Softpusher"	9	8	120	11–14	С <sub>ПАА</sub> =0,5% (буклет)	6100	390	
5	Полиакриламид АК-642	1,3	6,6	180	4,9	С <sub>ПАА</sub> =1,7%, Т=25°С	68,8	47,1	
6	Полиакриламид АК-631	1,1	0,5	180	4,3	С <sub>ПАА</sub> =1,7%, Т=25°С	51,3	38,7	
7	<b>Алкофлад 955 (Alcoflood®955)</b>	<b>7,7</b>	<b>3,6</b>	<b>90</b>	<b>11</b>	<b>С<sub>ПАА</sub>=0,5%, Т=70°С</b>	<b>2682</b>	<b>535</b>	<b>15,7</b>
8	<b>Полиакриламид FP 107</b>	<b>15</b>	<b>13–18</b>						
9	Полиакриламид FP 207	9	5–10						
10	Полиакриламид AN 125	8							

лабораторных исследований наиболее перспективных образцов полимеров, включающий определение основных характеристик по типовым схемам; фильтрационные исследования в условиях, максимально приближенных к реальным условиям выбранного объекта. Создание геолого-гидродинамической модели – один из необходимых этапов проектирования полимерного заводнения. Прогнозные технико-экономические расчеты показателей разработки выбранного пилотного участка, полученные на основе модели, позволят обосновать необходимый сценарий метода. Рассмотрены две методически отработанные технологии повышения эффективности извлечения нефти для условий месторождений, разрабатываемых с применением систем поддержания пластового давления и находящихся на поздней стадии разработки.

**Выводы:**

1. Реализация проектов по извлечению максимальных объемов нефти на

- месторождениях, находящихся на поздних этапах разработки, требует хорошего знания соответствующей технологии нефтедобычи и большого производственного опыта. Требуется проведение комплексных задач по повышению нефтеотдачи: от фундаментальных исследований физико-химических основ подбора химреагентов, изучения свойств и вытеснения нефти до проведения опытно-промышленных работ.
2. Большие резервы увеличения КИН заключаются в использовании химических МУН при заводнении месторождений. Причины преимущественного применения химических методов во многом связаны со структурой остаточных запасов нефти в России, значительная доля которых сосредоточена на заводненных месторождениях, в низкопроницаемых пластах.
  3. Рассмотрены методы повышения эффективности заводнения в условиях поздней стадии разработки месторождений,

направленные на увеличение степени нефтеизвлечения: закачка полифункциональных реагентов, полимеров нового поколения.

4. Реализация новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи, а также совместные исследования и разработки в области химических МУН открывают огромные возможности для инновации.
5. Выход на мировой уровень в области применения инновационных технологий МУН возможен только на фундаментальном подходе к изучению физико-химических процессов, протекающих при воздействии химреагентами на нефтяной пласт. Данный подход в нефтяной отрасли РФ демонстрирует ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг».

**Список использованной литературы:**

1. Жданов С.А., Кряев Д.Ю. Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Мат.расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция), 4–5 декабря 2007 г. – С.36–40.
2. Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х. Новые аспекты в технологиях повышения нефтеотдачи пластов. // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – №4. – С.32–36.
3. Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х. Эффективность использования новых фундаментальных решений проблем при разработке нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. // Сборник научных трудов, ВНИИнефть им. Крылова, вып. 147, Москва, 2012 г. – С.49–61.
4. Мухамедзянова А.А., Гимаев Р.Н. Исследование и регулирование устойчивости нефтяных дисперсных систем. Уфа, Гилем, 2009, 110 с.

ТАБЛИЦА 3. Развитие полимерного заводнения

Параметр	Вчера	Сегодня и Завтра
Вязкость нефти	< 200 мПа*с	> 10 000 мПа*с
Температура	< 95°С	> 120°С
Проницаемость	> 20 мД	> 10 мД
Минерализация	Низкая	> 200г/л

# КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ



**Камиль Мусин,**  
кандидат физико-математических наук,  
начальник отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов института ТатНИПИнефть, член SPE



**Регина Сингатуллина,**  
инженер отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов института ТатНИПИнефть



**Васил Хусаинов,**  
доктор технических наук,  
заместитель директора института ТатНИПИнефть по научной работе в области геологии, исследований скважин и коллекторов

Запасы углеводородов в карбонатных коллекторах достигают, по различным оценкам от 38 – 48% до 50 – 60% от мировых. В Республике Татарстан в пределах структур на восточном борту Мелекесской впадины и Южно-Татарском своде запасы нефти в карбонатах составляют до 35 – 40% от разведанных. Однако извлекаемые запасы не превышают 10 – 15%. Это обусловлено особенностями строения карбонатных пород, а точнее, высокой неоднородностью структуры их пустотного пространства, вызванной постседиментационными процессами [1].

Порода карбонатного пласта-коллектора, так называемая матрица, содержит основные запасы углеводородов, но часто не обладает какой-либо значимой проницаемостью. При этом сеть трещин, которая служит как система проводящих каналов и влияет на продуктивность пласта, содержит незначительные запасы углеводородов. Учет основных закономерностей трещиноватости, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора, необходим для надежного прогнозирования, подсчета запасов и разработки залежей углеводородов.

Определение направления трещин и степень растрескивания пород имеют существенное значение еще по следующим причинам:

1. Информация о направлении трещин позволяет бурить наклонные или горизонтальные скважины так, чтобы их ствол проходил, по возможности, перпендикулярно плоскости трещин. Скважина, пробуренная в таком направлении в породе с низкой проницаемостью и пористостью, будет пересекать большое количество трещин, и поэтому у нее будет более высокий дебит, нежели у скважины, пробуренной параллельно трещинам.

2. Образование трещин в пластах в значительной мере обусловлено полями напряжения в породе. Напряжения влияют на характеристики продуктивных пластов и условия ведения работ на месторождениях. В трещиноватом пласте поле напряжений является анизотропным, а сами трещины способны отражать напряженно-деформированное состояние в пласте. Следовательно, изучение трещиноватости – основной фактор реконструкции главных осей напряжения.

3. Существует зависимость направления развития трещин разрыва и эффективность проведения ГРП от уже существующих естественных трещин, анизотропии современного напряженно-деформированного состояния и статических геомеханических показателей продуктивного пласта. Искусственно создаваемые трещины могут менять свое направление в зависимости от присутствия открытых естественных трещин, пересекающих ствол. Для проектирования дизайна ГРП (построения зон динамического напряжения и максимального флюидного воздействия) требуется получение оперативной информации на базе ориентированного в пространстве кернового материала.

Вопрос трещиноватости пластов, уже многие годы решался учеными с разных позиций, при помощи специфичных подходов: от глобального масштаба аэрокосмогеологических исследований до микроскопического – изучения трещин в шлифах.

*Рассмотрим несколько аспектов и выделим основные направления исследования трещиноватости.*



## Аэрокосмогеологические исследования (линеаментный анализ)

Суть метода состоит в структурном дешифрировании космических снимков разного масштаба и генерализации.

Методика позволяет изучить тектоническую напряженность карбонатных отложений, выявить зоны интенсивной тектонической трещиноватости для учета при заложении горизонтальных скважин.

Данное направление в ТатНИПнефть начало работать с 1983 года. За это время проведены исследования более чем на 20 месторождениях [2].

## Геофизические методы исследования трещиноватости и анизотропии пласта

Наиболее масштабные (по площади) исследования проводятся сейсморазведкой 3D, на которой разломы и приразломные макротрещины отмечаются в виде зон некогерентности сейсмического сигнала и уточняются на картах акустического импеданса.

Далее можно выделить скважинные методы исследований неоднородности пласта.

При скважинном акустическом сканировании (DSI, SAC-90 и др. аналоги) выполняет измерения амплитудных и временных параметров акустического отраженного от стенки скважины сигнала. Это позволяет получить

видеоизображение внутренней стенки скважины высокого разрешения, необходимого для литологического расчленения разреза, выявления кавернозных и трещинно-кавернозных зон, тонкослоистых пропластков и желобов, выявления элементов залегания пластов с азимутальной привязкой в пространстве.

Волновой акустический каротаж (ВАК8, ВАК8Т, АВАК-11 и др.) предназначен для литологического расчленения пород, выделения проницаемых интервалов, определения структуры порового пространства. Регистрацию акустических волновых полей, возбужденных монопольным или дипольными излучателями.

Мультиполюсный матричный акустический каротажный прибор MPAL, способен одновременно выполнять монопольное, дипольное и квадрупольное измерение и имеет большое значение для получения пористости в пластах, анализа геомеханики, опознания трещин, оценки анизотропии и эффектов разрыва.

Электрическое микросканирование (FMI, MCI) – это каротажный прибор на кабеле, регистрирует и измеряет удельное электрическое сопротивление пластов вблизи стенки скважины. С помощью имиджа наглядно отображается изменение литологического состава и структуры пластов, наличие трещин и каверн, изменение пористости. В частности, результаты интерпретации данных MCI используются в комплексе с исследованиями трещиноватости по ориентированному керну.

## Исследования трещиноватости прямыми методами

Прямые методы проводятся на керновом материале, являются наиболее достоверными и информативными среди прочих методов.

Характеристики микротрещин изучаются по шлифам (оптико-микроскопический метод, метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями) [3]. Макротрещины избирательно развиваются по более густой сети микротрещин и составляют вместе с ними единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития. В лабораторных условиях параметры макротрещин изучаются на полноразмерном керне. Однако обязательным условием проведения подобных исследований является наличие ориентированного керна.

В 2011 году в ОАО «Татнефть» начался отбор ориентированного керна. Основанием стала «Программа работ по повышению достоверности интерпретации ГИС карбонатных коллекторов в части определения коллекторских свойств и насыщенности коллекторов» [4]. К настоящему времени отбор произведен в 24 скважинах. В карбонатных отложениях верхнего девона, среднего и нижнего карбона отобрано 567,5 метров ориентированного керна при выносе керна, близком к 100%.

Оцифровка трещиноватости, а также уточнение ориентации проводятся на цифровом



полуавтоматическом гониометре САГ-600. Перед оцифровкой вводятся скважинные данные глубин, инклинометрии (угол и азимут падения). Таким образом, мы получаем не только информацию о наличии трещин в породах, но и возможность изучения параметров залегания этих трещин в пласте и их ориентационную направленность. В процессе оцифровки трещин дополнительно вводятся данные по каждой цифруемой разрывности: тип неровности (стилолит, трещина или плоскость напластования), тип трещины (открытая или закрытая), наличие и тип цементации трещин. Результаты обработки данных по всему интервалу заносятся в таблицы залегания трещин и их параметров.

Параметры измерений трещин по керну анализируются в программном пакете FracaFlow. В программу загружаются также скважинные данные (траектория скважин), фациальные данные пластов. Затем вводятся полученные замеры, по которым строятся диаграммы и 3D-модель трещиноватости.

*Все перечисленные подходы к изучению трещиноватости и*

*анизотропии помимо преимуществ имеют и свои ограничения.*

Так, аэрокосмогеологические исследования и сейсморазведка способны охватывать большие площади, однако выделяют лишь зоны разломов (зоны линейной трещиноватости); определение ориентировки макротрещиноватости происходит косвенным путем, с невысокой точностью (в виде некогерентности сигнала).

Скважинные геофизические методы более точные, по сравнению с АКГИ и сейсморазведкой, прослеживают разные структурные особенности на больших интервалах в скважине. Но они имеют ограничение в наклонных скважинах: для электрического микросканения критический угол наклона скважины – не более 38-40°, а акустические приборы выдают ошибочные результаты. К тому же, как показывает опыт, качественная характеристика пласта данными методами так же имеет определенную погрешность.

Исследования прямыми методами (на керне) имеют высокую точность определения литологического состава, структурно-текстурных особенностей пород,

фильтрационно-емкостных свойств; надежность и информативность в определении трещиноватости и упругих свойств. Основными недостатками являются ограниченность интервалов исследования и технологические требования для отбора ориентированного керна (важным параметром являются угол наклона скважины, который должен составлять не менее 20–25° и невысокие скорости бурения при отборе керна, чтобы исключить случаи прокрутки ориентирующей керноотборной трубы). Требования к достоверности ориентации керна – критичны. Необходимо также отметить локальность методов, как скважинных геофизических, так и исследований на керне.

При комплексном подходе, включающем: на общем этапе – результаты исследований АКГИ и/или сейсморазведки, информацию о структурах и тектонике региона; на этапе детализации – результаты исследований трещиноватости по ориентированному керну и скважинной геофизики, возможно создание достоверной картины деформированного состояния пород.

РИСУНОК 1. Горизонтальный срез по кубу ant-tracking (отражающая граница – кровля турнейского горизонта)

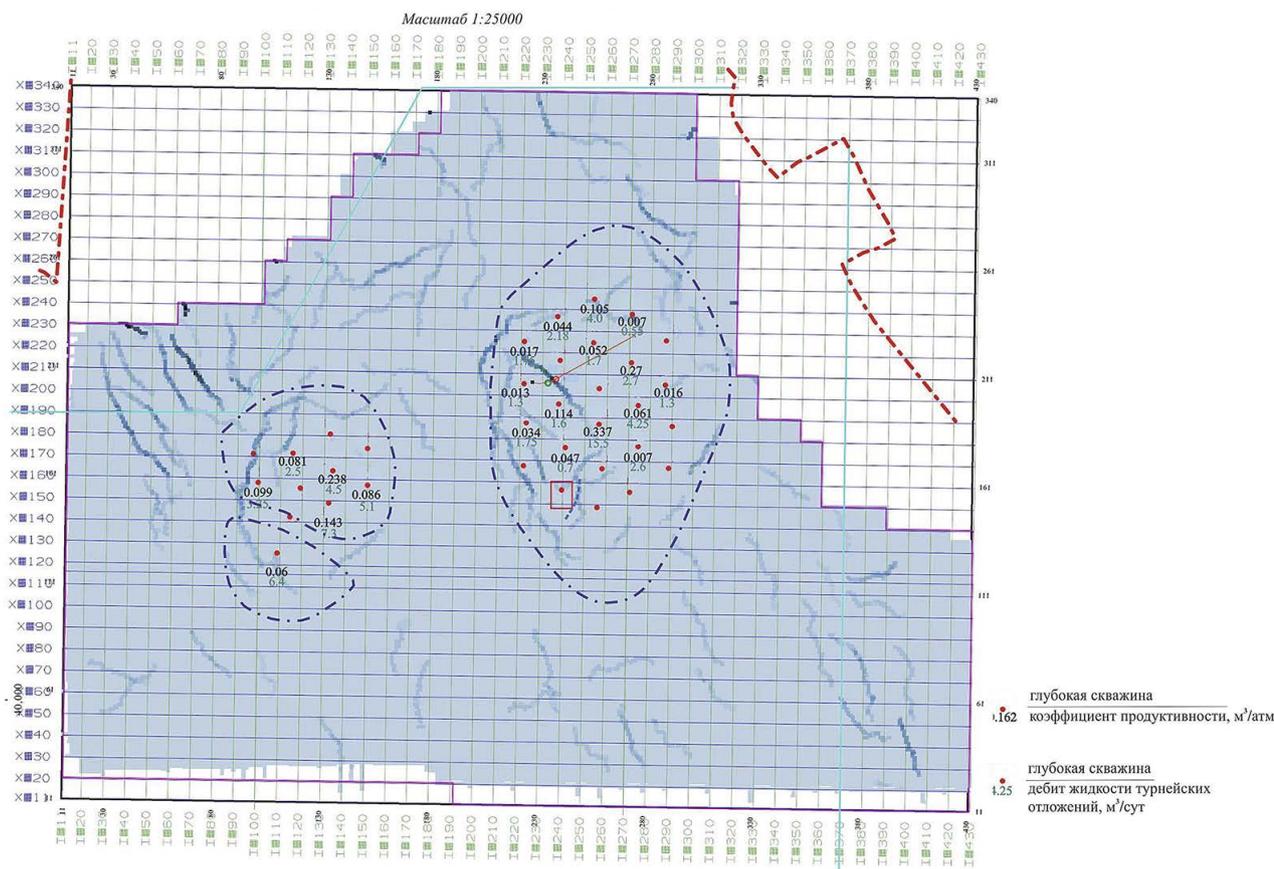
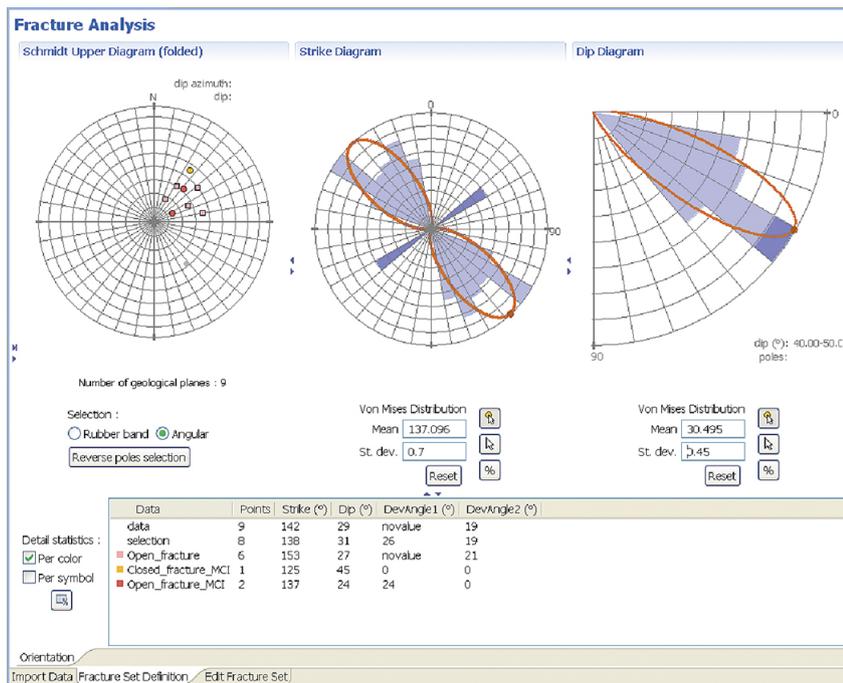




РИСУНОК 2. Анализ трещин выделенных по керну (на диаграмме Шмидта выделены розовыми квадратами) и по MCI (кружками) исследуемой скважины с помощью диаграмм в программном пакете FracaFlow



**Пример применения данного комплекса на скважине одного из месторождений Самарской области, перед проведением многостадийного ГРП**

Скважина находится в присводовой части западного крыла структуры, сама структура слегка вытянута в субмеридиональном направлении.

Из заключения по материалам сейсморазведки МОГТ 3D по отражающему горизонту Т+6: «на горизонтальных срезах в интересующем интервале наблюдаются линейные зоны некогерентности сейсмического сигнала преимущественно северо-западного и субмеридианального направления, осложняющие западную часть структуры. Протяженность зон некогерентности от 250 до 1000 метров, ширина около 25 метров» (Рисунок 1).

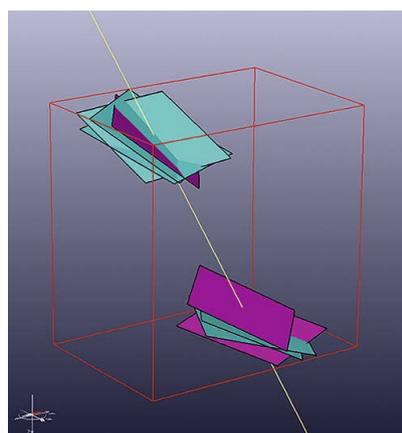
Результаты измерений трещин по керну скважины №1 анализировались в программном пакете FracaFlow. В программу загружены скважинные данные (траектория скважин). Затем были введены полученные замеры оцифровки трещин. Для сравнения результатов, полученных по оцифровке керна и геофизическим методом MCI, в программный пакет FracaFlow дополнительно введены данные трещиноватости

по микроимиджеру и построены диаграммы (Рисунок 2).

Видно, что в интервале исследования (1140,0-1158,0 м.) трещины имеют следующие параметры:

- средний статистический угол падения равен 27° (Dip Diagram);
- преобладающим направлением падения трещин является северо-восток – 63° (Schmidt Upper Diagram);
- простираение трещин происходит с северо-запада на юго-восток (Strike Diagram).

РИСУНОК 3. Дискретная модель трещиноватости по результатам оцифровки керна и MCI по исследуемой скважине



Следовательно, семейство трещин можно условно выделить как N\_150.

На диаграммах видно, что параметры трещин, зарегистрированных MCI, аналогичны данным по керну. В количественном соотношении по керну выделено несколько большее количество трещин. Это обусловлено тем, что при подъеме керна на поверхность происходит снятие напряжений, действующих на породу в глубинных условиях, и раскрытие трещин на керне больше, чем в условиях пласта.

Создана 3D-модель трещиноватости прискважинной зоны пласта, с учетом данных керна и MCI, на которой наглядно отражено пространственное положение плоскостей трещин (Рисунок 3).

Зеленым цветом обозначены трещины, выявленные микроимиджером, голубым – по керну. На модели отчетливо наблюдается сопоставимость результатов методов исследования ориентированного керна и скважинных имиджеров.

Таким образом, сейсморазведкой 3D в верхнетурнейских отложениях выявлена зона (предположительно зона разлома или разуплотнения) северо-западного и субмеридионального направления, аналогичное направление простираения трещин, получено по результатам исследования ориентированного керна и интерпретации данных электрического микроимиджера MCI, в тех же породах. ●

**Использованная литература**

1. Морозов В.П. Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя Республики Татарстан, Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона / В.П. Морозов, Е.А. Козина. – Казань : ПФ Гарт, 2007.
2. Стриженов А.А. Прогнозирование тектонической трещиноватости карбонатных отложений комплексом аэрокосмогеологических и геолого-промысловых исследований (на примере месторождений республики Татарстан)// Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть ОАО Татнефть. 25–26 апреля 2006 г. – М.: НХ, 2006. – 88–90
3. Киркинская В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л. : Недра : Ленингр. отд-ние, 1981.
4. SPE 162104-MF.Мусин К.М., Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш.. Оценка параметров трещиноватости пород-коллекторов Татарстана по данным ориентированного керна и скважинных имиджеров.

# ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА



**Ренат Муслимов,**  
профессор кафедры геологии  
нефти и газа КФУ,  
Академик АН РТ, РАЕН и АГН,  
доктор геолого-  
минералогических наук

## Анализ ситуации и прогнозы

Устойчивое развитие нефтяной индустрии РТ наглядно проявилось в успешном преодолении кризисов постигших РФ в рыночных условиях. Успешное преодоление последствий кризисов в рыночных условиях, произошло не само по себе, а благодаря длительному поступательному развитию нефтяной отрасли РТ в течение десятилетий советского периода. Особое значение в этом сыграл выход постановления Совета Министров СССР и Совета Министров РСФСР «О мерах по улучшению разработки нефтяных месторождений и обеспечению дальнейшего развития добычи нефти Татарской АССР» от 28 июля 1968 г. В этот период нефтяная отрасль не просто развивалась, а накапливала нефтяной потенциал для дальнейшего развития. В чем это выражалось?

1. В постоянном отстаивании существенно высоких уровней прогнозных ресурсов республики не ниже 400–450 млн.т, которые официальные экспертирующие организации (ВНИГНИ и др.) предлагали сократить до 90 млн.т. Такая позиция позволяла нам сохранять большие объемы глубокого разведочного бурения (ГРП) (в начале на уровне 180 тыс.м, а затем 110–130 тыс.м в год) с соответствующим большим объемом подготовки площадей сейсморазведкой и даже структурным бурением, в объемах 220–250 тыс.м в год.
2. Сохранение и даже увеличение объемов эксплуатационного бурения при настоятельном требовании его уменьшения как минимум вдвое ведущими институтами отрасли, большинством специалистов Госплана СССР и Миннефтепрома. И это понятно, так как на бурение и обустройство новых скважин

уходило более 2/3 всех выделенных капиталовложений. Таким образом, в невероятно трудных условиях борьбы за капиталовложения (с огромной помощью руководства Республики – ОК КПСС) нам удалось за 25 лет пробурить около 40 млн.м (более 25 тыс. скв.) эксплуатационных скважин, что на 10 млн.м (или на 6300 скв.) больше ранее предусмотренных. Это главный и мощнейший потенциал РТ, будущего развития нефтяной промышленности, который способствовал успешному преодолению последующих кризисных ситуаций и остается мощным фактором дальнейшего развития отрасли.

3. Для эффективного использования огромных объемов бурения (около 2 млн.м в год) были созданы и внедрены ряд новых, более эффективных методов поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, разработки залежей и повышения нефтеотдачи пластов в различных геологических условиях.

Все это позволило создать мощнейший потенциал нефтедобычи, в том числе не показанный в официальной отчетности. Этот неотраженный на начало рыночных реформ потенциал составлял 700 млн.т подготовленных запасов в традиционно нефтеносных горизонтах, не считая около 100 млн.т в пермских отложениях [1]. Если бы эти запасы были показаны, то уровень добычи в РТ мог бы установлен на 30–35 млн.т, т. больше (таковы были «правила игры» в те времена). К счастью этого не произошло и эти запасы остались в недрах. Большую роль в этом сыграла позиция руководства нашей Республики – бережного отношения к кадрам и соблюдения принципа – честных и добросовестных специалистов в обиду ни при каких условиях не давать.



Что мы имеем сегодня?

1. Объемы ГРП в РТ снижены. Глубокое разведочное бурение составляет всего около 50 тыс.м
2. Объемы эксплуатационного бурения по РТ снизились до 700 тыс.м в год ( в т.ч в ОАО «Татнефть» около 430 тыс.м, в ННК РТ порядка 260 тыс.м). В последних этот объем близок к оптимуму. Но в ОАО «Татнефть» сильно занижен.
3. Ранее накопленные запасы по существу проедаются и если это будет происходить современными темпами, то

ранее «зачерченных» запасов не останется уже после 2020 г.

4. Темпы и методы применяемые МУН не способствуют решению проблемы расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ). Реальную добычу за счет МУН в компании никто не знает. Об этом свидетельствует дисбаланс между показанной большой добычей и мизерными ежегодными приростами запасов за счет МУН. Это запутывает анализ ситуации и не нацеливает специалистов на реальную творческую работу в этом направлении.

5. Отчетность по приросту запасов жестко (как в советские времена) не контролируется ни самой компанией, ни ГКЗ. Такое положение и в целом по стране, о чем неоднократно писалось [2,3,4].

Таким образом, подготовленные резервы развития нефтяной промышленности РТ, сегодня существенно ниже, чем это было к началу рыночных реформ и они имеют тенденцию к ежегодному снижению, что и выявилось при планировании развития нефтяной промышленности РТ до 2030 г. (рис.1) [5].

РИС. 1а. Динамика добычи нефти и прироста запасов по РТ на 2010–2030 годы

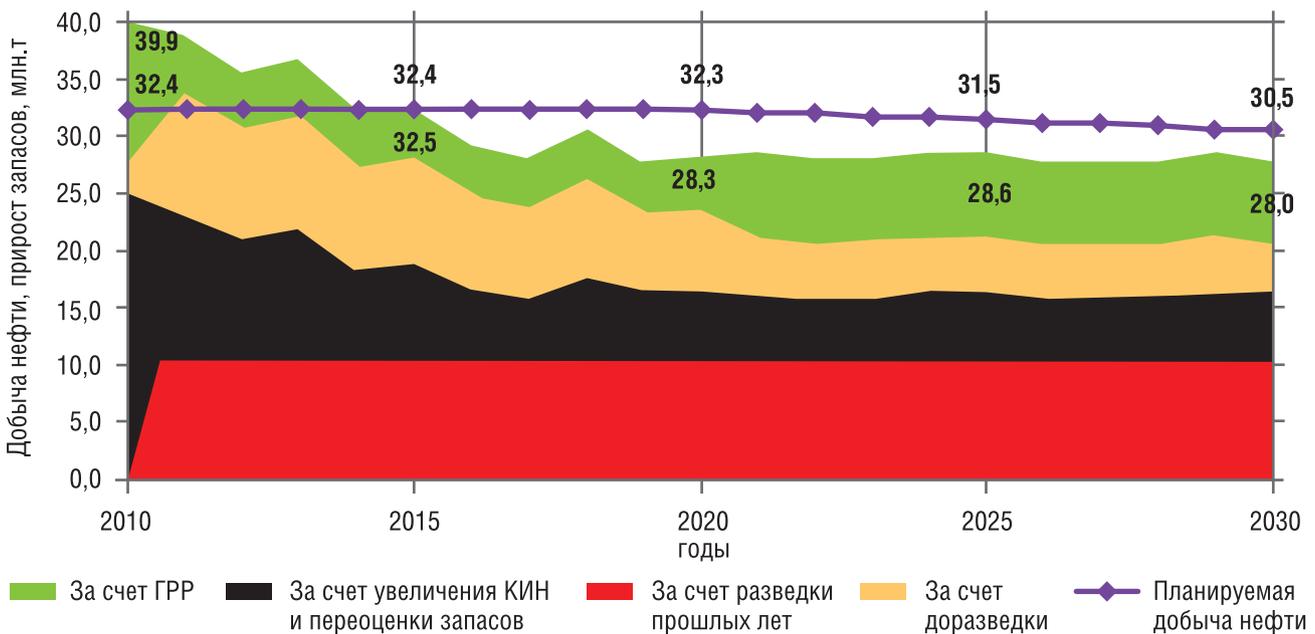


РИС. 1б. Динамика добычи нефти и прироста запасов по ОАО «Татнефть» на 2010–2030 годы

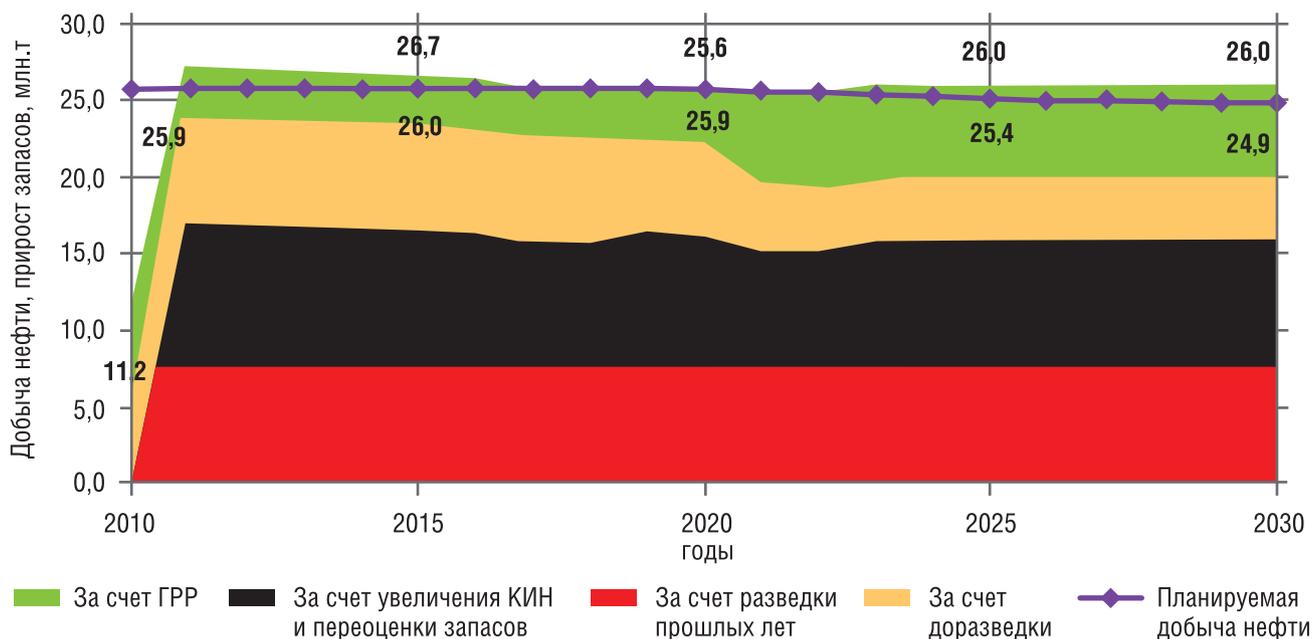
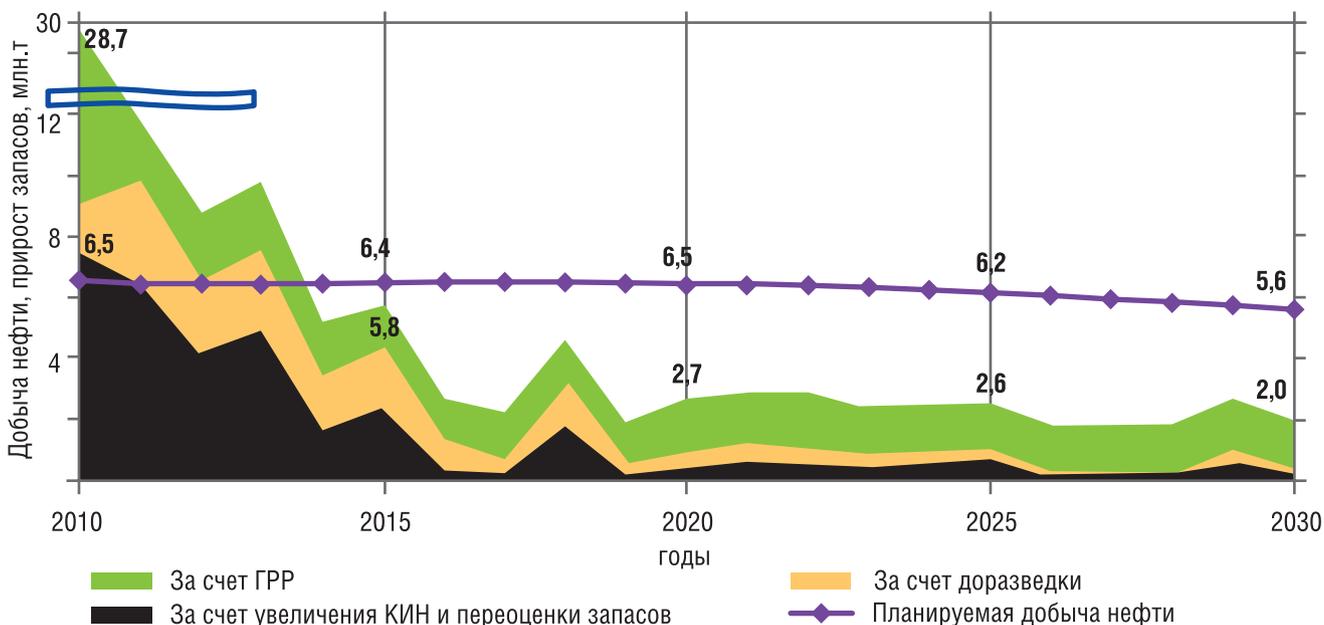


РИС. 1в. Динамика добычи нефти и прироста запасов по МНК РТ на 2010–2030 годы



При нынешнем подходе к ВМСБ (за счет ГРП и МУН) после 2020г. объемы ежегодного прироста запасов составят не более 10 млн.т при необходимых для устойчивого развития 35–40 млн.т. Решение проблемы объективно можно ожидать при нетрадиционных подходах.

### Первоочередные направления наращивания и использование углеводородного потенциала РТ при нетрадиционных подходах

1. Прежде всего, следует сосредоточиться на вопросах кардинальной и глубокой переоценки запасов действующих месторождений. В первую очередь, это касается крупнейших месторождений РТ: Ромашкинского и Ново-Елховского. Доказана необходимость уточнения кондиционных значений пород-коллекторов (по их снижению) и применению новых методов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), учитывающих природные свойства пластов, обусловленные условиями осадконакопления и последующих преобразований осадочных

пород. При этом существенно меняется геологическая модель месторождения и главное – появляется возможность целенаправленного проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), что существенно повышает их эффективность. На этой новой основе следует создать новую геолого-гидродинамическую модель Ромашкинского месторождения, провести детальный анализ его разработки и перепроектировать систему его разработки. Но это в настоящее время не воспринимается руководством геологической службы. Добыча на Ромашкинском месторождении стабилизировалась на уровне 15 млн.т. Официально числящиеся на балансе запасы при таких темпах иссякнут полностью через 22 года, а по залежам терригенного девона через 15 лет. Как будут объяснять реальную добычу нефти через 10–12 лет? Других возражений и вразумительных объяснений такой позиции неприятия доказанных предложений руководство Татнефти не дает.

2. Сегодня нужны принципиально новые подходы к разработке месторождений на поздней стадии разработки, которая по времени охватывает более 80% всей разработки месторождения [6]. Прежде всего это касается супергигантского Ромашкинского месторождения.

В Академии наук эти вопросы рассматривались неоднократно. Обоснованные нами новые идеи и новые подходы к разработке месторождения в IV стадии позволяют увеличить КИН на 11.4% (с учетом внедрения разработанных на сегодня МУН). Но с применением МУН более высоких поколений эта величина может быть еще увеличена до 12–15 процентных пунктов. Сегодня нашими разработками заинтересовались сибирские нефтяники.

3. Следующая проблема – разработка мелких месторождений, дающих в настоящее время 38% всей добываемой нефти. Так по мелким месторождениям в соответствии с установками ЦКР за 2005–2011 гг. планировались высокие проектные КИН, реально не обеспечиваемые принятыми проектными решениями. Только по проанализированным 18 месторождениям запроектированы КИН от 0.13 до 0.25 (в среднем 0.206), в то время как реально возможная нефтеотдача в соответствии с проектными решениями составляет всего от 0.1 до 0.25 (в среднем 0.147). Кардинальное решение проблемы реального увеличения нефтеотдачи мы связываем с инновационным проектированием. Разработкой инновационного проектирования в РТ мы занимаемся уже в



течении более 5 лет. Уже получены первые великолепные результаты. Но эти работы пока прекращены из-за противодействия «Татнефть» и отсутствия финансирования.

### Направление наращивания и использования углеводородных ресурсов РТ, требующие фундаментальных исследований и серьезного финансирования

Но вышесказанным не исчерпываются возможности старых, длительно эксплуатируемых месторождений. Резервы нефтедобычи в них больше, чем во вновь открываемых месторождениях. Так как это, как правило, крупнейшие месторождения. В чем заключаются эти резервы?

1. В сравнительно низких проектных КИН – 0.4–0.5 по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в (ранее названной завершающей) четвертой стадии разработки, можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. Это у нас в РФ практически еще не применяется. А на Западе уже применяется широко. Дорого? Да! Но на Западе же применяют [7].

Чтобы в РФ появилось заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0.4–0.5 до 0.6–0.7 и выше государству на этот период разработки месторождения надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов

разработки, а затем – оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели третью жизнь. Таким образом существенное отставание России во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а НК необходимо привести к управлению разработкой нефтяных месторождений новых мыслящих геологов, способных понять необходимость и пути новых инновационных научно-обоснованных принципов развития.

2. Значительным резервом нефтеотдачи в РФ являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков. В РТ это запасы выработанных участков, которые согласно проектам разработки должны оставаться в недрах после окончания эксплуатации. Мы

РИС. 2. Карта перспектив битумоносности РТ

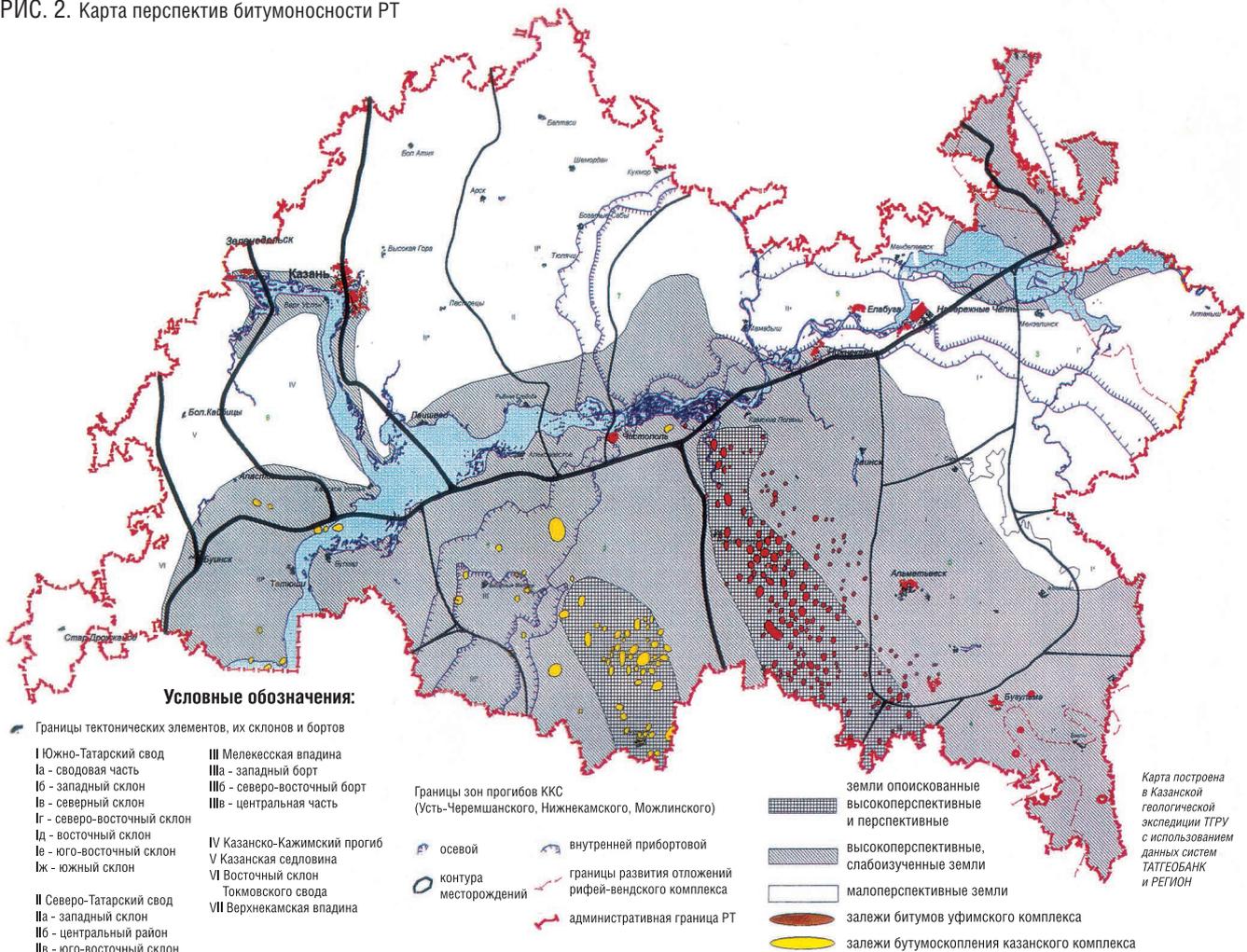
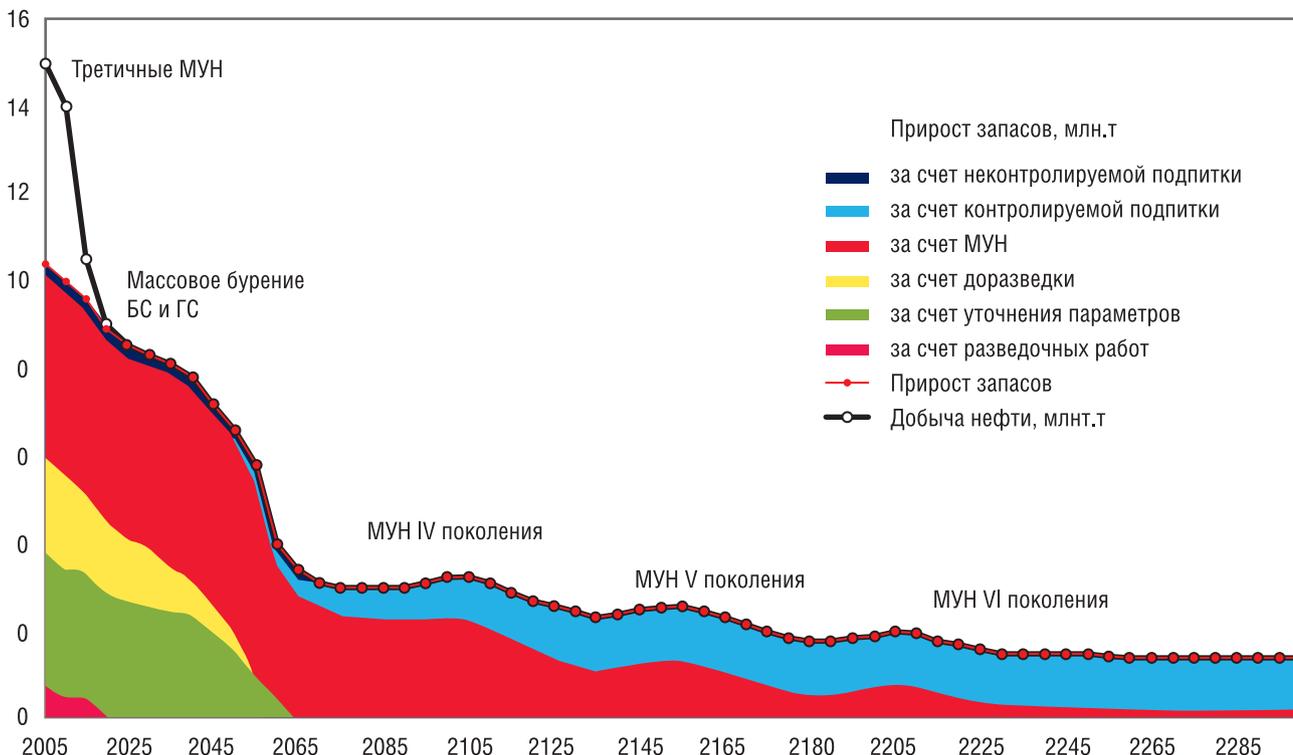


РИС. 3. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005 г. с учетом «подпитки»



извлекли 3,1 млрд. т запасов, а на этих участках осталось запасов даже больше этой величины. Это запасы в более благоприятных условиях – в основном маловязкие нефти в высокопроницаемых породах. Это громадный резерв нефтедобычи. Необходимо начать работы по поискам методов извлечения этих запасов, прежде всего, на залежах горизонта Д1 Бавлинского, девонских залежей Бондюжского, Первомайского и отдельных площадей Ромашкинского и участков Ново-Елховского месторождений. Предполагалось начать такие работы с девонской залежи Бавлинского месторождения, где ученые КФУ обосновывали реальную возможность достижения КИН – не менее 0.7 при проектном 0.596. В таком случае можно получить здесь – 18.2 млн. т запасов. За проведение таких работ взялась зарубежная фирма TGT, подразделение которой имеется в г. Казани. Участие в этой работе принимает и профессор КФУ Н.Н. Непримеров. Он давно обосновывал свои идеи выработки ОЗН и повышения КИН на поздней стадии разработки. «Татнефть»

согласилась с проведением таких работ. Но НК привычно волокитит этот вопрос.

3. Существенным резервом нефтедобычи в РТ являются залежи нефти в исключительно неоднородных карбонатных коллекторах. НПР в этих залежах оцениваются в объеме 2.6 млрд.т (извлекаемые около 440 млн.т при КИН – 0.17). Но последние наши исследования показывают, что мы не умеем считать реальные запасы, добычу и нефтеотдачу таких залежей. Запасы здесь явно занижены. Темпы разработки крайне низки (0.5–1.5% добычи в год, вместо 5–7 % в терригенных пластах). Но этими залежами целенаправленно никто не занимается. По нашим оценкам при целенаправленных исследованиях и проведении работ по поискам новых технологий можно удвоить извлекаемые запасы нефти и в 2–5 раз повысить темпы разработки.
4. Резервом нефтедобычи в РТ является освоение СВН и ПБ пермских отложений (рис.2). Этой проблемой нефтяники занимаются с 70-х годов прошлого столетия. Реальные результаты были получены

ОАО «Татнефть» с развитием технологий горизонтального бурения и сочетанием их с тепловыми методами по западным технологиям. Это несомненный успех Татнефти. Но надо понять, что эти технологии в условиях РТ могут иметь ограниченное применение (для 5–7% всех ресурсов УВ перми). А остальные запасы находятся в очень сложных геологических условиях и требуют значительно больших усилий, чем для трудноизвлекаемых запасов обычных нефтей (ТЗН). В 2011 г. АН РТ разработала сводную программу освоения тяжелых нефтей и ПБ на период до 2030 года. Но она пока не внедряется.

5. Первоначально начатые еще в середине прошлого столетия работы по общегеологическому изучению КФ привели нас в дальнейшем к исследованию процессов подпитки осадочного чехла УВ из глубин недр – мантии Земли. Важнейшая геологическая идея XX столетия – идея «подпитки» сегодня может быть востребованной. Она позволяет нам уверенно прогнозировать добычу нефти на любой период и дальнюю перспективу без каких-либо опасений оставить потомков без ценнейшего сырья – нефти и газа (рис.3) [5].



Но в современной России такие направления исследований не приветствуются по причине их сложности и наличия традиционных ресурсов УВ. Но в таком старом нефтедобывающем районе, как РТ, явившемся пионером этих работ в России и к тому же имеющим благоприятные условия для решения проблем «подпитки», все же необходимо проводить хотя бы минимальные научные исследования в этом направлении за счет средств НК республики. Для этого под эгидой АН РТ следует составить программу научных работ в направлении изучения КФ и процессов «подпитки» УВ Ромашкинского месторождения.

РТ с такой развитой нефтедобывающей отраслью сегодня не может остаться в стороне от сланцевой проблемы. Для оценки перспектив нефтегазонасыщенности мощных сланцевых и им подобных отложений под эгидой АН РТ составлена программа, выполнение которой не только подтвердит перспективы мандым-доманиковых толщ, но и даст возможность оценить их ресурсы и экономику добычи УВ.

Я здесь не упоминаю о более отдаленных направлениях исследований – перспектив извлечения угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием дополнительного выделяемого тепла для термической добычи высоковязкой нефти. Как это предлагают сегодня ученые Башкортостана [8].

## **Условия, необходимые для эффективного изучения и использования огромного ресурсного потенциала недр**

Для успешного стабильного развития нефтяная отрасль необходимо использовать опыт ОАО «Татнефть» о котором говорилось в начале статьи. А именно, в «тучные», благоприятные годы, усилить инвестиции и работы по совершенствованию разработки нефтяных месторождений

«увеличению КИН, наращиванию запасов, т.е. по созданию резервов производства. Все это поможет отрасли устоять в «тощие» годы, в период кризисов и рецессий, которые неизбежны в отрасли в современном мире и эти риски имеют тенденцию к дальнейшему ускорению.

Все вышесказанные направления указывают на огромные резервы развития нефтяной отрасли на ближайшие 20 лет и более дальнюю перспективу. Приоритетными в современных условиях должно быть развитие научных направлений. Здесь наши нефтяники серьезно отстают от мирового уровня. Нельзя просто взять и перенести западные технологии в наши условия. Любую технологию надо адаптировать к каждому конкретному месторождению (а они все разные, так как в природе нет двух одинаковых месторождений). Если это сделать правильно – успех обеспечен, в противном случае – не будет ни прироста запасов, ни роста добычи нефти.

В советское время ведущие наши специалисты нефтяники отмечали отставание отрасли от Запада на 30–40 лет по новым технологиям исследований, добычи и оборудованию для нефтяников. За годы рыночных реформ нефтяники РФ, получив доступ к западному оборудованию и технологиям бурения, добычи, ремонта скважин, МУН и ОПЗ. Не сумели в необходимой мере реализовать полученные преимущества. Это объясняется серьезным отставанием геологических научно-практических и фундаментальных исследований – от требований времени.

Бурное развитие технологий бурения различных скважин (ГС, РГС, МЗС, МГЗС, интеллектуальных скважин), техники заводнения и добычи, разработки новых МУН и ОПЗ не подкрепляется органичным вписанием этих методов в системы разработки. Поэтому пока низка их эффективность их точечного применения.

Положение усугубляет общее для РФ ослабление требований к подсчету запасов и качеству проектных документов на разработку месторождений.

Кардинальное решение проблемы реального увеличения нефтеотдачи мы связываем с инновационным проектированием.

Под инновационными мы понимаем проекты (техсхемы) разработки, в которых предлагаются к внедрению новые технологические и технические решения, позволяющие существенно повысить текущие технико-экономические показатели разработки и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней КИН при выполнении сегодняшних проектных решений.

Что же такое конкретное инновационное проектирование? Это проектирование применения на конкретном месторождении новейших технологий нефтеизвлечения, максимально учитывающих все особенности геологической характеристики залежей. По существу это небольшая научно-исследовательская работа по поиску новых технологий, оптимально соответствующих детальному геологическому строению месторождения и адекватно описывающих процессы нефтевытеснения для конкретных геологических условий залежи [9].

Начав работы по инновационному проектированию мы с изумлением поняли, что ни одно месторождение с ТЗН в РТ к такому проектированию не готово.

Во-первых, лабораторная база институтов, технологии исследования пород и флюидов, интерпретации этих исследований, организация этих работ сильно отстали от западного уровня. Нужны западные технологии этих исследований, а без обучения их специалистами мы не сможем достичь необходимых результатов современного уровня. Для обучения наших преподавателей и студентов нужны совместные программы и совместные исследования хотя бы на первом этапе.

Во-вторых, даже утвержденные комплексы промысловых и промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС) НК в большинстве не выполняются. А они были созданы для месторождений с активными запасами нефти (АЗН). Сегодня наши геофизики разработали новые методы промыслово-

геофизических исследований (ГИС), решив проблемы, которые мы ставили перед ними 30 лет назад. Без этих исследований никакие методы инновационного проектирования не дадут ожидаемых результатов. Но к сожалению они в РТ оказались не востребованы... Нужно утвердить обязательный комплекс ГИС, хотя бы для месторождений с ТЗН. Этот вопрос так же блокируется. Нет ответа на вопрос – почему Запад все это делает, а мы даже разработанное – не внедряем.

В-третьих, отсутствуют необходимые стандарты. Сегодня великолепные стандарты по отбору керн советского времени не используются. Их надо срочно возродить и обязать НК их выполнять.

Также необходимо срочно возродить стандарты привязки данных ГИС к данным анализа керн и срочно принять новый более информативный комплекс ГИС (стандарт), обязательный для выполнения при бурении скважин и контроля за разработкой.

Сегодня НК экономят на этих исследованиях. Однако торг здесь не уместен. Инновационное проектирование это тот рычаг, которым можно управлять освоением месторождения (от доразведки до повышения нефтеотдачи). Во-первых, сюда входят все необходимые исследования проблем разработки каждого месторождения в соответствии с его спецификой. В обычных условиях для этого нужно выполнения десятков различных тем. Во-вторых, такой проект после официального утверждения ЦКР (и даже ГКЗ) приобретает силу закона и обязывает НК его исполнять. Конечно, такие структуры как ГКЗ и ЦКР должны быть как минимум при Правительстве РФ (подобие США), или хотя бы ЦКР должна входить в госструктуру ГКЗ. В этих двух органах формируется фундамент развития месторождения на всю его долгую, не менее 100-летнюю жизнь. Но самое главное – нужны другие (мыслящие и принципиальные) специалисты для управления геологией и разработкой нефтяных месторождений.

Вместе с фундаментальной и прикладной наукой надо развивать аналитические

направления. Это могут делать научные подразделения и специалисты самих НК. Но здесь нужно понимание и воля руководства НК. Работу по созданию инновационных методов проектирования разработки мы разделили на два крупных этапа. Первый – для мелких и средних месторождений с ТЗН. Второй – для крупных месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки. Это объясняется совершенно разными путями изучения геологического строения, подбора технологий повышения нефтеизвлечения, а следовательно существенно различными методами проектирования. Ожидаемая эффективность последующего масштабного внедрения инновационных проектов для этих групп в условиях РТ будет различной. Ожидаемый прирост извлекаемых запасов составляет по первой группе около 400 млн. т, по второй – около 1 млрд. т. Но в первую очередь мы решили создавать методику для мелких и средних месторождений, разрабатываемых МНК. У последних больше шансов для востребованности этих методов, так как сегодня реальные КИН здесь весьма малы. Запасы месторождений небольшие, технико-экономические показатели разработки желают лучшего, перспективы развития МНК низкие. При сохранении запланированные уровни добычи рискуют быть невыполнимыми. А при развитии инновационного проектирования появляется для МНК обеспечения простого воспроизводства запасов и уменьшения темпов снижения добычи, а для Татнефти – обеспечение расширенного ВМСБ на уровне 120–125%.

У второй группы месторождений (крупные месторождения на поздней стадии) потенциал существенно выше, но новшества эти здесь не будут востребованы, так как НК устраивает существующее положение, базирующееся в основном в потенциале, созданном в советское время, который им позволял безбедно жить до настоящего времени и даст возможность в благоприятных условиях просуществовать даже до 2020, а возможно до 2030 г.

Однако к моменту создания методов инновационного проектирования второй группы месторождений (после 2015 года) можно прогнозировать приход к руководству новых по современному мыслящих инициативных, самостоятельных геологов и руководителей. Тогда эти методы и технологии очевидно будут востребованы. В современной России ни недропользователям (за редким исключением), ни власти не нужны качественные инновационные проекты. Главная причина этого – в философии удовлетворенности современным положением. Пропагандируемая властью стабильность в обществе на деле оборачивается ожиданием нестабильности.

А отсутствие в РФ реальной поддержки инноваций со стороны властей объясняется высокими ценами на мировых рынках нефти. При этом отсутствует ответственность властных структур за выполнение планируемых уровней добычи, ВМСБ и КИН. ●

#### Литература

1. Муслимов Р.Х. Научные труды. (сборник) / М: Изд-во «Закон и порядок», 2007. – 523 С. (Опубл. в 2008 г.)
2. Хисамов Р.С. ОАО «Татнефть»: МУН для сверхвязких нефтей недостаточно // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №5. – С.46–51.
3. Кимельман С., Полдобский Ю. ЭС 2030: Игнорируя реалии // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – №19(246). – С.20–26.
4. Савушкин С. Призадумались. Нефть и Капитал. – 2010. – №11 (173). – С.10–13.
5. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 664 с.
6. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанского гос. университета, 2003. – 596 с.
7. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009. – 727 с.
8. Гурторов Ю.А. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи: моно-графия / Ю. А. Гурторов, А. Ф. Косолапов, В. К. Утопленников; УГНТУ, Октябр. фил. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. – 212 с.
9. Муслимов Р.Х. Повышение нефтеотдачи пластов-приоритетное направление развития нефтяной отрасли современной России // Нефть.Газ. Новации. – 2013. – №4

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

**5–8 ноября**

VI Международная специализированная выставка

**«ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ. ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА – 2013»**

Украина, г. Киев, Международный выставочный центр, Броварской проспект 15

**НОЯБРЬ**

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

**14 ноября**

Всероссийский форум

**«Судоостроение и судоходство России: новые решения и экономическая эффективность»**

Москва, Radisson Blu Belorusskaya

**14 ноября**

Российский нефтегазовый саммит

**Разведка и добыча 2013**

Москва, Lotte Hotel Moscow

**20–22 ноября**

Международная специализированная выставка

**«Нижневартовск. Нефть. Газ-2013»**

Нижневартовск, Дворец искусств ул. Ленина, 7

**27–28 ноября**

IV Международная конференция

**«Нефть и газ Восточной Сибири и Дальнего Востока»**

Москва

# КАРДИНАЛЬНОЕ ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ «СТАРЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На вопрос о том, органическая нефть или неорганическая, наши крупные нефтяники обычно отшучиваются: «Нам всё равно, какая она. Лишь бы она была». Но, все-таки, это совсем не всё равно. Признание глубинного происхождения нефти и наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами кардинальным образом меняет подходы к оценке ресурсной базы, к поискам месторождений и, главное, к их разработке. Возможно ли увеличение нефтеотдачи за счет добычи нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов?



**Владимир Трофимов,** заместитель генерального директора ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН

В конце 1990-х годов на основе данных глубинной сейсморазведки МОГТ и данных о динамике выработки месторождений была сформулирована (Корчагин, 2001; Трофимов, 1999; Трофимов, Корчагин, 2002 и др.) концепция о том, что каждое нефтяное месторождение состоит из трёх основных компонентов:

- собственно ловушки углеводородов,
- некоего глубинного резервуара как поставщика (или генератора) углеводородных флюидов,
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар и ловушку.

То есть, каждое нефтяное месторождение рассматривалось как сложная и постоянно действующая гидродинамическая система, обеспечивающая подток глубинных углеводородных флюидов,

длительные сроки разработки и возобновляемость ресурсов. Не останавливаясь на подробной аргументации существования нефтеподводящих каналов и современной подпитки нефтяных месторождений (что неоднократно делалось в ранее опубликованных статьях и докладах), отметим следующие основные моменты.

1. По данным глубинной сейсморазведки МОГТ, проведённой по региональным профилям, установлены существенные различия в строении земной коры нефтегазоносных территорий и территорий, где месторождения углеводородов отсутствуют. Главное отличие – под нефтяными скоплениями на сейсмических временных разрезах регистрируются наклонные отражатели, рассекающие всю земную кору и, в ряде случаев, входящие в верхнюю мантию (рис. 1). Эти отражатели

РИС. 1. Характер земной коры на геотраверсе, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию

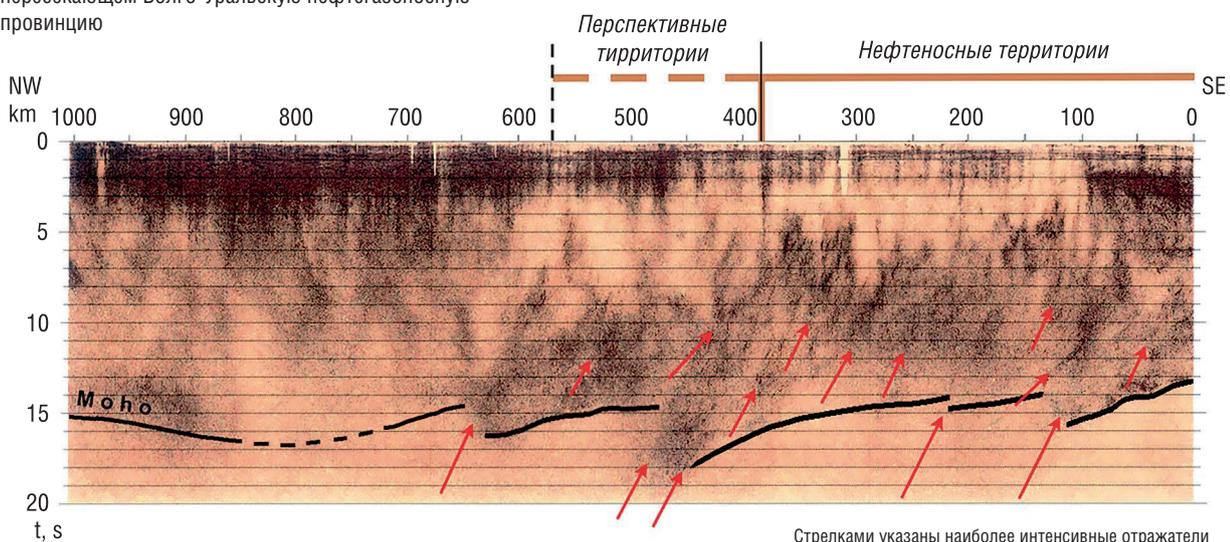
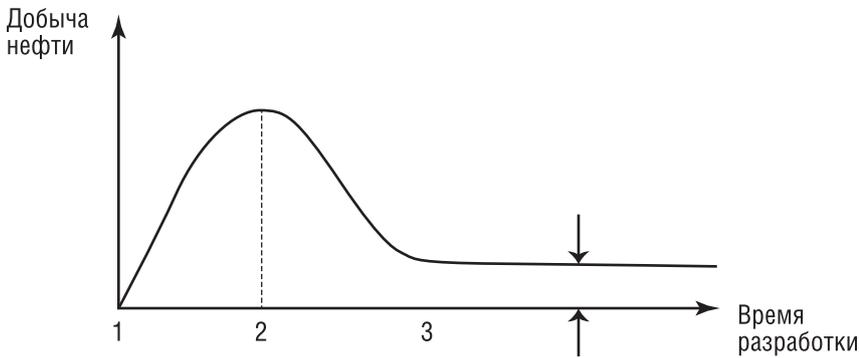




РИС. 2. Типичная схема выработки нефтяных месторождений



отображают зоны разломов, являющихся основными путями транспортировки углеводородных флюидов, то есть, по сути – нефтеподводящих каналов. В верхней части фундамента и в осадочном чехле они становятся субвертикальными и выделяются на сейсмических разрезах по традиционным признакам разломов. Заметим также, что раздел кора-мантия (граница Мохо) под нефтяными скоплениями также имеет явно нарушенный характер (рис. 1).

2. Как показывает многолетний опыт, по мере выработки месторождений, нефть в них не кончается. На позднем этапе разработки, когда запасы нефти в ловушке на целом ряде месторождений были практически исчерпаны, добыча нефти продолжалась. Как правило, это объяснялось применением более эффективных систем заводнения, применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), внедрением новых технологий и технологических решений. Несомненно, влияние этих мероприятий существует и именно они, обеспечивая уменьшение темпов падения добычи. Но полностью объяснить фактические данные о динамике добычи, а именно о ее стабилизации с определенного момента, эти мероприятия не могут. Так, на некоторых мелких по запасам месторождениях Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии и других регионов добыча производится с конца позапрошлого века до настоящего времени. В Татарстане крупные месторождения (в том числе, Ромашкинское) разрабатывались весьма интенсивно на протяжении более полувека, в результате чего из недр извлечено нефти

значительно больше, чем числилось на балансе (Муслимов Р.Х., 1997 г. и др.). Однако добыча на месторождениях продолжается и сейчас. Таким образом, добыча нефти на заключительном этапе не прекращается, а годовые объемы добываемой нефти остаются неизменными на протяжении многих десятилетий, что отображено на хорошо известной типичной кривой добычи (рис. 2), где 1 – начало разработки, 2 – максимальный уровень добычи, 3 – стабилизация уровня добычи на позднем этапе.

Основываясь на изложенных ранее положениях о том, что каждое нефтяное месторождение связано нефтеподводящим каналом с глубинным резервуаром (источником УВ флюидов) покажем, что типичная кривая добычи может быть интерпретирована иным образом (рис. 3).

До начала разработки между залежью, нефтеподводящим каналом и глубинным резервуаром устанавливается равновесное состояние. С началом разработки (точка 1) ловушка частично освобождается, равновесие нарушается и по каналу, если он сохранил активную связь с

глубинным резервуаром, начинают поступать новые порции нефти.

С начала разработки до времени стабилизации (точка 3), включая максимальный уровень (точка 2), добыча нефти осуществляется преимущественно из ловушки. На позднем этапе (после точки 3) добыча производится преимущественно за счет подтока нефти по нефтеподводящему каналу (точка 4). На этом этапе на месторождении устанавливается равновесие между объемами добываемой нефти и ее подтока. Именно на этом этапе нефтеподводящий канал находится в наиболее активном состоянии, а уровень добычи в этот период можно рассматривать как дебит нефтеподводящего канала данного месторождения. Как было показано ранее В.И.Корчагиным, уровни стабилизации составляют обычно от 3 до 20% от максимального.

Анализ кривых выработки месторождений позволяет сделать еще один важный вывод: добыча нефти из ловушки является необходимым этапом освоения месторождения, а добыча из нефтеподводящего канала наиболее актуальна для месторождений, вступивших в позднюю стадию.

Наличие под нефтяными месторождениями нефтеподводящих каналов позволяет по новому подойти ко многим аспектам освоения месторождений, повысить эффективность поисковых работ, правильнее оценить ресурсную базу как отдельных месторождений, так и целых регионов. Весьма заманчивой, по нашему мнению, становится возможность осуществлять добычу непосредственно из неподводящих каналов. В этом случае нефть, поступающая из канала, может

РИС. 1. Фактическая схема выработки нефтяных месторождений, с интерпретацией

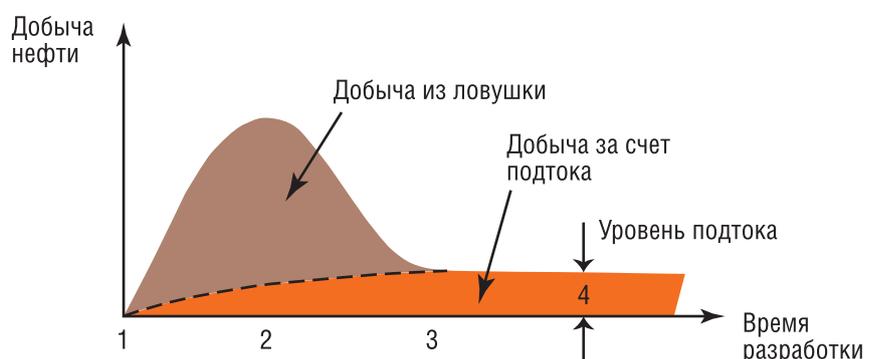
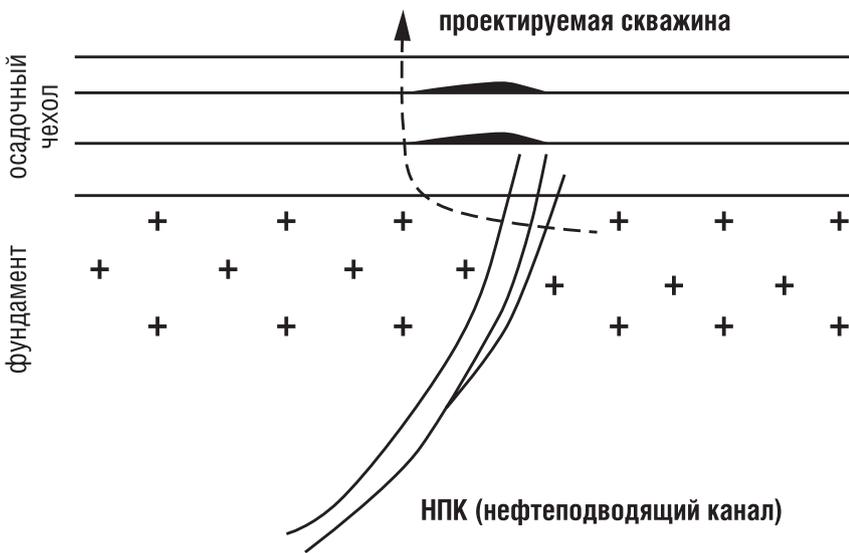


РИС. 4. Принципиальная схема вскрытия нефтеподводящих каналов горизонтальной скважины



извлекаться длительное время (десятки и сотни лет) с устойчивым дебитом. Не требуется применения технологий заводнения, нефть извлекается практически безводная. Как отмечалось ранее (патент РФ №2204700), для повышения дебита подтока глубинных углеводородных флюидов возможно применение методов, традиционно применяемых для повышения нефтеотдачи пластов (виброакустическое воздействие, солянокислотная обработка и др.). Рассмотрим как можно (и нужно) использовать эти каналы в практике нефтедобычи, обеспечивая тем самым кардинальное повышение КИН.

Для внедрения принципиально новых способов добычи, реализующих отбор нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов (Патент РФ 2204700, 2002; Трофимов, Корчагин, 2002) необходима точная их локализация в пространстве. Анализ геолого-геофизической информации показал, что эти каналы, являясь частью тектонических нарушений, представляют собой линейные или, по крайней мере, существенно не изометричные (в плане) структуры. Их протяженность по простиранию (по латерали) измеряется километрами и гораздо большими величинами, в то время как их толщина вкрест простирания (опять же по латерали) может исчисляться первыми метрами. Понятно, что точная локализация таких объектов сейсморазведкой сопряжена со значительными трудностями: если сам факт

наличия канала и его простирание сейсморазведкой определяется без особых проблем, то погрешность определения толщины этого канала и его положения вкрест простирания из-за физических ограничений сейсмического метода будут значительны. Вследствие этого целенаправленное вскрытие нефтеподводящих каналов поисковыми (вертикальными) скважинами сопряжено с большими трудностями и вряд ли практически осуществимо.

Представляется очевидным что, если нефтеподводящие каналы имеют подобные формы и пространственное положение, то наиболее эффективным методом их точной локализации и целенаправленного вскрытия является горизонтальное бурение (рис. 4).

Естественно, оно должно быть обосновано и тщательным образом спроектировано. Основными этапами проектирования локализирующей горизонтальной скважины являются:

- выявление аномальных по промысловым характеристикам скважин;
- анализ сейсморазведочных материалов с целью выявления канала и установления его простирания;
- проведение гравиразведки НГП (нестабильности гравитационного поля) для оценки степени активности канала, т.е. прогнозирования современного подтока по нему глубинных углеводородных флюидов;

- комплексный анализ всей полученной информации для принятия решения о целесообразности бурения горизонтальной скважины и для обоснования её траектории.

Последующее проведение в скважине геофизических и геолого-технологических исследований позволит оптимальным образом локализовать положение нефтеподводящего канала (каналов), а последующие испытания на приток – оценить степень его гидродинамической активности.

Зная пространственное положение канала можно спроектировать систему добывающих и вспомогательных скважин, и тем самым реализовать принципиально новую технологию отбора из него нефти.

Предлагаемый способ локализации нефтеподводящих каналов путём бурения горизонтальных скважин вкрест простирания этих каналов, последующего их изучения и использования в практике нефтедобычи методически был обоснован на одной из площадей Ромашкинского месторождения, где, есть надежда, нефтяная компания «Татнефть» пробурит в ближайшее время горизонтальную скважину на нефтеподводящий канал.

Предложенная технология малозатратная и в принципе подобные скважины могут быть рекомендованы и на других, даже небольших, но хорошо изученных месторождениях. Результаты могут превзойти ожидания. ●

#### Литература

1. Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. №8. с. 24–38.
2. Муслимов Р.Х. Развитие сырьевой базы нефтяной промышленности Татарстана. Вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и битумных месторождений. Казань. Изд-во Казанского ун-та. 1997. с. 5–26.
3. Патент РФ 2204700. Способ добычи нефти / В. И. Корчагин, Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, В.А. Трофимов.
4. Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов / Мат-лы науч.-практ. Конф.- Октябрьский, 1999. – с.28–30.
5. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. // Казань, Георесурсы. №1 [9]. 2002. с. 18–23.



# ОПЕРАТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## на поздней стадии с целью повышения извлечения нефти

Многие нефтяные месторождения России находятся на поздней стадии разработки, когда возрастает доля остаточной нефти и меняется структура запасов, – в залежах остаются огромные объемы трудно извлекаемой нефти. Если в 70-е годы нефтеотдача в целом по стране была доведена до 50%, то в последующем она постепенно снизилась до 30–40%, причем по нефтяным оторочкам газовых залежей она достигает всего 10%. Поэтому современное развитие добывающей промышленности в значительной мере связано с использованием интенсивных технологий эксплуатации нефтяных месторождений. При вовлечении в активную разработку трудно извлекаемых запасов нефти на базе физико-химических воздействий повышается роль оперативной информации о количестве и качестве пластовых флюидов. На основе этой информации решаются задачи оптимизации разработки нефтегазовых залежей, включая интенсификацию добычи, прогноз и увеличение конечной нефтеотдачи, оценку эффективности физико-химических воздействий на пласт и призабойную зону скважины.

Степень извлечения углеводородов из залежи зависит от свойств минерального скелета, флюидов и физико-химических особенностей взаимодействия между ними. Как известно, нефть в пластовых условиях не является однородной жидкостью. Поэтому различные фракции нефти фильтруются в породе с различной скоростью. В процессе разработки нефтегазовой залежи происходит изменение пространственного распределения ее физико-химических свойств из-за взаимодействия различных фаз фильтрационного потока со скелетом породы.

Для повышения достоверности прогноза по нефтеизвлечению необходима оперативная информация о структуре и подвижности пластовых флюидов. Информация об изменении пространственного распределения реологических характеристик нефтей (структурной неоднородности, вязкости, плотности) позволяет контролировать состояние разрабатываемой залежи и принимать оптимальные управленческие решения с целью повышения текущей и накопленной добычи. Эту информацию дает возможность получить технология оперативного мониторинга разработки нефтяных месторождений, созданная на базе техники и методики ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

### Особенности технологии для разных типов нефтяных залежей

Наряду с фильтрационно-емкостными свойствами породы на извлекаемость нефти из пласта существенное влияние оказывают реологические характеристики нефти, в особенности ее вязкость.

Предпосылкой эффективности применения метода ЯМР для изучения нефтяных залежей является уникальная чувствительность на молекулярном уровне к подвижности порового флюида, что позволяет различать подвижную и вязкую нефть. В отличие от традиционных лабораторных методов исследования нефтей метод ЯМР позволяет определять не только общую вязкость, но и вязкость отдельных фаз (составляющих компонентов) нефти. На рис. 1 представлено спектральное



**Аркадий Блюменцев,**  
д.т.н. профессор



**Игорь Кононенко,**  
к.т.н.  
ГНЦ РФ ФГУП  
ВНИИгеосистем

распределение времен релаксации, полученное при ЯМР исследовании образца нефти. Спектральным составляющим с большими временами релаксации соответствует компонента нефти, обладающая меньшей вязкостью (большей подвижностью или текучестью).

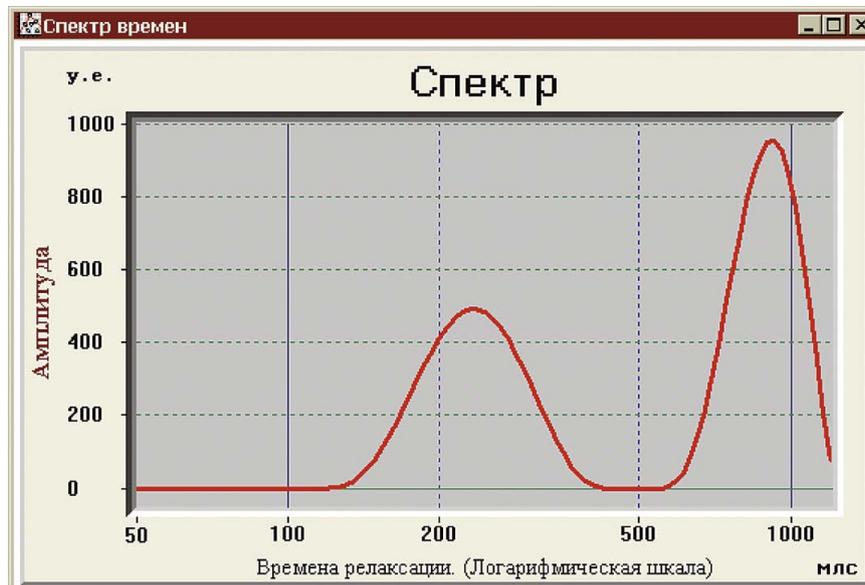
Это позволяет оценивать дополнительный (к текучести) показатель подвижности нефти – мобильность, который оказывает определяющее влияние на извлекаемость нефти из пласта. Мобильность нефти оценивается через обратную величину вязкости компоненты с большей подвижностью с учетом ее доли в общем составе нефти. При этом метод ЯМР дает возможность определять реологические свойства нефти и без ее извлечения из породы.

Мониторинг разработки месторождений нефти в соответствии с созданной технологией проводится по данным контроля физико-химических параметров нефти и воды с помощью ядерно-магнитных исследований отбираемых проб жидкости. При этом извлеченный продукт используется в качестве источника и носителя объектовой информации о составе и свойствах продуктивного пласта и пластовых углеводородов и вод. Методика структуризации остаточной нефти по типам и характеру подвижности позволяет исследовать распределение как прочно связанной остаточной нефти, так и подвижной ее компоненты. Получаемая информация о распределении подвижной остаточной нефти позволяет обоснованно подходить к планированию технологии ее извлечения.

В зависимости от типа месторождения нефти созданная ЯМР технология оперативного мониторинга разработки решает задачи, которые имеют определенные особенности.

Значительное парафиносодержание нефтей разрабатываемых залежей заводнением ухудшает их состав и свойства и имеет определяющее значение при формировании и разработке остаточной нефтенасыщенности объекта, когда происходит ее окисление, утяжеление и увеличение

РИС. 1. Спектральные показатели нефти/продукции



вязкости. Кроме того, на нефтяных месторождениях с повышенным содержанием парафинов при определенных режимах разработки могут создаваться предпосылки к возникновению и развитию асфальтеносмолопарафиновых образований (АСПО). При этом адсорбция АСПО на поверхности порового пространства снижает величину нефтепроницаемости пласта, что обуславливает уменьшение продуктивности скважин. Для предупреждения развития негативных процессов, оптимизации разработки и увеличения конечного нефтеизвлечения пластов проводится систематическое изучение реологических характеристик объектовых нефтей и определяется содержание в них парафинов посредством ЯМР исследований извлекаемого продукта.

Месторождения высоковязких нефтей (ВВН) рассматриваются в качестве перспективной базы для развития нефтедобывающей отрасли в ближайшие годы. Россия обладает значительными запасами ВВН, которые составляют около 55% от общих запасов. Для увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязких нефтей наиболее часто используют тепловые методы. При тепловом воздействии за счет вводимого в пласт тепла происходит изменение внутренней энергии пластовой системы. Это приводит к термическому расширению нефти и снижению

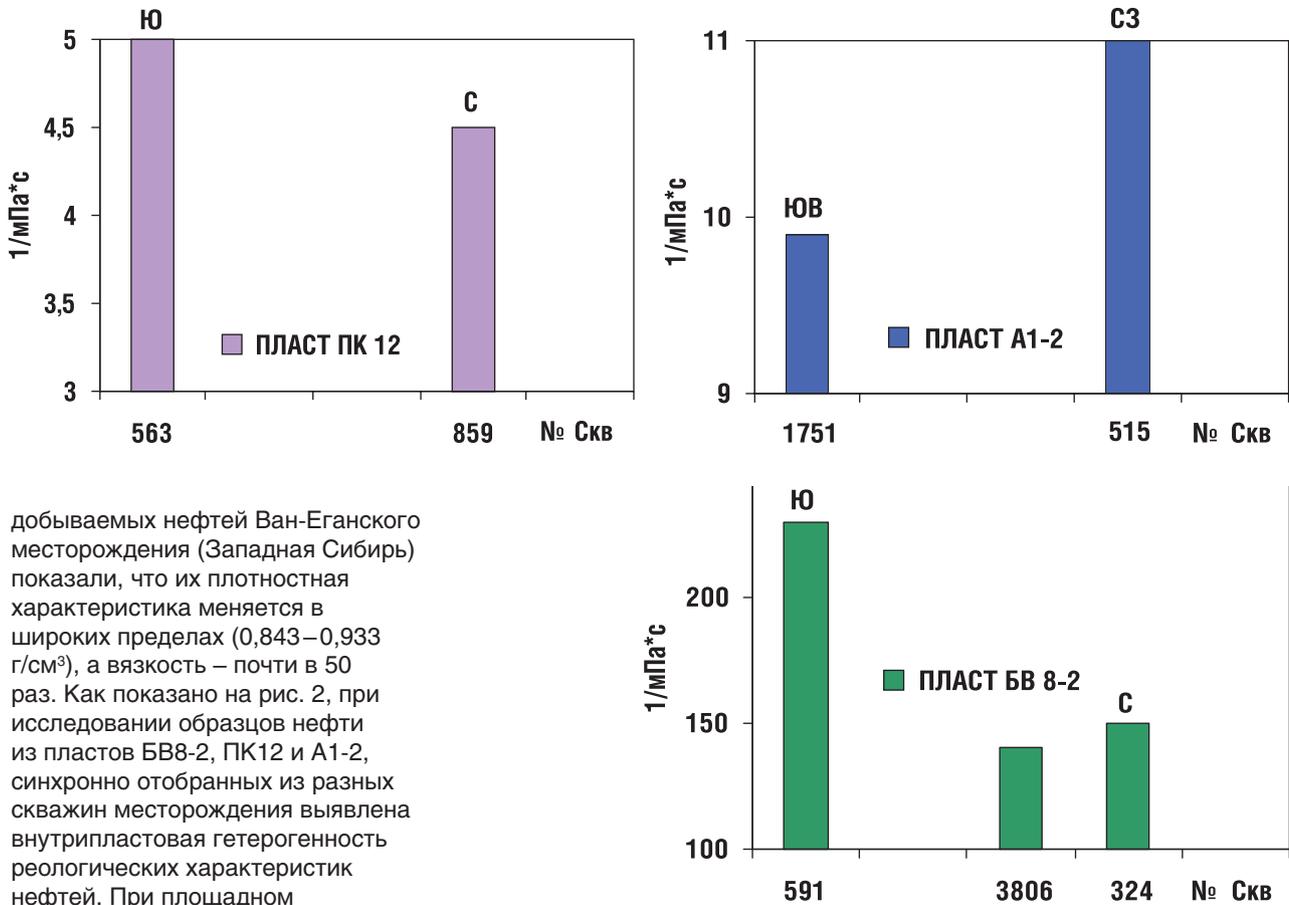
ее динамической вязкости, что положительно влияет на снижение остаточной нефтенасыщенности и повышение нефтеотдачи. При разработке месторождений тяжелой нефти термическими методами обычно 75% затрат приходится на генерацию пара. Минимизация суммарного отношения использованного пара к объему добытой нефти является одной из первоочередных задач усовершенствования технологии добычи тяжелых углеводородов. Оценка соотношения содержания подвижных и высоковязких компонентов в пластовой нефти, получаемая с помощью ЯМР исследований, позволяет оптимизировать систему термических воздействий на коллектор с целью максимально возможного извлечения продукта.

### Примеры применения ЯМР технологии мониторинга разработки нефтяных месторождений в различных регионах России

Обычно вязкость пластовых нефтей оценивают по очень ограниченному числу отбираемых образцов. При этом используют простые схемы распределения значений вязкости по залежи. В реальной практике значения вязкости нефтей имеют более сложное пространственное распределение. Проведенные систематические ядерно-магнитные исследования свойств



РИС. 2. Подвижность (текучесть) пластовых нефтей Ван-Еганского месторождения в единицах  $1/\text{мПа}\cdot\text{с}$   $10^3$



добываемых нефтей Ван-Еганского месторождения (Западная Сибирь) показали, что их плотностная характеристика меняется в широких пределах (0,843–0,933 г/см<sup>3</sup>), а вязкость – почти в 50 раз. Как показано на рис. 2, при исследовании образцов нефти из пластов БВ8-2, ПК12 и А1-2, синхронно отобранных из разных скважин месторождения выявлена внутрипластовая гетерогенность реологических характеристик нефтей. При площадном мониторинге продукции добывающих скважин выявлена определенная приуроченность легких и подвижных нефтей (с плотностью 0,843–0,856 г/куб. см и с вязкостью 4,4–8,3 мПа.с) к южной части (кусты №№ 7 и 10) месторождения, тогда как из скважин, расположенных в центральной его части (кусты №№ 37–49), извлекаются высоковязкие (до 215 мПа.с) нефти повышенной

плотности (до 0,935 г/см. куб). Временной мониторинг реологических характеристик добываемой продукции в процессе разработки месторождения, представленный на рис. 3, показывает, что даже в пределах синхронной однокустовой эксплуатации 2-х и более добывающих скважин

отмечается различное качество добываемых углеводородов. Так, при относительно стабильной вязкости (прирост менее 6,7 %) извлеченной из скважины № 1008 (куст 90) нефти в процессе 6-ти суточной эксплуатации вязкость более плотной нефти из скважины № 1010 того же куста изменилась синхронно почти на 57 %.

РИС. 3. Подвижность (текучесть) пластовых нефтей Ван-Еганского месторождения в единицах  $1/\text{мПа}\cdot\text{с}$   $10^3$

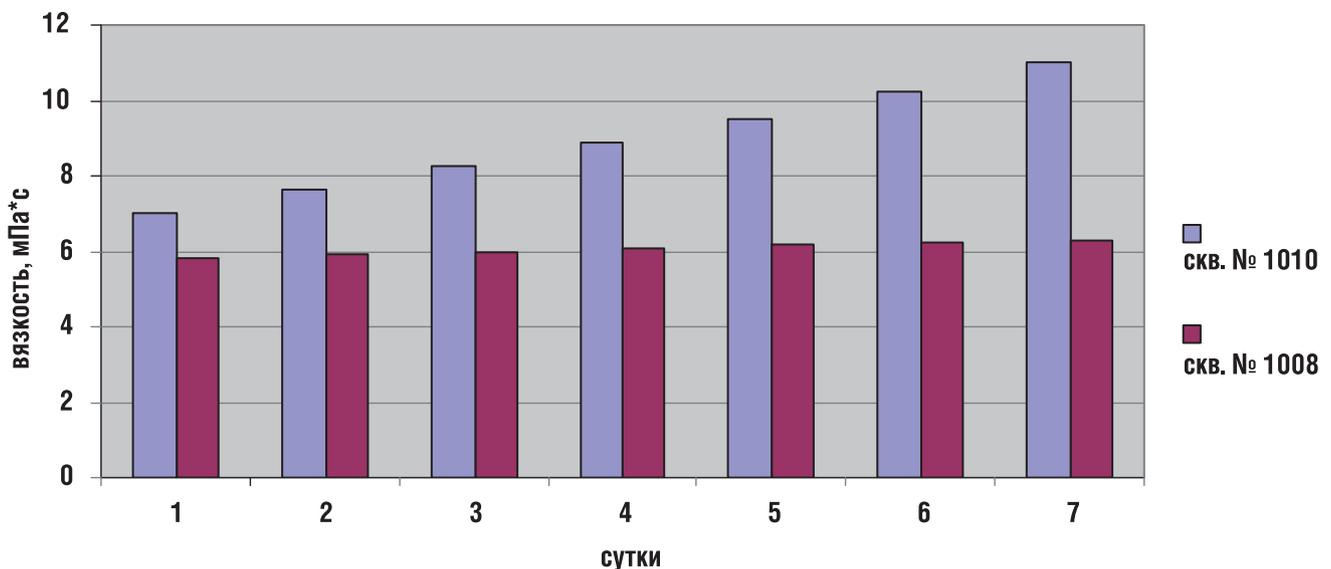
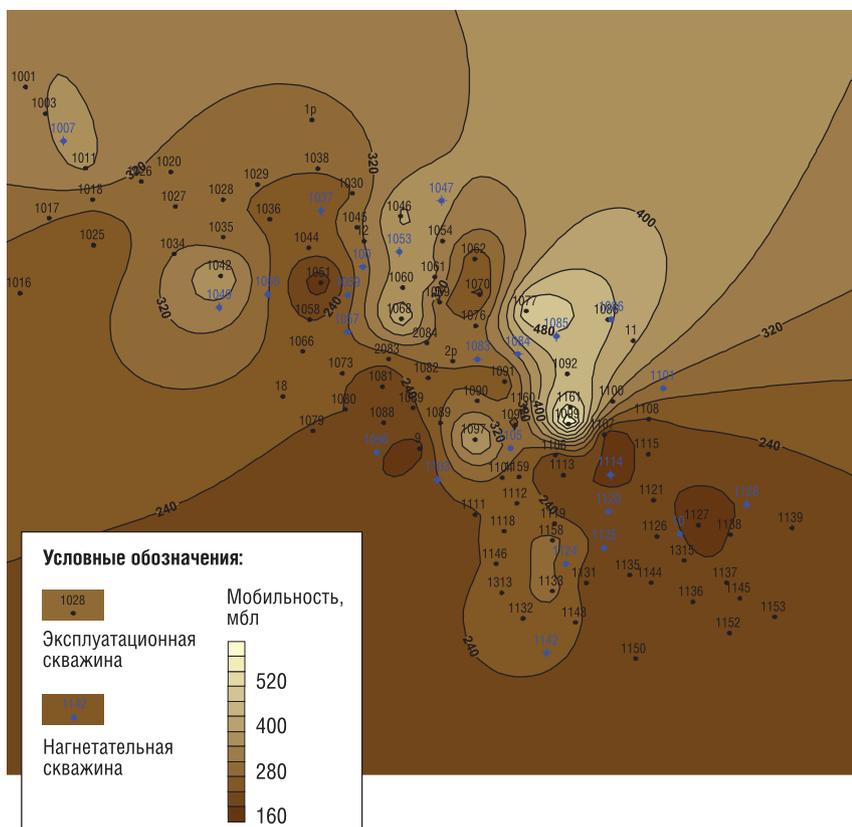


РИС. 4. Карта подвижности нефти по разрабатываемому пласту нефтяного месторождения



Получаемая в результате площадного и временного мониторинга информация об изменении свойств пластовых флюидов позволяет контролировать состояние разрабатываемой залежи и принимать оптимальные управленческие решения с целью повышения текущей и накопленной добычи.

На месторождениях с повышенным содержанием парафинов (Республика Коми) для контроля рисков возникновения АСПО используется температура насыщения нефти парафином. При снижении температуры нефти до величины температуры насыщения нефти парафином и менее начинается процесс формирования микрокристаллов АСПО. На первой стадии образования АСПО происходит зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов, на второй стадии – осаждение мелких кристаллов на поверхности твердой фазы, на третьей – осаждение на парафинированную поверхность более крупных кристаллов. При этом асфальтены выпадают и образуют плотный и прочный осадок, в то время как смолы только усиливают действие асфальтенов.

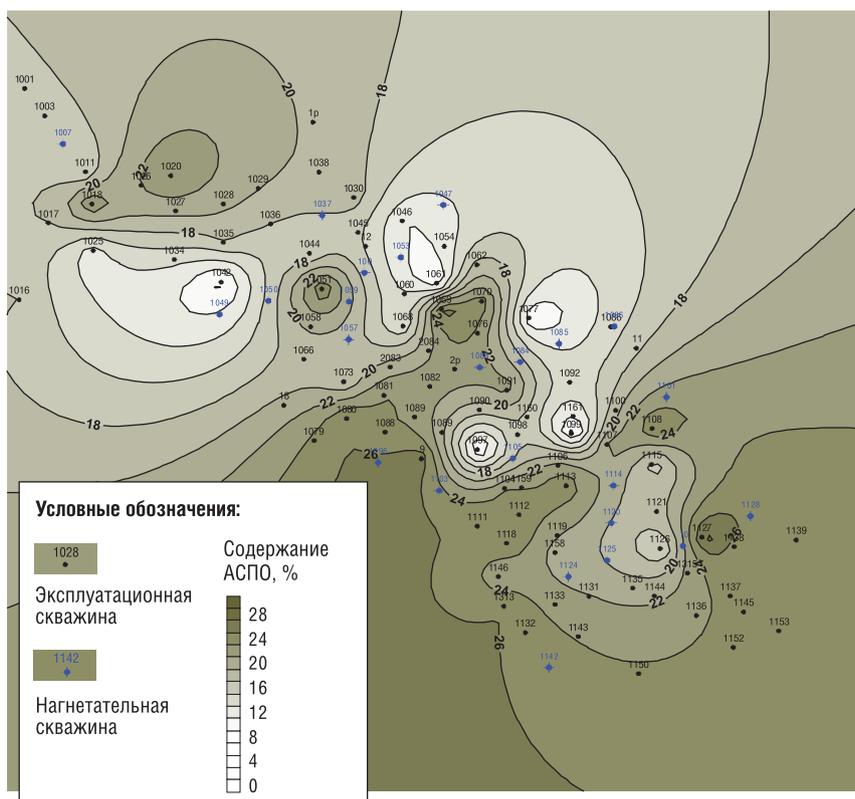
Анализ основных причин образования АСПО позволяет разделить их на две группы. К первой относятся те, которые характеризуют компонентный

состав и физико-химические свойства добываемых нефтей и их изменения в процессе разработки месторождения. Ко второй относятся те причины, которые определяют тепловое состояние пластов в процессе их эксплуатации. В связи с этим для предупреждения развития негативных процессов в разрабатываемой нефтегазовой залежи важная роль отводится мониторингу ее термодинамического состояния и систематическому исследованию реологических характеристик нефти.

На рис. 4 представлен пример карты подвижности нефтей по одному из пластов нефтяного месторождения, которая построена по результатам ЯМР исследований отбираемых проб продукта. Распределение зон высоких и низких показателей подвижности – мобильности извлекаемой нефти позволяет оценить

более и менее благоприятные участки залежей для фильтрации нефти в поровых каналах. В соответствии с этими особенностями закономерно распределяются по площади залежи эксплуатационные

РИС. 5. Карта содержаний АСПО в добываемой продукции из разрабатываемого пласта нефтяного месторождения





участки и скважины повышенной и пониженной продуктивности.

Поскольку температура насыщения нефти парафинами зависит от содержания парафина в нефти, была разработана специальная методика проведения ЯМР исследований отбираемых проб продукта, позволяющая определять содержание АСПО.

На рис. 5 представлен пример карты содержания АСПО в нефтях, построенной по данным ЯМР исследований проб продукта, отобранных в процессе эксплуатации одного из пластов нефтяной залежи.

Проведенные ЯМР исследования показали соответствие температур насыщения нефтей парафинами температурам застывания нефтей. Это позволяет использовать температуры застывания нефтей, определяемые посредством систематических ЯМР исследований отбираемых из объектовых пластов разрабатываемого месторождения проб продукта, с целью оценки возможного возникновения в них АСПО. Исследования нефтей из скважин различных эксплуатационных объектов, расположенных по определенным профилям, показали, что они различаются по температурам

застывания и плавления в широких пределах (12–43°C), что свидетельствует об их разном составе и содержании основных компонентов (парафины, асфальтены, смолы) в надмолекулярных образованиях АСПО. Проявление температурного гистерезиса на профильных термограммах (рис. 6) обусловлено, по-видимому, влиянием кристаллической решетки парафиновых структур в этих нефтях, а его величина – их строением и молярным весом. Сравнение пластовых и нефтяных термограмм позволяет выдавать рекомендации по поддержанию необходимых значений пластового и забойного давлений с целью снижения рисков возникновения АСПО. Основные риски АСПО связаны с призабойными зонами скважин, где забойное давление оказывается меньше оптимальной величины. В этих случаях происходит интенсивное выделение газа из нефти, что приводит к ее охлаждению и, следовательно, к выпадению из нефтяного раствора парафина в составе АСПО. Это вызывает последующую кольматацию пор, а также уменьшение проницаемости коллектора вследствие выделения свободного газа, и к усилению неньютоновских свойств нефти.

Основной целью использования ЯМР исследований вязких и высоковязких нефтей пермокарбоновой залежи (ПКЗ) Севера Европейской части было повышение нефтеизвлечения посредством рационального регулирования геологических мероприятий на базе данных систематического изучения добываемой продукции – мониторинга текущей информации о состоянии объектов. Данные ЯМР исследований позволяют оценить соотношение содержания подвижных и высоковязких компонентов в пластовой нефти, что необходимо для планирования системы дополнительных воздействий на коллектор с целью максимально возможного извлечения продукта.

Системный анализ результатов мониторинга состава и свойств извлеченных нефтей эксплуатационных объектов (ЭО) показал, что они характеризуются повышенными реологическими величинами. Из объектовых скважин, расположенных по профилю Запад – Восток, в основном извлекаются вязкие нефти (около 125 мПа.с), тогда как из скважин, пробуренных по направлению Юг – Север (рис. 7.), извлекаются нефти с широким диапазоном вязкостей

РИС. 6. Термограммы пластов и пластовой нефти (профиль СЗ–ЮВ)

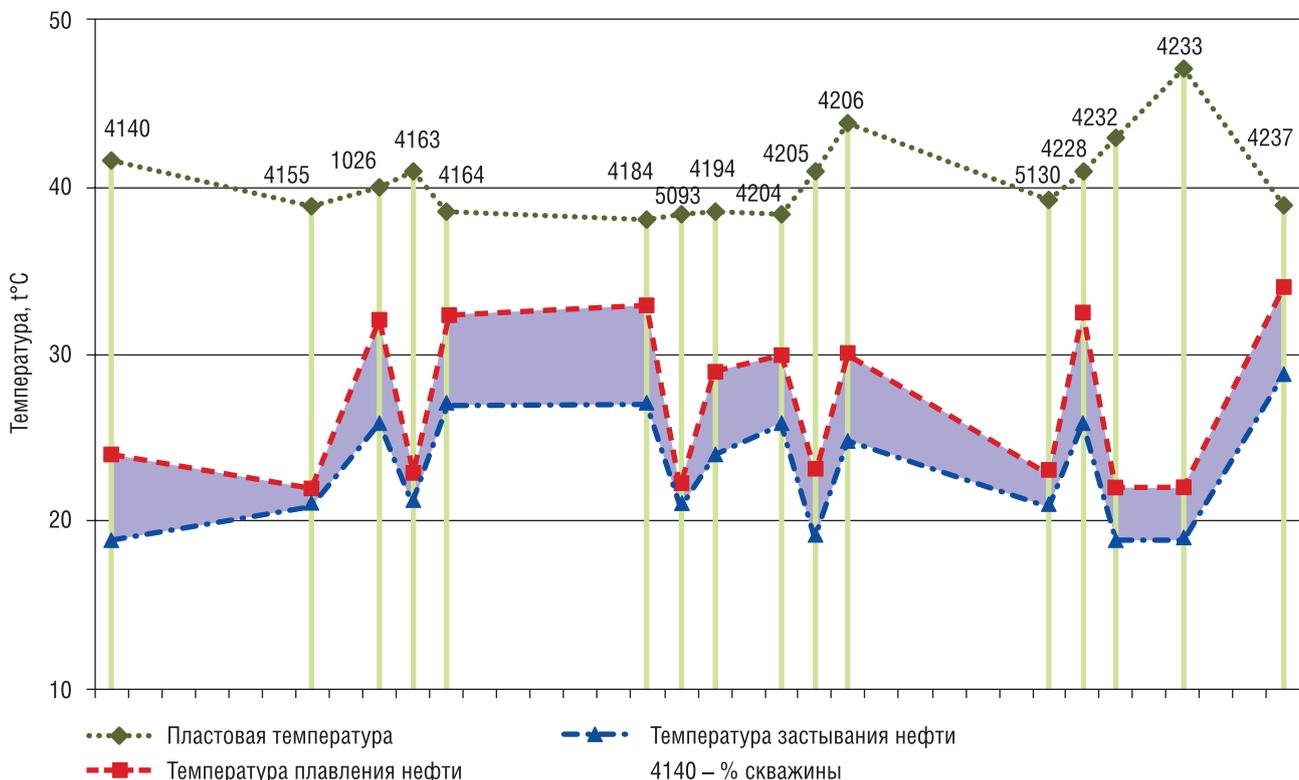
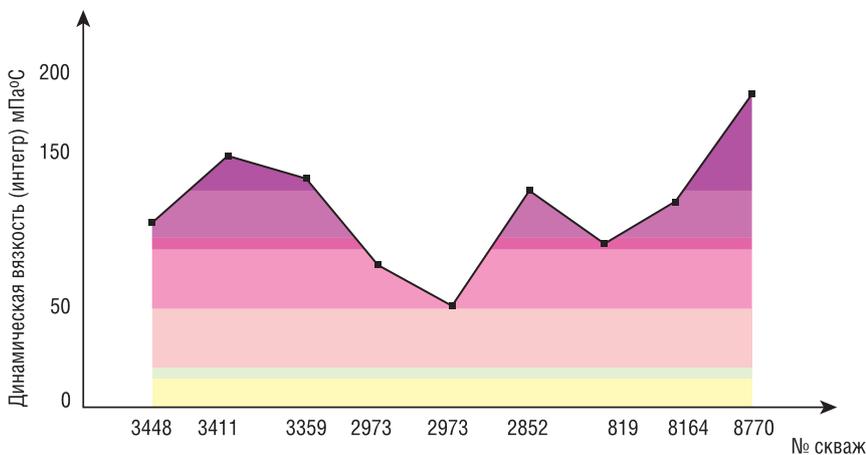


РИС. 7. Мониторинг реологических свойств нефтей по профилю Ю – С



(50–195 мПа·с), в том числе высоковязкие нефти извлекаются преимущественно в северной части профиля.

Полученные результаты исследований показали, что рациональная разработка северного ЭО залежи по профилю Юг – Север является более сложной задачей, что обуславливает дифференцированный подход к технико-промысловым мероприятиям на различных его участках. Для повышения объектовой добычи и коэффициента извлечения нефти очевидно более предпочтительной является целенаправленная тепловая обработка забоев добывающих скважин на южном и центральном участках этого профиля.

В результате площадного оконтуривания главных эксплуатационных блоков залежи по реологическим показателям в центральной части северного ЭО выделен перспективный участок добычи относительно подвижной нефти, которая может быть извлечена при оптимальном управлении его разработкой путем паротеплового воздействия (рис.8).

На основе данных систематических ЯМР исследований отбираемого продукта из эксплуатационных скважин получают информацию не только для оптимизации разработки залежи, включая выбор способа воздействия, но и для контроля эффективности этого воздействия. На рис. 9 представлены изменения во времени спектральных характеристик времен релаксации нефтей, отобранных в одной из

эксплуатационных скважин, после паротеплового воздействия (ПТВ).

Полученные спектры показывают существенное увеличение доли компонент нефти большей подвижности (площадь, окрашенная оранжевым цветом) после воздействия (спектр 1) и постепенное уменьшение их со временем (спектры 2–4).

Опыт применения технологии оперативного мониторинга разработки месторождений нефти

на основе ЯМР исследований показывает:

1. Данные ЯМР исследований отбираемых проб продукта позволяют классифицировать залежи по типу добываемых нефтей, что дает возможность выбирать наиболее оптимальные способы разработки.
2. В результате проведения петрофизических ЯМР исследований получают информацию, необходимую для моделирования разрабатываемых пластов, включая оценку остаточной нефти по типу и характеру подвижности.
3. В отличие от традиционных лабораторных методов по данным ЯМР исследований определяют не только общую вязкость, но и вязкость отдельных фаз (составляющих компонентов) нефти, что позволяет оценивать дополнительный (к текучести) показатель подвижности нефти – мобильность, который оказывает определяющее влияние на извлекаемость нефти из пласта.
4. Результаты моделирования и систематических ЯМР исследований отбираемого

РИС. 8. Пример площадного оконтуривания подвижности объектовых нефтей пермокарбоневой залежи

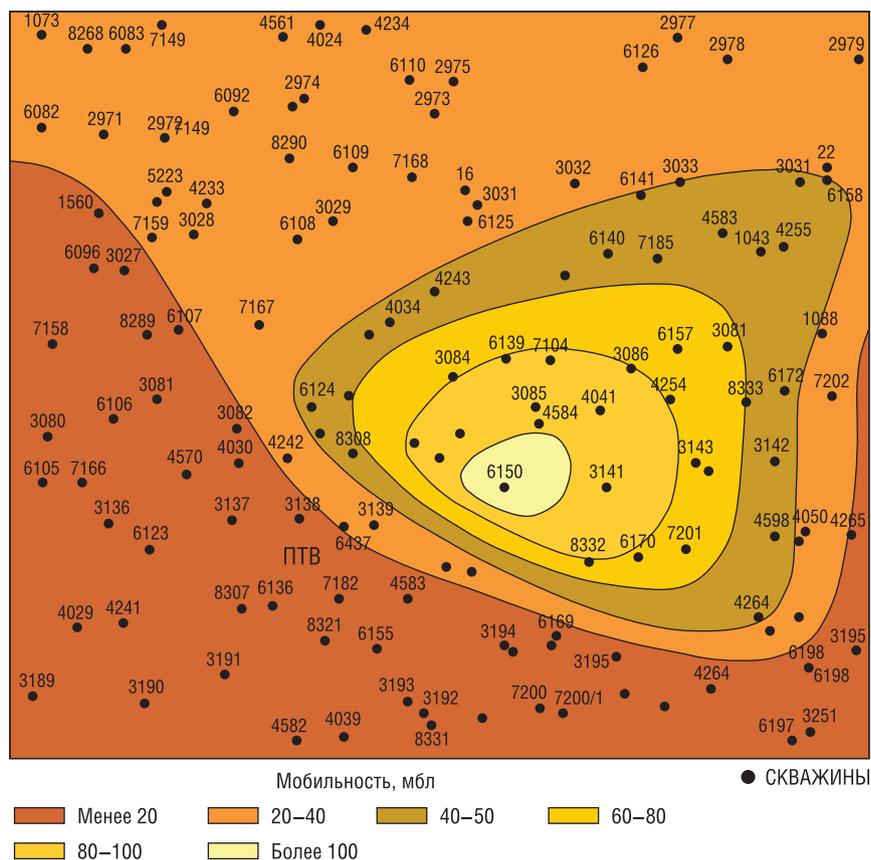
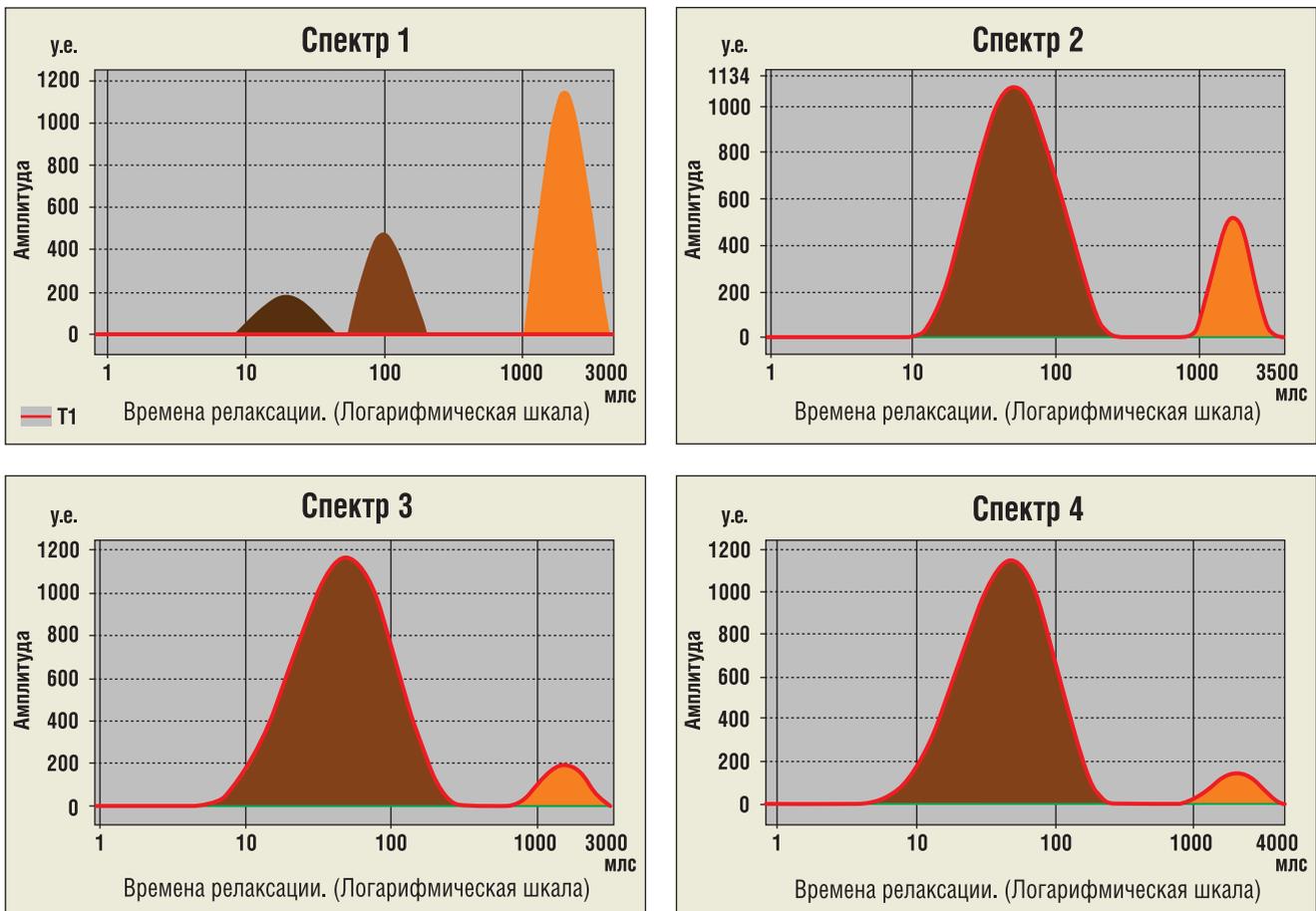




РИС. 9. Спектральные реологические характеристики нефти после ПТВ



продукта позволяют провести классификацию нефтяных пластов по их потенциальной продуктивности.

5. На месторождениях с повышенным содержанием парафинов данные систематического изучения реологических характеристик объектов нефтей и определения концентрации парафинов, полученные посредством ЯМР исследований извлекаемого продукта, дают возможность предупреждать возникновение и развитие асфальтеносмолопарафиновых образований (АСПО).

6. При проведении ЯМР исследований на месторождениях высоковязких нефтей получают информацию о соотношении содержания подвижных и высоковязких компонентов в пластовой нефти, которая необходима для планирования системы дополнительных воздействий на коллектор с целью максимально возможного извлечения продукта.

7. Получаемая информация о реологических характеристиках пластовых углеводородов, о характере и интенсивности взаимного влияния нефтей и вмещающих их пород-коллекторов позволяет выбирать наиболее эффективные технологии воздействия и оптимальные режимы разработки.

8. Мониторинг эксплуатации нефтяной залежи на основе перманентных ЯМР исследований отбираемого продукта позволяет оценивать эффективность применяемой технологии воздействия с целью повышения нефтеотдачи.

Созданная технология оперативного мониторинга разработки месторождений нефти базируется на программно-управляемом аппаратно-методическом комплексе (АМК) петрофизических ЯМР исследований каменного и флюидного материала. В составе АМК используется ЯМР релаксометр, который входит в Госреестр средств измерений. ●

**Литература**

1. Белорай Я.Л., Кононенко И.Я., Чертенков М.В., Чердниченко А.А. Трудноизвлекаемые ресурсы и разработка залежей вязких нефтей. «Нефтяное хозяйство», № 7, 2005 г.
2. Оперативный мониторинг качества вязких и высоковязких нефтей и битумов на поздней стадии разработки месторождений. А.М. Блюменцев, Я.Л. Белорай, И.Я. Кононенко. В материалах Международной научно-практической конференции: «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и битумов» – Казань: Изд-во «Фэн», 2007.
3. Михайлов Н.Н., Кольчицкая Т.Н. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. М., Наука. 1993.
4. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. – Казань: Новое Знание, 2000. – 226 с.
5. Патент на изобретение № 2386122 Способ и устройство для мониторинга разработки нефтяных залежей. 25.01.2008 г. Авторы: Белорай Я.Л., Кононенко И.Я., Сабанчин В.Д., Чертенков М.В.
6. Блюменцев А.М., Белорай Я.Л., Кононенко И.Я. Применение геоинформационных технологий при разведке и разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. Доклад на конференции «Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (НТО нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина с 18 по 21 февр. 2008 г.)



# «КАЗАНЬОРГСИНТЕЗ» – ПОЛВЕКА ЧЕСТИ И ТРУДА



**Нуретдинова Лилия,**  
руководитель  
Пресс-службы

Строительство промышленных объектов на ОАО «Казаньоргсинтез» было начато в конце 50-х годов прошлого века. В 1963 году была получена первая продукция – фенол и ацетон. Сегодня казанское предприятие можно смело назвать химическим гигантом России. ОАО «Казаньоргсинтез» выпускает 170 видов продукции, общим объемом полтора миллиона тонн в год

Современная структура ОАО «Казаньоргсинтез» включает семь заводов и вспомогательные подразделения, расположенные на одной площадке, обладающие единой транспортной, энергетической и телекоммуникационной инфраструктурой. Это заводы по производству этилена, полиэтилена высокого давления, производства и переработки полиэтилена низкого давления, бисфенола-А, поликарбонатов, оргпродуктов и технических газов, завод по подготовке и проведению капитальных ремонтов. На предприятии трудится более восьми тысяч человек.

Наиболее масштабные изменения на ОАО «Казаньоргсинтез» начались с приходом Главного акционера ОАО «ТАИФ» в 2004 году. Решением Совета директоров была принята программа стратегического развития, предусматривающая реконструкцию и модернизацию существующих и строительство новых производств. Цель этой программы – достичь уровня современных крупных нефтехимических компаний мира. Проведенный этап реконструкции и модернизации позволил в разы увеличить производственные мощности. На сегодняшний день на казанском



предприятия производится более 40% российского полиэтилена. «Казаньоргсинтез» один из первых в стране, кто начал производить бимодальный и линейный полиэтилен низкой плотности, а по производству поликарбоната – единственный в России. Продукция предприятия востребована не только в России, но и в странах СНГ. Кстати, география поставок продукции «Казаньоргсинтеза» с каждым годом только расширяется. Предприятие работает с 30 странами мира, в которые экспортируется четверть производимой продукции.

На реализацию I этапа Программы с 2004 по 2008 год было направлено 35 миллиардов рублей или 1 миллиард долларов. Именно на эти цели были взяты займы и кредиты. В то время, мощный рывок в производственном и экономическом развитии ОАО «Казаньоргсинтез» называли «агрессивной стратегией». Это неудивительно. За несколько лет удалось значительно увеличить мощности по основным продуктам. Так, например, объем выпускаемого фенола составлял 42 тысячи тонн, а теперь – 65 тысяч тонн в год. Мощности по заводу Этилен с 430 увеличились до 640 тысяч тонн. По полиэтиленам низкого давления расширили мощности до 510 тысяч тонн, хотя вначале получали 197 тысяч тонн.

Мировой финансовый кризис не мог не отразиться на предприятии. В 2009 году многие банки одновременно потребовали возврата заемных средств. Это могло привести к угрожающим последствиям, влекущим за собой даже банкротство акционерного общества. Тогда, при поддержке Правительства России, Республики Татарстан и Главного акционера, удалось преодолеть кризис. Под гарантии государства, оценившему стратегическое значение предприятия, удалось решить проблемы с кредиторами, получив кредит в «Сбербанке» России. Сейчас предприятие в стабильном финансовом положении. Так, по итогам прошлого года «Казаньоргсинтез» увеличил чистую прибыль в 7,5 раз и довел ее до 3 миллиардов 285 миллионов рублей.

Предприятие последовательно наращивает объемы производства: по результатам 2011 года объем



произведённой продукции составил 1 230 тысяч тонн, в 2012-ом «Казаньоргсинтез» выпустил 1 439 тысяч тонн основных видов продукции.

В акционерном обществе действует Интегрированная Система Менеджмента Качества, Охраны здоровья и Обеспечения Безопасности Труда, Экологии (ИСМКОЗиОБТЭ), которая соответствует международным и российским стандартам:

- МС ИСО 9001-2008 и ГОСТ Р ИСО 9001-2008 «Система менеджмента качества. Требования»;
- МС ИСО 14001:2004 и ГОСТ Р ИСО 14001:2007 «Система экологического менеджмента. Требования и руководство по применению»;
- МС OHSAS 18001:2007 «Система менеджмента охраны здоровья и обеспечения безопасности труда. Требования» и ГОСТ 12.0.230.2007 «Системы управления охраной труда». Общие требования».

Немаловажным фактором является и достойный уровень заработной платы заводчан. Среднемесячная зарплата на предприятии составляет более 32 тысяч рублей, что соответствует

первым позициям по зарплате в химической отрасли в Республике Татарстан.

Медицинское обслуживание, сфера общественного питания, организация детского отдыха по своему качеству, доступности и технической оснащенности занимают самые передовые позиции в городе Казани и Республики. На балансе ОАО «Казаньоргсинтез» находятся объекты социальной сферы: базы отдыха, Комбинат общественного питания, медико-санитарная часть, плавательный бассейн «Синтез». Деятельность подразделений социально-бытового назначения, направлена на решение социальных задач, создание благоприятных условий для трудовой деятельности и формирование здорового психологического климата в коллективе.

Первые шаги команды нового поколения ОАО «Казаньоргсинтез» вселяют уверенность, в том, что они справятся со стоящими перед предприятием задачами, тенденция постоянного повышения эффективности производства стабилизируется и станет нормой прогрессивного роста, обеспечивающего акционерному обществу гордое звание флагамена нефтехимического комплекса Российской Федерации. ●



*Председатель Совета  
директоров  
ОАО «Казаньоргсинтез»*

## *Уважаемые заводчане!*

Казанскому Заводу органического синтеза исполнилось **55 лет!**

Имя нашего предприятия и его продукция вот уже несколько десятилетий широко известны не только в Республике Татарстан, в Российской Федерации, но и далеко за их пределами. Первый фенол, и первый этилен, произведённые в шестидесятые годы прошлого века, позволили предприятиям советской промышленности перейти с импортного сырья на более недорогое и качественное – отечественное. Сегодня ОАО «Казаньоргсинтез» является одним из основных предприятий газо-химического комплекса, обеспечивающего создание экономического потенциала страны.

**55 лет** вместили в себя трудности и радости, огорчения и победы, весь тот нелёгкий путь, который прошёл коллектив от выпуска первой продукции **50 лет** назад, до сегодняшнего дня. И так уж случилось, что в своих достижениях на протяжении всех этих лет раньше других добивались наилучшего результата.

Мы были первым предприятием в стране, освоившим в 1963 году выпуск фенола в объёме 45 тысяч тонн и ацетона в объёме 27,5 тысяч тонн в год, что было наибольшей мощностью в стране. И это было только начало развития. В 2013 году «Казаньоргсинтез» выпускает 170 видов продукции объёмом свыше 1,5 миллионов тонн в год.



Мы продолжаем оставаться первыми, лучшими в своей отрасли, не только по объемам производимой продукции, но и по ее качеству.

Но это было вчера. Сегодня руководство России и республики Татарстан ставят задачи более быстрых темпов развития. Сделанное вчера, становится только небольшой частью того, что нам предстоит впереди.

Прежде всего, это достижение кратного увеличения надёжности энергообеспечения. В этом направлении многое делается на уровне Правительства Республики Татарстан, но и на предприятии предстоит большая и серьёзная работа. Вторая, не менее важная задача - полное освоение проектных мощностей как действующих, так и вновь построенных заводов. Безусловно, выполнение такой масштабной инвестиционной программы, которая реализуется на ОАО «Казаньоргсинтез» в последнее десятилетие, стало возможным после его вхождения в группу компаний «ТАИФ» и привлечения при содействии Республики Татарстан и Российской Федерации кредитных средств. Поэтому третьей наиважнейшей задачей для Общества является погашение долга по кредитам и займам.

Задачи предельно сложные, но реальные и выполнимые таким коллективом профессиональных менеджеров, инженеров, технических работников и

всех остальных, кто причастен к общему результату.

Много можно говорить о технике, о заводах, поднявшихся ввысь и продолжающих расти и совершенствоваться. Но прежде всего, нужно помнить о тех людях, руками которых создано всё, что представляет собой ОАО «Казаньоргсинтез» сегодня. Так же хочется выразить особую благодарность первому Президенту, Государственному Советнику РТ Минитимеру Шариповичу Шаймиеву, за постоянную поддержку ОАО «Казаньоргсинтез» и других нефтехимических предприятий, которую мы всегда ощущали.

Земной поклон тем, кто поднял эти корпуса в далёкие шестидесятые, тем, кто обеспечил безаварийную эксплуатацию, освоение и сохранение предприятия в конце XX века, кто строил и продолжает строить и совершенствовать заводы акционерного общества, выпускать высококачественную и востребованную продукцию в XXI веке. Каждый из Вас – часть истории предприятия, незаменимый творец будущего.

Спасибо ВАМ!

Примите в этот радостный и торжественный день юбилея искренние пожелания дальнейших успехов в развитии предприятия, здоровья, добра и процветания.

Сила во благо.

*Председатель Совета директоров  
ОАО «Казаньоргсинтез»*



# ПЕНОСТЕКЛО FOAMGLAS® – ДОЛГОВЕЧНЫЙ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЙ МАТЕРИАЛ И ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

«Промышленно-инжиниринговая компания» работает в нефтегазовой сфере с 2004 года. Десятилетний опыт в предоставлении профессиональных инжиниринговых услуг, в том числе и сфере тепловой изоляции, позволяет компании эффективно решать любые задачи. С какими проблемами приходится сталкиваться специалистам компании и как находят их решение?



**Андрей Холин,**  
Руководитель проектов  
ООО «Проминком»

Одной из проблем, с которыми столкнулись специалисты компании «Проминком», являлось увлажнение оборудования и трубопроводов, рабочая температура которых ниже температуры окружающей среды из-за конденсации на их поверхности влаги из воздуха. Образование влажной среды способствует возникновению коррозионных процессов (рис. 1), срок эксплуатации оборудования при этом существенно снижается, и в то же время увеличивается риск аварий, связанных с уменьшением прочности корродируемого оборудования.

В общем случае «холодными» процессами в соответствии со СНИП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» считаются те, где температура оборудования ниже +19°C.

Традиционно тепловая изоляция низкотемпературного оборудования производится минеральной ватой с парозащитным слоем,

газонаполненными ячеистыми полимерными материалами на основе полистирола и полиуретана или изделиями из вспененного каучука. Все эти материалы в той или иной мере обладают паропроницаемостью, что приводит к увлажнению самой изоляции и изолируемого оборудования за счет конденсации влаги в «точке росы», располагающийся или в толще материала, или на поверхности оборудования.

Ячеистые изоляционные материалы также обладают и капиллярным впитыванием влаги.

Кроме того, в большинстве случаев необходимо соответствие применяемых теплоизоляционных материалов требованиям эксплуатационной надежности, промышленной и пожарной безопасности, и зачастую, стойкости к агрессивным средам. В частности на объектах повышенной опасности, к которым относятся и объекты ОАО «Газпром», запрещается применение горючих изоляционных материалов, которыми являются полимерные изоляционные материалы и вспененные каучуки.

Весьма значим и такой параметр как долговечность изоляционного материала, определяющий как долго тепловая изоляция может эксплуатироваться без капитального ремонта.

Специалисты «Проминкома», с учетом мирового опыта в области применения высокоэффективных теплоизоляционных материалов, нашли комплексное решение данной проблемы.

Для изоляции «холодного» оборудования было предложено применять пеностекло – теплоизоляционный материал,

РИС. 1. Поверхностная коррозия «холодного» оборудования





обладающий уникальным комплексом свойств, срок службы которого в то же время значительно превышает аналогичные параметры традиционных применяемых утеплителей.

Остановимся на его свойствах более подробно.

Пеностекло торговой марки FOAMGLAS® представляет собой ячеистый материал со структурой пены, получаемый из стекла специального состава методом вспенивания диоксидом углерода, образующимся при сгорании тонкодисперсного угольного порошка. Диаметр ячеек (закрытых газонаполненных пузырьков) составляет всего 0,5–1 мм.

Уникальным комплексом свойств пеностекла FOAMGLAS® являются его паронепроницаемость и влагонепроницаемость в сочетании с негорючестью.

РИС. 2. Пеностекло FOAMGLAS® – плиты и фасонные изделия



Пеностекло FOAMGLAS® абсолютно негорючий материал, не выделяющий при нагревании токсичных веществ и дыма.

FOAMGLAS® не обладает впитывающей способностью и может применяться при изоляции продуктопроводов и емкостей для хранения горючих материалов. Не способствует распространению огня, благодаря чему пеностекло помимо собственно теплоизоляции применяется для конструкционной защиты оборудования от воздействия открытого огня в течение расчетного времени, например в качестве противопожарных вставок.

Пеностекло FOAMGLAS®, в отличие от традиционных материалов, абсолютно не

ТАБЛИЦА 1. Основные свойства пеностекла FOAMGLAS®

<b>Температура применения</b>	<b>От - 260°C до + 430°C</b>
<b>Предел прочности на сжатие</b>	<b>От 60 до 160 т/м<sup>2</sup> (±10%) (в зависимости от марки)</b>
<b>Паропроницаемость</b>	<b>0</b>
<b>Водопроницаемость</b>	<b>0</b>
<b>Плотность</b>	<b>От 110 до 160 кг/м<sup>3</sup> (в зависимости от марки)</b>
<b>Кoeffициент теплопроводности (для марки T4+)</b>	<b>0°C - 0,0385 Вт/(мК) -10°C - 0,0370 Вт/(мК) -30°C - 0,0343 Вт/(мК) -50°C - 0,0317 Вт/(мК) -100°C - 0,0259 Вт/(мК)</b>

подвержено воздействию влаги и не снижает своих теплотехнических характеристик в процессе эксплуатации, совместимо с углеродистыми и нержавеющими сталями всех марок, не разрушается и не теряет своих физических свойств под воздействием основных кислот, щелочей, горюче-смазочных материалов и морской воды. Не деформируется (не усыхает и не вспучивается) даже в самых неблагоприятных условиях.

В составе теплоизоляционной конструкции образует герметически замкнутый контур вокруг изолируемого оборудования, и не допускает образования влажной среды, способствующей возникновению коррозионных процессов.

Для каждого проекта, выполняемого специалистами ООО «Проминком», на основе проведенных теплотехнических расчетов определяются толщина

изоляции из пеностекла и вариант конструктивного исполнения теплоизоляционной конструкции.

Основными элементами теплоизоляционных конструкций из пеностекла при изоляции промышленного оборудования являются скорлупы, сегменты и блоки. В состав теплоизоляционной конструкции кроме пеностекла входят различные сопутствующие материалы – мастики, клеи, герметики и т.д. Необходимость применения того или иного сопутствующего материала определяется в зависимости от назначения, состава и условий эксплуатации теплоизоляционной конструкции.

Для изоляции несимметричного оборудования применяются боксы различной формы, которые для обеспечения доступа к оборудованию с целью проведения регламентных работ могут быть сборно – разборными (рис. 3).

РИС. 3. Сборно-разборные боксы из пеностекла, готовые к отправке на объект



Вертикальные стальные резервуары изолируются блоками (Рис. 4).

Изделия из пеностекла сохраняют свои геометрические параметры при воздействии деструктивных эксплуатационных факторов на протяжении всего срока эксплуатации оборудования. Гарантия изготовителя на пеностекло торговой марки FOAMGLAS® составляет 40 лет.

Вышеперечисленные свойства пеностекла позволяют эффективно применять его в составе любых теплоизоляционных конструкций, эксплуатируемых при низких температурах, в том числе на объектах повышенной опасности.

Не случайно пеностекло FOAMGLAS® как теплоизоляционный материал и защита от коррозии входит в стандарты ведущих мировых компаний, таких как Statoil, Amec, Shell, NorSok, BP.

В России первой компанией, включившей в свой стандарт пеностекло FOAMGLAS®, стало ОАО «Газпром». На данный момент пеностекло широко применяется как теплошумоизоляция оборудования компрессорных станций (Рис. 5).

В стандарты ОАО «АК «Транснефть» пеностекло FOAMGLAS® включено в качестве тепловой изоляции механо-технологического оборудования, вертикальных стальных

РИС. 4. Изоляция оборудования пеностеклом FOAMGLAS®, КС «Торжокская»



резервуаров и неподвижных опор магистральных нефтепроводов (Рис. 6), а также как материал для устройства противопожарных вставок на продуктопроводах.

Надзорно-контрольными органами выдан комплект разрешительной документации, позволяющий применять пеностекло FOAMGLAS® на территории РФ:

- Техническое свидетельство о пригодности продукции для применения на территории РФ

- Сертификат соответствия Российским нормам
- Декларация о соответствии требованиям технического регламента пожарной безопасности
- Санитарно-эпидемиологическое заключение
- Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Специалисты ООО «Проминком» выполняют работы по монтажу пеностекла FOAMGLAS® с 2004 года, постоянно совершенствуя методы изоляции трубопроводов и технологического оборудования различного назначения.

ООО «Проминком» обладает всеми необходимыми разрешениями для выполнения работ. Получено

экспертное заключение №082 от 15.08.2008 о готовности к выполнению работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов ЕСГ ОАО «Газпром». Имеется свидетельство об оценке соответствия №ИО-00046-0004 от 23.10.2009 года (Единая система оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору). Сертифицированы в системе менеджмента качества (ISO 9001:2000) при выполнении изоляционных, кровельных, отделочных и фасадных работ, устройства полов, защиты конструкций, технологического оборудования и трубопроводов, осуществления функций заказчика-застройщика.

ООО «Проминком» лицензировано в МЧС России по производству работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений (Лицензия №8-2/0004 от 15.04.2009).

С 2010 года является членом СПО Некоммерческого партнерства «Объединение строителей газового и нефтяного комплексов» (НП «ОСГИНК»). ●

РИС. 5. Монтаж изолированной пеностеклом FOAMGLAS® неподвижной опоры магистрального нефтепровода

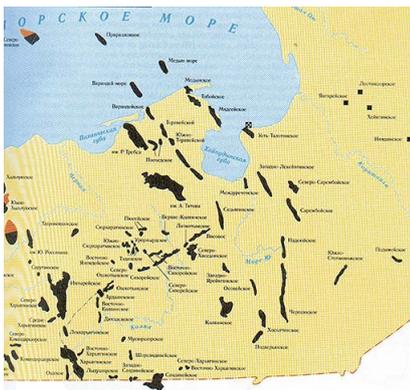




# О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

## Россия и Total: вместе весело шагать...

Гендиректор Total Тьерри Демаре встретился с курирующим ТЭК российским вице-премьером Виктором Христенко, где стороны уделили первоочередное внимание проблемам французской компании с освоением Харьягинского нефтяного месторождения в НАО (Total (Франция) – 50 %; StatoilHydro (Норвегия) – 40 %; Ненецкая нефтяная компания (Россия) – 10%). СРП по проекту было подписано 20 декабря 1995 г. и вступило в силу 1 января 1999 г. Срок действия соглашения – 2033 г.



## • Комментарий Neftegaz.RU

Доходы от деятельности Харьягинского соглашения о разделе продукции (СРП) продолжают составлять около половины доходной базы бюджета НАО.

В конце сентября 2006 г. Федеральное агентство по недропользованию инициировало процесс пересмотра лицензионного соглашения на разработку Харьягинского месторождения. После вхождения Зарубежнефти в октябре 2010 г в Харьягинский проект доли акционеров в нём распределяются следующим образом: Total – 40%, Statoil – 30%, Зарубежнефть – 20%, Ненецкая нефтяная компания – 10%.



## Сургутнефтегаз рвется в бой

Сургутнефтегаз планирует увеличить добычу нефти до 60 млн.т в 2004 г. с 53 млн.т, в 2003 г., заявил глава Сургутнефтегаз В. Богданов.

Сургутнефтегаз в последние годы отставал от нефтяных компаний первой 5-ки по темпам роста добычи нефти. В 2003 г. компания переместилась на 4-е место в первой десятке после объединения активов Тюменской НК и британской ВР.

Если Сургут решит транспортные проблемы, то, возможно, 10-процентный рост сохранится и в будущие годы, полагают аналитики.

## • Комментарий Neftegaz.RU

Прошло 10 лет, и Сургутнефтегаз продолжает сохранять прежние объёмы добычи, идя на компромиссы и договариваясь.

В январе-сентябре 2013 г. добыл 46 млн. т нефти.

Сургутнефтегаз берётся не за самые лакомые кусочки: месторождения, на которых работает компания, находятся в суровых условиях.

Однако уже нет Юкоса, нет ТНК-ВР, а Сургутнефтегаз – есть.



## Путин противостоит Касьянову в проведении реформы Газпрома

Премьер-министр М. Касьянов заявил 10 октября 2003 г., что правительство остановится на реструктурировании Газпрома в течение следующих нескольких месяцев. Днём раньше В. Путин предсказал очевидный исход реформы, основываясь на котором, президент вероятнее всего намерен резко затормозить проведение реформы.

«Мы намереваемся осуществлять Госконтроль по системе газопровода и по Газпрому в будущем, – заявил В. Путин 9 октября 2003 г., во время переговоров с немецким канцлером Г. Шрёдером в г. Екатеринбурге, – Мы не собираемся разваливать Газпром».

Аналитики считают, что ситуация является ясным признаком бесконечного разделения власти в Кремле и в правительстве между защитниками свободного рынка и теми, кто скорее предпочитает государственный подход к способам проведения крайне необходимого реструктурирования газового гиганта.

## • Комментарий Neftegaz.RU

10 лет спустя сам заголовок выглядит анахронизмом.

В.Путин уже давно никому не противостоит.

Хотя Д. Медведев придерживается того же курса, активно поддерживая приватизацию Газпрома, а кроме того и целого ряда других крупных госкомпаний. «Приватизация является общей задачей и идеологическим вопросом для правительства», – говорит он. ●



**ООО «Компания Дизель»** – предприятие-производитель дизельных электростанций, силовых приводов, РГУ «Скат», блок-контейнеров типа «Север» для суровых погодных условий, выполняет все более сложные энергетические проекты для нефтегазового комплекса. Что компания сегодня предлагает рынку?

## АВТОНОМНЫЕ ДИЗЕЛЬГЕНЕРАТОРЫ – ТАМ, ГДЕ НУЖНО ЭЛЕКТРИЧЕСТВО



**Олег Третьяков,**  
Начальник отдела  
маркетинга  
ООО «Компания  
Дизель»

Как известно, большая часть территории России расположена вне зоны централизованных энергетических сетей. И именно там, в отдаленных, труднопроходимых районах, располагаются основные природные богатства. Геофизические работы, бурение, геологоразведка, разработка месторождений, строительство нефте- и газопроводов, ремонт скважин, добыча и переработка нефти и газа, транспортировка энергоресурсов... Эти работы обеспечивают жизнедеятельность значительного пласта российской экономики, в который вовлечено множество нефтегазовых предприятий, а также компаний смежных отраслей. Все они в процессе своего функционирования не в состоянии обходиться без качественного электроснабжения, которое трудно обеспечить в районах, неохваченных центральной энергетической сетью.

Современные тенденции развития мирового рынка электроэнергетики свидетельствуют о неуклонном росте доли автономных источников электропитания. Кроме того,

интересы энергетической безопасности нефтегазовых предприятий совпадают с экономической целесообразностью оснащения резервными источниками электроснабжения. ООО «Компания Дизель» занимается производством дизельных электростанций (ДЭС) с 2006 года. За это время компанией было произведено более 7000 электростанций общей мощностью 540 МВт. Масштабы производства позволяют выпускать порядка 1800 единиц энергетического оборудования в год, в том числе 800 блок-контейнеров.

В настоящее время одновременно выпускаются дизельные электрогенераторы, силовые приводы, редуктор-генераторные установки, блок-контейнеры. А производственные мощности, служба главного инженера и отдел главного конструктора, квалифицированный отдел технического контроля, сверхсовременные станки позволяют серийно производить дизельные электрогенераторы единичной мощностью от 10 до 1000 кВт. Еще одно перспективно



развивающееся направление деятельности компании – реализация индивидуальных сложных проектов для ведущих предприятий России. С реализацией данного объема производства, от чертежа до пуско-наладки, от разработки до полной реализации проектов, справляется 200 сотрудников.

## Планомерное развитие

На протяжении 7 лет достижений и развития, закладывались успехи компании. Сегодняшние достижения – залог стабильной работы.

- ООО «Компания Дизель» изготавливает свою продукцию на собственном заводе – 10200 м<sup>2</sup> производство и складские площади, расположенные в г. Тутаеве (30 км от г. Ярославля). Общая площадь земельных участков под производство составляет 20 000 м<sup>2</sup> – «запас» под расширение производственных мощностей. Компания ведет постоянную работу по развитию производственных подразделений: проходит обучение и расширение штата квалифицированных специалистов, совершенствуются и внедряются новые технологии, расширяется станочный парк, регулярно проводятся мероприятия по технике безопасности. В 2013 году введен в строй новый цех по сборке блок-контейнеров общей площадью 2000 м<sup>2</sup>.
- ООО «Компания Дизель» стремится к прямому сотрудничеству с поставщиками запчастей и комплектующих:

является официальным заводом комплектации по двигателям ЯМЗ (ОАО «Автодизель»), дилером европейских и российских заводов комплектующих – Scania (двигатели, Швеция), ComAp (контроллеры, Чехия), ТМЗ (ОАО «Тутаевский моторный завод»), ММЗ (ОАО «Минский моторный завод»). Либо приобретает комплектующие у официальных дилеров в России: двигатели – John Deere (США, Франция), Perkins (Великобритания), Volvo Penta (Швеция); генераторы – Leroy-Somer (Франция), Linz Electric (Италия); электрика, низковольтная аппаратура (источники бесперебойного питания, автоматические регуляторы напряжения, переключатели) – ABB (Швейцария, Швеция), Socomec (Франция), Schneider Electric (Франция), Legrand (Франция).



- На производстве осуществляется многоступенчатый контроль качества: при поступлении комплектующих, запчастей на заводской склад, при передаче со склада на производство, авторский технологический надзор в ходе производства продукции и выходной контроль готовой продукции. Основной принцип работы звучит так: «Не принимай брак, не делай брак, не передавай брак».
- Еще одной важной составляющей эффективного производства – хорошо продуманная система планирования. Специалисты планового отдела ООО «Компания Дизель» составляют план производства на месяц, а также подробные планы – на каждый производственный день. Вся информация заносится в единую информационную базу данных. В последующем в нее вносятся сведения о процессе выполнения каждого производственного задания. Это позволяет в режиме Online отслеживать все этапы производства продукции, оперативно реагировать на возможные отклонения в процессе производства. Причем данная информация может отслеживаться не только в производственном подразделении, но и в головном офисе компании. Благодаря этому менеджеры отдела продаж отслеживают ход производства заказов и своевременно консультировать клиентов.
- И, наконец, ежегодный рост выпуска продукции стал реальным благодаря отработанным и внедрённым поэтапным процессам производства оборудования.





## Ожидаемые результаты

Сегодняшние достижения выражаются в росте продаж, увеличении опыта выполнения сложных индивидуальных проектов.

Только за 6 месяцев 2013 года, было произведено и поставлено около 250 дизельных электрогенераторов общей мощностью 31 МВт именно для нефтегазового комплекса. Среди постоянных клиентов ООО «Компания Дизель» – ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Стройтрансгаз», ООО «Оренбургская буровая компания», ОАО «Сургутнефтегаз» и т. д. Также периодически осуществляем поставки на предприятия ОАО «АК «Транснефть», ОАО НК «РуссНефть», ОАО АНК «Башнефть», ОАО «РИТЭК», ОАО «ЯТЭК», Буровая компания «Евразия» и многие, многие другие известные компании России.

К последним крупным проектам ООО «Компания Дизель» в первом полугодии 2013 года относятся:

1. Сдвоенные дизельные электростанции, в утепленном антивандальном контейнере типа «Север», единичной мощностью 200 кВт каждая, по 1-й степени автоматизации являются постоянными источниками электроснабжения в экстремальных условиях Ямала на нефтегазоконденсатном месторождении. Всего подобных станций было поставлено 600.
2. В экстремальных природно-климатических условиях, на нефтяном месторождении успешно работает дизельная электростанция мощностью 630 кВт, на двигателе Perkins (Великобритания) и генераторе Leroy-Somer (Франция),

оборудованная по 3-й степени автоматизации. Данная станция будет выступать в роли резервного источника электроснабжения. Контейнер, в котором установлено энергетическое оборудование, был произведен специально под нужды заказчика и состоит из 3 помещений: Машинного отсека, баковой и операторская. В каждый отсек контейнера предусмотрен свой отдельный вход, а в машинное отделение еще и распашные ворота для удобства обслуживания дизельной электростанции. Глушение шума выполняется усиленным глушителем, установлена шумогасящая камера с шумогасящей перегородкой. Специально для удобства работы и обслуживания сделана металлическая площадка с лестницей и перилами.

3. Для крупной федеральной энергетической компании ООО «Компания Дизель» спроектировала и произвела модель инновационной ветроэнергетической установки. До сегодняшнего дня подобное оборудование производилось только в Голландии – стране ветряных мельниц. Два самых экологичных дизельных двигателя John Deere подключены к имитатору ветроэнергетической установки с помощью современной системы управления. Их основная задача – дополняя скорость изменения ветра, непрерывно снабжать жителей отдаленного поселка электроэнергией. Кроме того установка оборудована системой утилизации тепла (СУТ), которое также поставляется к потребителям. Полный КПД от такой установки может составлять до 90%.

Все обеспечивающее оборудование размещено в специальной

операторской комнате, в контейнере типа «Север» – утепленном и антивандальном. Средний срок службы подобной ветроэнергетической установки составляет не менее 15 лет, при этом она практически не требует технического обслуживания в течение всего срока эксплуатации, так как оборудуется по 3-й степени автоматизации.

4. В Антарктиде, в экстремальных погодных условиях, работают дизельные электростанции ООО «Компания Дизель». Очередная исследовательская экспедиция в части электроснабжения полностью зависит от бесперебойной работы ДЭС.

5. В экстремальных природных условиях – болотах Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) – введен в эксплуатацию третий полностью автономный энергетический комплекс катодной защиты крупного магистрального нефтепровода – часть уникального для России проекта, реализуемого ООО «Компания Дизель». Главная особенность проекта – обеспечение антикоррозийной катодной защиты трубопровода на участках, расположенных в труднодоступных заболоченных участках, в агрессивной среде. Принципиальным условием заказчика стала высочайшая автономность и надежность оборудования – каждый энергокомплекс должен без непосредственного присутствия обслуживающего персонала непрерывно функционировать в течение целого года. ●

150044 Россия, г. Ярославль,  
Ленинградский пр-т., 33  
(4852) 37-01-01 8-800-3333-701  
sales@comd.ru www.comd.ru



# ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

## в приводах запорно-регулирующей аппаратуры при их питании от энергоаккумулятора

**Борис Бруслиновский,**  
начальник научно-  
исследовательской лаборатории  
ФГУП «Крыловский  
государственный научный центр»

**Никита Доброскок,**  
начальник сектора  
ФГУП «Крыловский  
государственный научный центр»

**Антон Морозов,**  
инженер  
ФГУП «Крыловский  
государственный научный центр»

**А**втоматизированный электропривод находит широкое применение в различных отраслях промышленности, например в сельском хозяйстве, машиностроении, нефтегазовой отрасли и т. д., а также используется в системах электродвижения. На современном этапе по оценкам, приведенным в [1], системы на основе электропривода потребляют больше 60 % производимой в мире электроэнергии. Отсюда следует, что оптимизация энергопотребления в целом напрямую зависит от эффективности использования возможностей электродвигателей. С одной стороны такая оптимизация необходима с точки зрения сокращения потребления невозобновимых минеральных ресурсов для производства электроэнергии и сопутствующих этому процессу вредных выбросов в окружающую среду. С другой стороны построение энергооптимального электропривода необходимо в случае проектирования систем специального назначения.

К последним системам можно отнести и разрабатываемые в настоящее время необслуживаемые циклоидальные электроприводы с энергоаккумулятором,

предназначенные для применения с запорной и запорно-регулирующей арматурой на объектах магистральных газопроводов, распределительных газопроводов, газозаправочных станциях, объектах добычи и подготовки газа. Естественно, что к данному типу электроприводов предъявляются жесткие требования по надежности, безопасности, качеству регулирования, скорости срабатывания и многим другим критериям. Однако одним из главных предъявляемых требований является возможность продолжительной автономной работы для обеспечения перестановок рабочего органа при исчезновении электроснабжения на период до нескольких суток. При этом электропривод должен работать от собственного энергоаккумулятора соизмеримой мощности без возможности его подзарядки.

Рассмотрим возможность оптимизации энергоэффективности электропривода, построенного на базе асинхронного двигателя (АД) с векторным управлением. Здесь стоит отметить, что наибольшего КПД (от 80 до 95 %), то есть отношения потребляемой мощности к полезной мощности на валу, можно добиться при работе на номинальную нагрузку. Однако в большинстве режимов АД работает со значением нагрузки менее 75 % от номинала, что приводит к значительному снижению энергоэффективности и росту магнитных и электрических потерь.

**В** существующей литературе предлагается несколько подходов улучшения энергоэффективности АД за счет сокращения потерь в приводе. Все эти подходы можно разделить на три большие группы: методы оптимизации потокосцепления

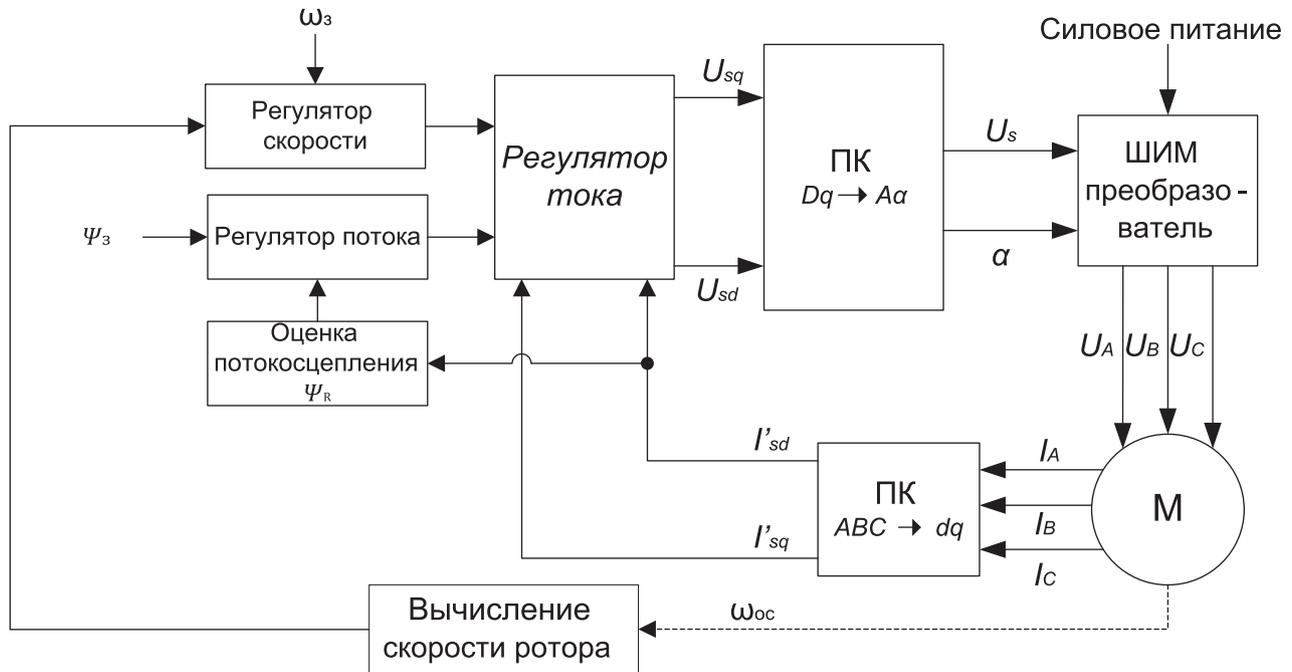
ротора при минимизации потребляемой мощности (в англоязычной литературе [2], [3], [4] используется термин Search Control), методы оптимизации потокосцепления ротора на основании модели потерь АД (в англоязычной литературе [5] используется термин Loss-Model-Based Control), методы, использующие комбинацию первых двух [6].

Идея первой группы методов состоит в минимизации потребляемой мощности для заданного момента нагрузки и частоты вращения ротора АД за счет изменения сигнала задания потокосцепления ротора. Основными достоинствами данного метода является его малая чувствительность к вариациям параметров АД, а также возможность построения системы управления без априорной информации о значениях активных и индуктивных сопротивлений обмоток статора и ротора. Однако у данного метода есть и недостатки: время поиска оптимального значения потокосцепления ротора может быть довольно существенным. Также может потребоваться перезапуск алгоритма поиска в случае возникновения колебаний вокруг точки оптимума. В настоящее время при проектировании систем управления с использованием данных методов широкое применение находят интеллектуальные методы оптимизации на базе нечеткой логики и нейронечеткого подхода.

Вторая группа методов позволяет формализовать поиск точки оптимума. Для этого используются математические методы, которые опираются на модель АД и график зависимости потокосцепления ротора от тока статора, полученную экспериментальным путем. Данный



РИСУНОК 1. Система векторного управления АД



метод позволяет аналитически определить оптимальное значение потокосцепления ротора, однако чувствителен к вариации параметров АД.

**Р**ассмотрим пример построения энергооптимального автоматизированного электропривода на базе АД на примере системы с векторным управлением при ориентации по потокосцеплению ротора, функциональная схема которого приведена на рисунке 1.

В рамках статьи мы опустим описание работы приведенной схемы, его можно найти в

материалах Соколовского Г.Г. [7]. Важно, что обычно значение потокосцепления ротора задается равным номинальному значению. Однако это не всегда обеспечивает оптимальную энергоэффективность. Поэтому предлагается несколько модифицировать традиционную схему векторного управления к виду, приведенному на рисунке 2 и 3.

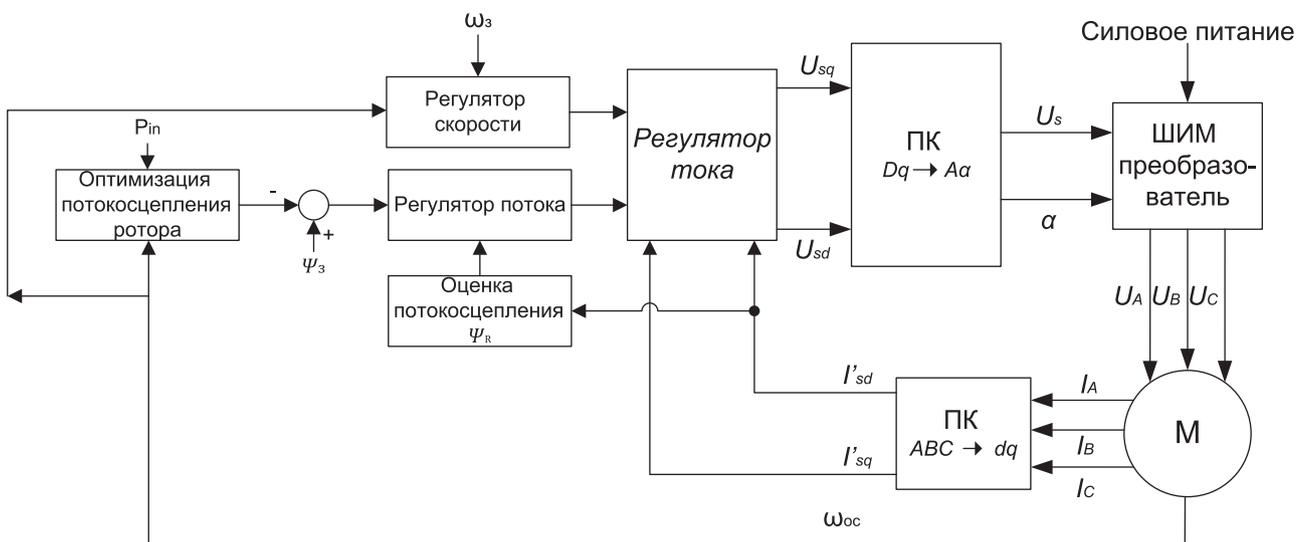
**П**одробнее рассмотрим методы оптимизации потокосцепления ротора. В первую группу входят методы минимизации мощности, потребляемой системой. В рамках

данной группы методов поиск минимума потребляемой мощности производится в установившемся режиме с помощью различных алгоритмов оптимизации. Так в [8] предлагается использовать алгоритм безусловной оптимизации Розенброка.

Рассмотрим наиболее простой для реализации алгоритм данной группы методов, приведенный в дискретной форме. Изначально происходит расчет потребляемой мощности по показаниям датчиков в звене постоянного тока согласно (1)

$$P_{in}(k) = U_{dc} \cdot I_{dc} \quad (1)$$

РИСУНОК 2. Система векторного энергооптимального управления АД при оптимизации по минимуму потребляемой мощности







Следуя [3], запишем, что

$$I_1^2 = I_m^2 + c_L \cdot I_2'^2, \quad (13)$$

где

$$c_L = 1 + 2 \cdot \frac{X'_{l2}}{X_m}. \quad (14)$$

Кроме того, в приведенном алгоритме, как говорилось ранее, используется кривая намагничивания, снятая экспериментально и аппроксимированная полиномом пятой степени

$$I_m = s_1 \cdot \Psi_m + s_2 \cdot \Psi_m^3 + s_3 \cdot \Psi_m^5, \quad (15)$$

где  $s_1, s_2, s_3$  – коэффициенты, полученные при аппроксимации экспериментально полученных точек кривой намагничивания.

На основании выражений (13), (12) и (15) можно переписать выражение для тока статора как

$$I_1 = \sqrt{I_m^2 + \frac{c_L \cdot M_e^2}{\Psi_m^2}} = \sqrt{(s_1 \cdot \Psi_m + s_2 \cdot \Psi_m^3 + s_3 \cdot \Psi_m^5)^2 + \frac{c_L \cdot M_e^2}{\Psi_m^2}}. \quad (16)$$

Таким образом, получена зависимость тока статора от потокосцепления в воздушном зазоре. Исследуя выражение (16) на экстремумы, можно вычислить оптимальное значение потокосцепления, необходимое для минимизации тока статора. При этом в [3] показано, что минимизация тока статора дает результат, близкий к минимизации потребляемой мощности.

Другой вариант алгоритма из второй группы методов приведен в [5]. Там предлагается записать суммарную мощность потерь в следующем виде

$$P_{\text{потерь}} = 3r_1 I_1^2 + 3r_2' I_2'^2 + P_{\text{магн. потерь}} \Psi_m^2 \left( \frac{\omega_{0\text{эл.н}}}{\omega_{0\text{эл.н}}} \right)^k, \quad (17)$$

$$P_{\text{магн. потерь}} = P_{1н} - M_n \omega_0 - (3r_1' I_{1н}^2 + 0.005 P_n), \quad (18)$$

где  $\omega_{0\text{эл.н}}$  – номинальная частота питающей сети;  $\omega_{0\text{эл.}}$  – частота питающей сети;  $P_{1н}$  – номинальная потребляемая мощность;  $M_n$  – номинальный момент;  $\omega_0$  – синхронная частота вращения ротора АД;  $0.005 P_n$  – добавочные потери,  $k$  – коэффициент, характеризующий свойства металла сердечника. В [5] показано, что соотношение (13) с учетом

допущений можно переписать как

$$I_1^2 \approx I_m^2 + I_2'^2. \quad (19)$$

Кроме того, ток ротора может быть представлен как

$$I_2' = \frac{M\omega_0}{E_{1н} \Psi_m}, \quad (20)$$

а ток намагничивания

$$I_m'^2 = I_{mн}^2 \frac{a(1 - \Psi_m^2) + \Psi_m^2}{b(1 - \Psi_m^2) + \Psi_m^2}, \quad (21)$$

где  $a, b$  – коэффициенты аналитической аппроксимации кривой намагничивания. Тогда, используя выражения с (17) по (21), можно показать, что

$$P_{\text{потерь}} = B \frac{a(1 - \Psi_m^2) + \Psi_m^2}{b(1 - \Psi_m^2) + \Psi_m^2} + C \frac{M}{M_n \Psi^2} + P_{\text{магн. потерь}} \Psi_m^2 \left( \frac{\omega_{0\text{эл.н}}}{\omega_{0\text{эл.н}}} \right)^k, \quad (22)$$

где

$$B = 3R_1 I_{1н}^2, \quad (23)$$

$$C = \frac{(R_1 + R_2)(M_n \omega_0)^2}{3E_{1н}^2}. \quad (24)$$

Далее можно произвести аналитическое исследование функции мощности потерь,

задаваемой выражением (22), на наличие экстремумов. В результате нахождения производной и приравнивания ее к нулю получим уравнение восьмой степени

$$\Psi^8 + a_1 \Psi^6 + a_2 \Psi^4 + a_3 \Psi^2 + a_4 = 0, \quad (25)$$

где

$$a_1 = \frac{2b}{1-b}, \quad (26)$$

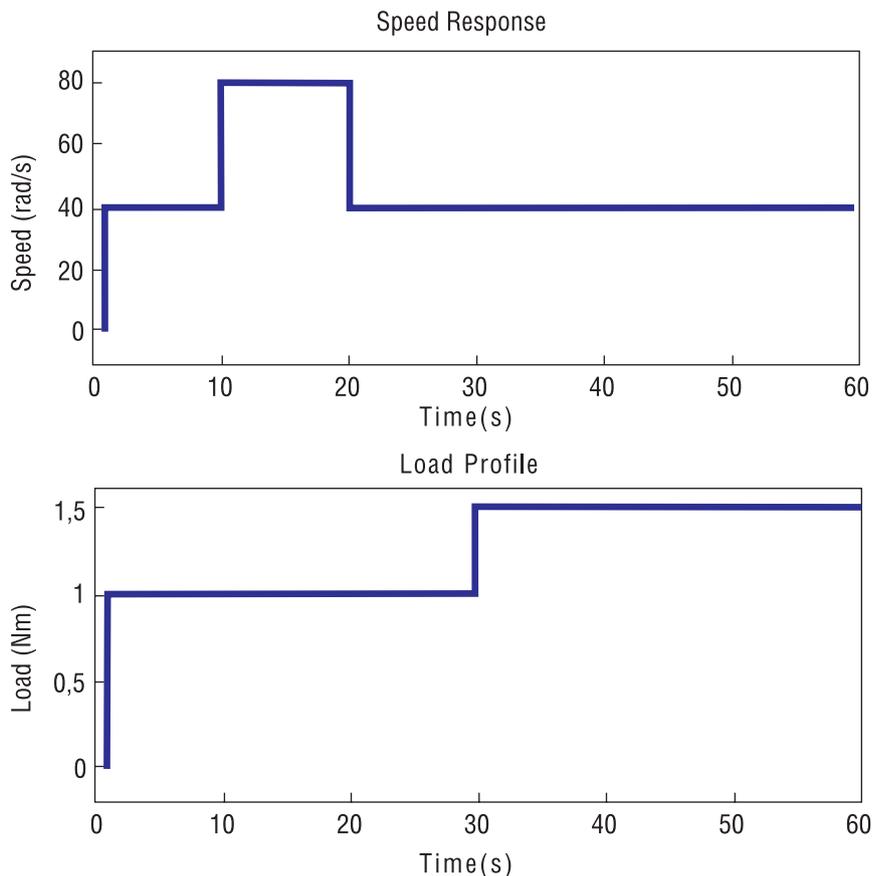
$$a_2 = \left( \frac{b}{b-1} \right)^2 + \frac{2B(b-a) - C(M/M_n)^2 (b-1)^2}{D(\omega_{0\text{эл.}}/\omega_{0\text{эл.н}})^k (b-1)^2}, \quad (27)$$

$$a_3 = \frac{2C(M/M_n)^2 b}{D(\omega_{0\text{эл.}}/\omega_{0\text{эл.н}})^k (b-1)}, \quad (28)$$

$$a_4 = -\frac{C(M/M_n)^2 b}{D(\omega_{0\text{эл.}}/\omega_{0\text{эл.н}})^k (b-1)^2}. \quad (29)$$

Очевидно, что уравнение (25) имеет восемь корней. Однако при решении этого уравнения в результате получаются 6 комплексных корней, один действительный отрицательный и один действительный положительный. Так как решением является модуль потокосцепления, то комплексные корни и отрицательный не имеет физического смысла. Таким образом, получено значение потокосцепления, обеспечивающее минимальное значение мощности потерь.

РИСУНОК 4. Сигнал задания скорости и момента нагрузки АД



**В** работе [6] приведен анализ эффективности двух описанных здесь групп методов на примере системы векторного управления АД мощностью 550 Вт. Здесь приведем результаты моделирования, выполненного в САПР Matlab в работе [6] на рисунках 5 и 6. При этом на рисунке 4 показано изменение задания по скорости и нагрузки на АД.

**В** результате проведенных исследований можно сделать вывод, что обе системы дают значительное уменьшение потребляемой мощности при сохранении заданных динамических характеристик системы.

Одним из вариантов создания необслуживаемого циклоидального электропривода с энергоаккумулятором может стать комбинирование двух приведенных методов с учетом достоинств и недостатков каждого из них, и возможностью адаптации второго метода к вариации параметров АД. ●

РИСУНОК 5. Результат сравнительного моделирования работы схемы при постоянстве потокосцепления ротора и при оптимизированном без модели потерь потокосцеплении

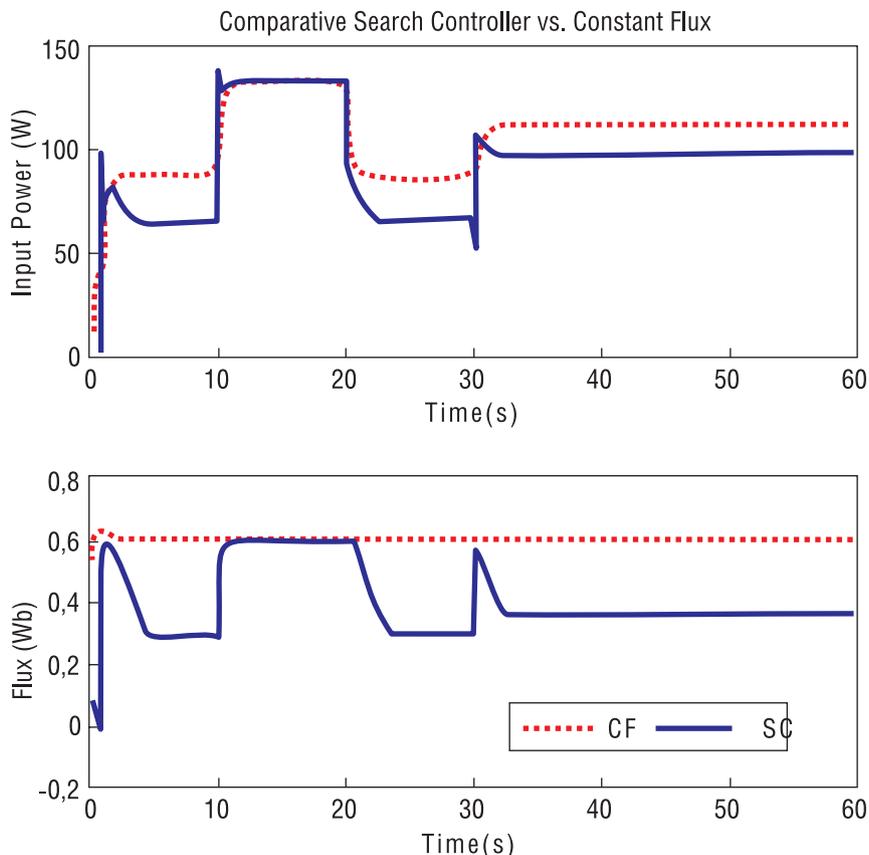
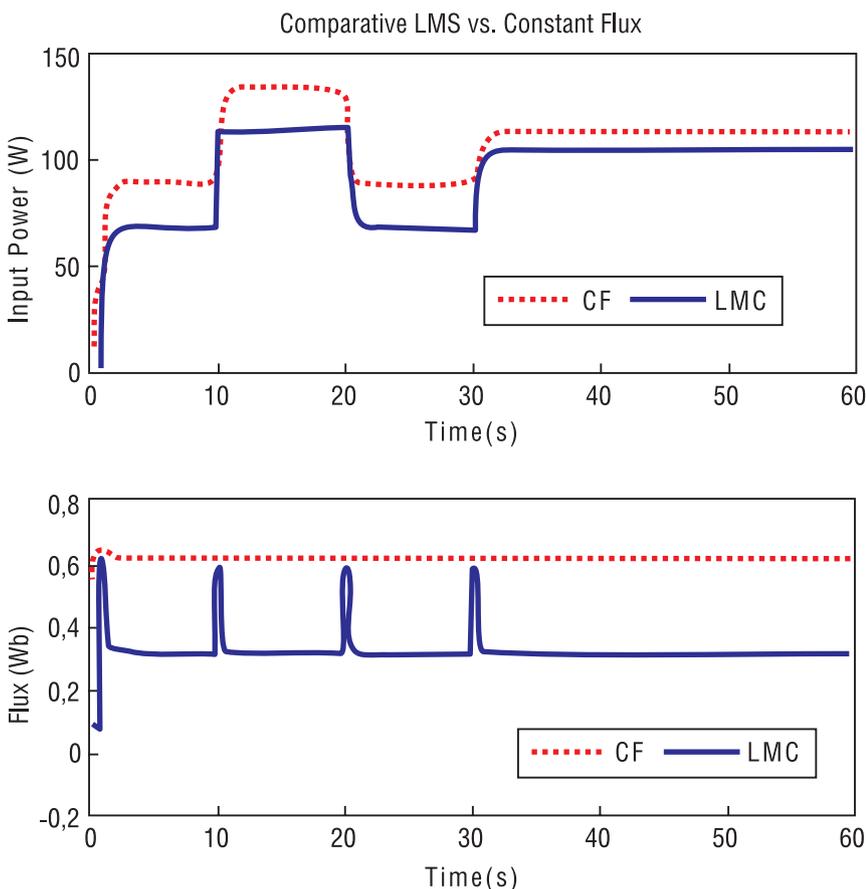


РИСУНОК 6. Результат сравнительного моделирования работы схемы при постоянстве потокосцепления ротора и при оптимизированном по модели потерь потокосцеплении



**Список литературы**

1. Тунбаев И., Павлов С. В., Тенденции развития автоматизированного электропривода в нефтегазовой отрасли. Вестник Алматинского университета энергетики и связи № 3/2 (10), 2010, с. 19–23, 136
2. Thanga Raj, S. P. Srivastava, P. Agarwal. Energy Efficient Control of Three-Phase Induction Motor – A Review. International Journal of computer and Electrical En-gineering. vol. 1, pp. 61–70, April 2009
3. I. Kioskeridis, N. Margaris. Loss minimization in scalar-controlled induction motor drives with search controllers. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 11, № 2, pp. 213–220, March 1996
4. I. Kioskeridis, N. Margaris. Loss minimization in induction motor adjustable-speed drives. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 43, № 1, pp. 226–231, Feb-ruary 1996
5. R. AL-Issa, H. Sarhan. Modeling and simulation of flux-optimized induction motor drive. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, vol. 2, pp. 603–613. September 2010
6. Scarmin, A., Gnoatto, G.L., Aguiar, E.L.. Hybrid Adaptive Efficiency Control technique for energy optimization in induction motor drives. Industry Applications (INDUSCON), 2010 9th IEEE/IAS International Conference. 8–10 Nov. 2010. pp. 1–6
7. Соколовский Г.Г. Электроприводы переменного тока с частотным регулированием. – М.: АКАДЕМА, 2006. – 265 с.
8. D. A. Souza, W. C. P. Arago Filho, G. C. D. Sousa. Adaptive Fuzzy Controller for Efficiency Optimization of Induction Motors. IEEE Transactions on Industrial Electronics Vol.54, Issue: 4 pp. 2157–2164, Aug. 2007



# НЕФТЯНЫЕ НАСОСЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Правительство РФ приняло ряд мер по ускорению развития и модернизации нефтепереработки и нефтехимии, в соответствии с которыми до 2020 г. планируется строительство более 100 новых установок вторичной переработки нефти. В этом числе в 2014 г. в ОАО «ОРСК-НЕФТЕОРГСТНТЕЗ» планируется ввод в промышленную эксплуатацию новой установки изомеризации с предварительной гидроочисткой сырья. В нефтепереработке технологический процесс изомеризации бензиновых фракций предназначен для повышения октанового числа легких бензинов и удаления из них вредных примесей. Разработчиком рабочей документации установки был определен проектный институт ЗАО «НЕФТЕХИМПРОЕКТ» (г. Санкт-Петербург). Технологическая схема – процесс «Хайзомер» – низкотемпературный процесс изомеризации парафиновых углеводородов  $C_4 - C_6$  на основе алюмоплатиновых катализаторов, промотированных хлором и фтором. В качестве исходного сырья используются: пентановая фракция, выделенная из ЦГФУ; бензиновая фракция н.к.  $-62^\circ C$ , полученная на установке АВТ и вторичной перегонки.

В технологическом процессе для подачи продуктов и сжиженных фракций по технологическим линиям установки проектом предусмотрено применение большой группы новых центробежных насосных агрегатов различного конструктивного исполнения, отвечающих требованиям международного стандарта Американского нефтяного института ISO 13709:2003/API 610. Следует отметить, что в каждом нефтехимическом или нефтеперерабатывающем предприятии стран СНГ в эксплуатации находится от 1500 до 3500 единиц насосного оборудования. Учитывая то, что на долю насосно-компрессорного оборудования приходится около 80% потребляемой этими предприятиями

электроэнергии, вопрос правильного его выбора становится весьма актуальным.

По результатам технического анализа предложений на поставку, представленных различными претендентами, а также тендерных торгов, предпочтение по некоторым позициям было отдано предложениям ООО «Сумский машиностроительный завод (ООО «СМЗ»):

- два насосных агрегата кубового продукта деизопентанизатора, переактивирующих углеводороды  $C_5 - C_6$  с номинальной подачей  $750 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором 100 м;
- два насосных агрегата рейбойлерной печи депентанизатора, переактивирующих углеводороды  $C_5 - C_6$  с номинальной подачей  $585 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором 90 м;
- два насосных агрегата рейбойлерной печи деизогексанатора, переактивирующих углеводороды  $C_5 - C_6$  с номинальной подачей  $698 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором 105 м.

Согласно уже сложившихся технических решений, а также требований нормативных документов российских нефтяных компаний «РОСНЕФТЬ» и «ЛУКОЙЛ», насосы с подачами более  $360 \text{ м}^3/\text{ч}$  должны быть двухопорными с выносными опорами, с радиальным разъемом корпуса по типу BB2 или BB5 API 610. Такое конструктивное исполнение для вышеперечисленных насосов и было предложено ООО «СМЗ».

Практическая деятельность по созданию насосного оборудования для нефтеперерабатывающих производств в ООО «СМЗ» началась в 2005 г. В период 2005–2006 гг. была разработана номенклатура нефтяных насосов нового поколения, включающая более 200 типоразмеров усовершенствованных консольных, двухопорных с выносными и встроенными опорами насосов для перекачивания «холодных» (до  $200^\circ C$ ) и «горячих» (до  $400^\circ C$ ) нефтепродуктов. По



**Швиндин А.И.,**  
заместитель директора  
по научной работе,  
ООО «СМЗ»,  
к.т.н.



**Шевченко С.М.,**  
заместитель главного  
конструктора,  
ООО «СМЗ»



**Берестовский В.А.,**  
ведущий инженер-  
конструктор,  
ОГК ООО «СМЗ»

конструктивному исполнению, применяемым материалам, системам уплотнения вала и уплотнительным комплексам, КИП, комплектующим изделиям и методам испытаний разработанные насосные агрегаты соответствуют рекомендациям международных стандартов ISO 13709:2003/API 610 и API 682.

Все выпускаемые типоразмеры насосов сертифицированы швейцарской компанией «SGS» на соответствие стандарта API 610. Поставленное насосное оборудование включает одно- и двухступенчатые консольные насосы НК, НКВ по типу ОН2 API 610, двухпорные многоступенчатые секционные НДМс по типу ВВ4 API 610, двухпорные одно- и многоступенчатые двухкорпусные насосы НДг по типу ВВ2 и НДМг, НМсг по типу ВВ5 API 610. К началу 2013 г. на десяти НПЗ

Украины, России, Татарстана и Башкортостана было поставлено более 160 изделий новой насосной техники. Межремонтные пробеги некоторых крупных насосных агрегатов мощностью 400, 500 и 800 кВт достигли 3-х лет. Ниже приведен перечень поставленных насосных агрегатов типа ВВ2 и ВВ5.

Для обеспечения требуемых параметров насосов установки изомеризации были предложены насосные агрегаты АНДг 500-100-Г У2 и АНДг 1300-125-Г У2 с соответствующими комбинациями рабочих органов. Насосы – горизонтальные центробежные, одноступенчатые, однопоточные, двухпорные с выносными опорами – подшипниками качения с картерной смазкой и жидкостным охлаждением. Разгрузка осевой силы ротора – гидравлическая, остаточное осевое усилие воспринимается сдвоенным упорным подшипником качения.

Материалы деталей насосов соответствуют классу S-6 ISO 13709:2003/API 610. Корпусные детали – поковки из углеродистой конструкционной Стали 20 с коррозионно-стойкими наплавками уплотняемых и посадочных поверхностей; обеспечен припуск на коррозионный износ не менее 5 мм. Материал рабочего колеса и деталей, соприкасающихся с перекачиваемой жидкостью – отливки и поковки из хромистых сталей типа 20Х13Л и 30Х13. Детали щелевых уплотнений изготовлены из стали 40Х13 с термообработкой 46 ÷ 52 НРС. Материал вала – сортовой прокат из стали 40Х.

Все насосы оснащены сильфонными тандемными торцовыми уплотнениями производства ЗАО «ТРЭМ-ИНЖИНИРИНГ» (г. Москва), уплотнительными системами производства ООО «СМЗ»,

Перечень насосных агрегатов типа АНДг, АНДМг по ТУ У 29.1-34933255-013:2007 и АНМсг по ТУ У 29.1-34933255-014:2007, поставленных на НПЗ и ГПЗ стран СНГ с 2006 по 2013 гг.

Типоразмер	Мощность Нэд, кВт	Кол.	Типоразмер	Мощность Нэд, кВт	Кол.
АНДг 55-70 У2	22	2	АНДМг 60-350 У2	160	2
АНДг 300-100 У2	90	2	АНДМг 150-180 У2	75	1
АНДг 500-100 У2	160, 200	6	АНДМг 220-600 У2	500	2
АНДг 500-160 У2	250	2	АНДМг 360-250 У2	400	1
АНДг 1300-125 У2	250, 315, 500	9	АНДМг 600-320 У2	800	4
АНДг 25-125 У2	30	2	АНДМг 750-170 У2	630	2
АНДг 60-250 У2	75	1	АНМсг 450-500 У2	400	2
<b>Всего 38 шт.</b>					



РИС. 1. Насос НДг 1300-125 на сборочном участке



РИС. 2. Насосный агрегат АНДг 1300-125 перед проведением испытаний



РИС. 3. Насосный агрегат АНДг 500-100 на испытательном стенде



РИС. 4. В операторной испытательной лаборатории ООО «СМЗ»



РИС. 5. Представитель Заказчика проводит приемку гидроиспытаний корпуса насоса



РИС. 6. Насосные агрегаты АНДг 500-100 перед отправкой Заказчику

соединительными муфтами типа МК (муфта компенсирующая) производства ООО «НАСОСТЕХКОМПЛЕКТ» (г. Сумы), приводными электродвигателями производства ООО «НКЭМЗ» (г. Новая Каховка). Проведено оснащение насосных агрегатов согласно проектной документации необходимым объемом КИП, первичными датчиками и вторичными показывающими приборами, кабельными разводками и распределительными коробками во взрывозащищенном исполнении для обеспечения контроля за работой агрегатов в автоматизированном режиме.

Производство насосов, изготовление всех деталей и узлов, приёмочные испытания в

аккредитованной испытательной лаборатории ООО «СМЗ» осуществлялись в соответствии с «Планами качества» и «Программой и методикой испытаний», согласованными с Заказчиком. В процессе испытаний были получены напорная, энергетические, вибродинамические характеристики насоса и подтверждена возможность его бескавитационной работы на всех рабочих режимах.

Испытания насосных агрегатов подтвердили паспортные параметры, температура подшипников не превышала 60°C, уровень виброскорости, измеренный на подшипниковых опорах, не превысил 3,2 мм/с. Все насосные агрегаты приняты

представителем Заказчика как соответствующие требованиям ТУ и договорным условиям и отгружены на объект. На рис. 1–6 приведены некоторые этапы изготовления насосов, испытаний и приемки представителем Заказчика насосных агрегатов.

Нефтяные двухпорные насосы нового поколения производства ООО «СМЗ» находят всё более широкое применение на НПЗ стран СНГ. Положительный опыт их промышленной эксплуатации уверенно позволяют рекомендовать новую номенклатуру как для замены физически изношенных насосов, так и для оснащения вновь строящихся и модернизируемых установок. ●

# ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СИСТЕМ ППД

**Владимир Василенко,**  
Заместитель  
управляющего директора  
по техническому развитию,  
ЗАО «Нижневартовскремсервис»  
(Группа ГМС)

**Александр Обозный,**  
Заместитель начальника  
отдела продуктовых программ,  
Дирекция НИОКР,  
ООО «УК «Группа ГМС»

Современное насосное оборудование для нефтегазового комплекса, в частности, насосы для систем поддержания пластового давления (ППД), должно соответствовать целому ряду требований. К основным требованиям относятся эффективность, экономичность и надежность насосных систем.

В системах ППД наиболее крупными единичными потребителями электроэнергии являются центробежные насосы. Как показывает практика, из общего объема потребляемой при добыче нефти электроэнергии на системы ППД приходится более 30%, из которых более 60–70% энергозатрат на насосы типа ЦНС.

На нефтяных и нефтегазовых месторождениях в настоящее время в эксплуатации находится значительное количество насосов, технические показатели которых утрачены в ходе проведения традиционной схемы капитальных ремонтов. Данная ситуация подтверждается результатами энергоаудитов, проведенных рядом нефтегазодобывающих предприятий. Одной из базовых причин низкой энергоэффективности является применение устаревших технологий как при разработке месторождений, так и в процессах эксплуатации скважин с системами ППД. Ситуация в данном вопросе в целом улучшается, однако этот процесс значительно растянут во времени.



Насос ЦНС 500-1900-2  
(соответствует стандарту API 610, тип BB4)



Снижение потребления электроэнергии в системах ППД является актуальной и технически сложной проблемой, которой в течение ряда лет занимаются инжиниринговые и производственные предприятия, входящие в машиностроительный и инжиниринговый холдинг ОАО «Группа ГМС». Одним из активных участников процесса разработки и внедрения систем энергосбережения для насосного оборудования является структурное нефтесервисное предприятие Группы ЗАО «Нижневартовскремсервис». Предприятие имеет значительный опыт модернизации насосных агрегатов и внедрения энергосберегающих технологий на Самотлорском и ряде других крупных месторождений.

Накопленный опыт в разработке и внедрении энергосберегающих систем в рамках работ по модернизации насосного оборудования для систем ППД позволяет предложить комплекс рекомендаций по снижению электропотребления и повышению ресурса насосов типа ЦНС после капитального ремонта:

- Вывод в ремонт насосов ЦНС180, ЦНС200, ЦНС240 при снижении КПД на 7–8%, а насосов ЦНС500 – при снижении КПД на 5–6%.
- Доведение характеристик эксплуатирующихся насосов ЦНС после капитального ремонта до уровня новых.
- Увеличение ресурса работы насосов до капремонта как минимум в 2 раза.
- Снижение энергопотребления насосов за счет повышения КПД.
- Модернизация насосов ЦНС180 при капитальном ремонте с целью обеспечения производительности от 45 до 240 м<sup>3</sup>/ч в зоне максимального КПД, путем установки в насосы сменных проточных частей на параметры 45, 63, 90, 180, 240, 315, 500 (630), 800 м<sup>3</sup>/ч.
- Адаптация рабочих характеристик высоконапорных насосов под конкретные условия эксплуатации.

Реализация данных мероприятий позволяет на 5–16% снизить потребление электроэнергии в системах ППД.

Для выполнения задач по снижению электропотребления и повышению ресурса насосов типа ЦНС специалистами «Нижневартовскремсервис» был реализован целый ряд мероприятий по совершенствованию технологий ремонта и испытаниям насосов после сборки. В рамках накопленного опыта предлагаются следующие мероприятия, обеспечивающие снижение электропотребления и повышение ресурса насосного оборудования:

1. Проведение ремонта высоконапорных насосов с использованием полноразмерного ремонтного комплекта, в состав которого в обязательном порядке входит новая проточная часть насоса (рабочие колеса, направляющие аппараты и уплотнительные кольца, вал), комплект торцевых уплотнений, датчик осевого сдвига ротора и, как правило, упругая пластинчатая муфта.
2. Проектирование и изготовление ремонтного комплекта в индивидуальном порядке с конкретной привязкой к габаритам и основным корпусным деталям насоса, а также в соответствии с условиями эксплуатации, определенными заказчиком.
3. Ремонт насосов с использованием высоколегированных и высокопрочных материалов, повышающих коррозионную стойкость деталей насосов в 3–4 раза.
4. Применение новых материалов, что обеспечивает повышение ресурса насоса.
5. Проведение стендовых приемо-сдаточных испытаний модернизированных насосов в «Нижневартовскремсервис» и натурных испытаний на блочно-кустовой насосной станции (БКНС) с привлечением представителей заказчика.
6. Доработка проточных частей рабочего колеса и направляющего аппарата для увеличения значений подач и КПД, а в некоторых случаях, по требованию заказчика, доработка рабочих колес и направляющих аппаратов для сдвига рабочей зоны.
7. Увеличение надежности основных узлов насосов за

счет совершенствования их конструкции, а также внедрения новых узлов:

- торцевых уплотнений по API 682;
- пластинчатой муфты с целью повышения демпфирующих свойств и уменьшения трудоемкости обслуживания;
- датчиков осевого сдвига с целью исключения аварийных ситуаций.

8. Реставрация приемных и выкидных крышек (облицовка) с применением нержавеющей проволоки СВ12Х18Н10Т и получением коррозионно-стойких поверхностей.

### Адаптация рабочих характеристик высоконапорных насосов под конкретные условия эксплуатации

В 2009–2012 гг. одним из основных критериев выполнения капитального ремонта насосов системы ППД с применением комплектов модернизации была адаптация поставляемого оборудования к конкретным условиям эксплуатации. Как показывает практика, распространенными нарушениями при эксплуатации насосного оборудования являются:

- Несоответствие технологической карты закачки по БКНС номинальным параметрам работы насоса.
- Отклонение состояния насосных блоков от существующих требований.
- Ненадлежащее состояние трубной обвязки БКНС.

Вышеуказанные условия эксплуатации насосов имеют место быть, например, на месторождениях Западно-Сибирского региона.

С учетом потребностей заказчиков предприятием «Нижневартовскремсервис» (Группа ГМС) было модернизировано более 100 насосов для систем ППД на объектах ОАО «СНГ», РН «Юганскнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Газпромнефть-Хантос», ОАО «ТНК-Нижневартовск» и других компаний. ●

# ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ И ПРОБЛЕМЫ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА



**Владимир Башкин,**  
Начальник лаборатории  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
Д.б.н., профессор

При проезде техники, связанной с осуществлением геологоразведки, бурением скважин и обустройством промыслов по добыче углеводородов происходит механическое воздействие на почву, при котором она лишается растительности и плодородного слоя. В условиях функционирования объектов по добыче углеводородов не исключены аварийные ситуации, приводящие к загрязнению почвы нефтью и газовым конденсатом, а также пирогеизации (выгоранию) такой почвы в случае возникновения пожара. Как на практике можно решить эти геоэкологические проблемы?

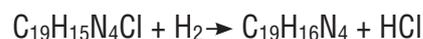
Для рекультивации (восстановления плодородия) нарушенной почвы, то есть лишенной растительности и плодородного слоя, О.П. Андреев и соавторы (2003 г.) предлагают покрывать ее смесью торфа и песка (в отношении 1:4) толщиной до 5–6 см, что, в конечном счете, должно ускорить регенерацию растительности, а, следовательно, и самой почвы. Для рекультивации загрязненной углеводородами или пирогенной (выгоревшей) почвы используют биокомпосты, представляющие собой торфо-навозную, торфо-пометную или другую смесь, переработанную под действием ферментов, а также обогащенную микроорганизмами и питательными веществами.

Однако в полевых условиях об эффективности рекультивации почвы можно будет судить не сразу, а только спустя продолжительное время после начала этой процедуры, которое в зависимости от климатических условий может составлять от одного года до десятков лет. Поэтому становится крайне важной оперативное получение ответа по эффективности рекультивации нарушенных, загрязненных углеводородами или пирогенных почв, что может быть достигнуто путем проведения краткосрочных лабораторных опытов с анализом ключевых показателей плодородия почвы. К числу таких показателей можно отнести активность фермента дегидрогеназы, продуцируемой микроорганизмами и растениями и широко применяемой при оценке плодородия

почвы и эффективности ее рекультивации. Известно, что дегидрогеназа катализирует реакцию дегидрирования органических веществ (углеводов, спиртов, органических кислот и др.), поступающих в почву с растительными остатками и участвует в микробиологическом разложении углеводородов нефти и газового конденсата. Именно реакция дегидрирования органических веществ дегидрогеназой лежит в основе методики анализа ее активности.

## Методика анализа активности дегидрогеназы

Для определения активности дегидрогеназы используют 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (2,3,5-ТТХ),  $C_{19}H_{15}N_4Cl$ , бесцветное вещество, который, акцептируя мобилизованный дегидрогеназой водород, превращается в почве в 2,3,5-трифенилформаза (2,3,5-ТФФ),  $C_{19}H_{16}N_4$ , вещество красного цвета (Ф.Х. Хазиев, 1976 г.):



Для анализа активности дегидрогеназы различные навески, в виде почвы, торфа, почвы с добавлением торфа или биокомпоста массой 1 г помещают в модифицированные колбы Эрленмейера емкостью 20 мл с коленчатым боковым отростком емкостью 3 мл со шлифами (рисунок).

В эти же колбы добавляют 0,1 г карбоната кальция, затем



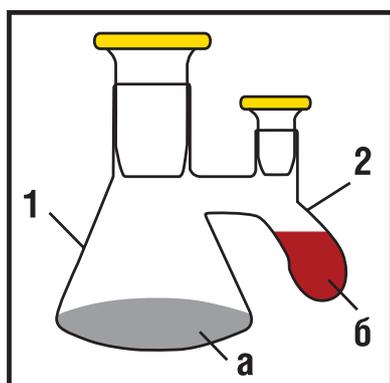
**Рауф Галиулин,**  
Ведущий научный сотрудник  
ИФПБ РАН,  
Д.г.н.



**Роза Галиулина,**  
Научный сотрудник  
ИФПБ РАН



Устройство для анализа активности дегидрогеназы почвы, торфа, почвы с добавлением торфа или биокомпоста



- 1 – модифицированная колба Эрленмейера;
- 2 – коленчатый отросток колбы;
- а – навески почвы, торфа, почвы с добавлением торфа или биокомпоста и карбоната кальция, растворов глюкозы и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида;
- б – насыщенный щелочной раствор пирогаллола

последовательно приливают по 1 мл 1%-ных водных растворов глюкозы и 2,3,5-ТТХ. Содержимое колбы перемешивают, а в коленчатый отросток вводят шприцем 2,5 мл насыщенного щелочного раствора пирогаллола, приготавливаемого с использованием гидроксида калия. Колбы и их коленчатые отростки герметично закрывают и на сутки помещают в термостат на инкубацию при температуре 30°C. После этого образовавшийся в вышеуказанных навесках 2,3,5-ТФФ кратно экстрагируют этиловым спиртом до достижения бесцветной вытяжки. Окрашенную же вытяжку пропускают через бумажный фильтр в мерную пробирку. Интенсивность окрашивания объединенных фильтратов этилового спирта измеряют спектрофотометром при длине волны 490 нм. Концентрацию 2,3,5-ТФФ вычисляют по калибровочному графику, составленному для этого вещества в диапазоне, например, 1-25 мкг 2,3,5-ТФФ/мл. Активность дегидрогеназы выражают в мг 2,3,5-ТФФ/(г·сут).

### Оценка эффективности рекультивации нарушенных почв с помощью торфа

Для оценки эффективности рекультивации двух нарушенных тундровых почв (Ямало-Ненецкий

ТАБЛИЦА 1. Эффективность рекультивации нарушенных почв с помощью торфа

Образец	Активность дегидрогеназы (в % от активности эталонной почвы) на сутки от начала эксперимента			
	5	10	20	30
Торф	128,5	100	96,7	101,2
Нарушенная почва без растительности	9,2	6,7	7,6	5,9
То же + торф, 4:1	32,6	23,9	19,0	23,7
Нарушенная почва с растительностью	18,6	13,6	15,1	11,9
То же + торф, 4:1	70,5	58,6	59,9	41,0

автономный округ) отбирали их усредненные образцы из слоя 0–6 см на участках в районе расположения установок комплексной подготовки природного газа. На одном участке растительность полностью отсутствовала, на другом – отмечалось лишь фрагментарное восстановление растительности в виде отдельных представителей травяно-злаковой ассоциации и мхов. Для рекультивации нарушенных почв применяли торф с зольностью 54%, который добавляли в почву в отношении 1:4. Здесь под зольностью понимается содержание золы в торфе, получаемой при нагревании последнего до температуры 800°C. В качестве эталонной почвы использовали 0–10 см слой торфяно-глеезема типичного тундрового с зольностью 39%. Образцы массой 50 г исходных почв и чистого торфа, а также почв с добавлением торфа, увлажненные до 70% от полной влагоемкости, инкубировали в чашках Петри в термостате при температуре 30°C. Здесь под полной влагоемкостью понимается, то наибольшее количество воды, которое может вместить и удержать почва при затоплении всех ее пор водой. На 5, 10, 20 и 30 сут анализировали активность дегидрогеназы образцов.

Данные табл. 1 показывают, что в течение всего периода наблюдения добавление торфа существенно повышало активность дегидрогеназы нарушенной почвы без растительности и особенно почвы с растительностью соответственно на 11,4–23,4% и 29,1–51,9%, относительно почв без добавления торфа, что подтверждает высокую эффективность рекультивации

нарушенных почв с помощью торфа. Активность дегидрогеназы чистого торфа не только достигала соответствующей активности эталонной почвы, но и в первые 5 сут была выше на 28,5%.

### Оценка эффективности рекультивации загрязненных углеводородами и пирогенных почв с помощью биокомпоста

Оценивали эффективность рекультивации серой лесной почвы (Московская область), загрязненной нефтью в количествах до 50 и 100 г/кг. Рекультивацию почвы осуществляли с помощью биокомпоста «Пикса», изготавливаемого из торфо-навозной смеси по методике, описанной в работе А.Ю. Семенцова (2006 г.). Исследования показали, что образцы почвы, в которые биокомпост не вносили, характеризуются низкой активностью дегидрогеназы (табл. 2).



ТАБЛИЦА 2. Эффективность рекультивации почвы, загрязненной нефтью с помощью биокомпоста

Количество внесенного биокомпоста, г/кг почвы	Активность дегидрогеназы, мг 2,3,5-трифенилформазана/(г•сут)	$T_{99}$ , сут
<b>Исходное содержание нефти – 50 г/кг почвы</b>		
Без биокомпоста	0,1	329
50	0,7	184
100	1,4	69
200	1,7	61
<b>Исходное содержание нефти – 100 г/кг почвы</b>		
Без биокомпоста	0,2	1150
50	0,7	658
100	2,3	288
200	2,3	159

ТАБЛИЦА 3. Эффективность рекультивации почвы, загрязненной газовым конденсатом с помощью биокомпоста

Количество биокомпоста, внесенного на участок, кг/м <sup>2</sup>	Активность дегидрогеназы, мг 2,3,5-трифенилформазана/(г•сут)	Продуктивность многолетних трав, г/м <sup>2</sup>
Без биокомпоста	0,1	55
4	0,3	473
8	0,5	932

ТАБЛИЦА 4. Эффективность рекультивации пирогенной почвы с помощью биокомпоста

Количество биокомпоста, внесенного на участок, кг/м <sup>2</sup>	Активность дегидрогеназы, мг 2,3,5-трифенилформазана/(г•сут)	Продуктивность многолетних трав, г/м <sup>2</sup>
Без биокомпоста	0,2	146
6,5	0,5	257
13,0	0,6	343

При внесении биокомпоста в дозах 50–200 г/кг активность данного фермента по сравнению с вариантом без внесения биокомпоста возрастала в 3,5–17 раз, что подтверждает микробиологический характер разложения углеводов нефти. Параллельный анализ содержания углеводов в почве методом инфракрасной спектроскопии и расчет времени практически полного разложения ( $T_{99}$ ) углеводов нефти показали, что с увеличением активности дегидрогеназы продолжительность разложения углеводов сокращалась в 1,7–7,2 раза.  $T_{99}$  рассчитывали из следующего уравнения:

$$T_{99} = \ln 100/k,$$

где  $\ln$  – обозначение натурального логарифма;  $k$  – константа скорости

разложения веществ, определяемая по уравнению  $k = \ln(y_0/y)/t$ ;  $y_0$  – исходное содержание веществ;  $y$  – остаточное содержание веществ через время  $t$ .

В следующем эксперименте изучали эффективность рекультивации с помощью биокомпоста «Пикса» черноземной почвы участка дожимной компрессорной станции (Ставропольский край), загрязненного газовым конденсатом. Активность дегидрогеназы этой почвы до внесения биокомпоста оказалась низкой, то есть составляла всего 6,5% от активности фермента незагрязненного участка. После внесения в загрязненную почву биокомпоста активность дегидрогеназы возросла в 3–5 раз (табл. 3).

Результаты посева и выращивания многолетних трав (мятлика лугового – *Poa pratensis*, овсяницы красной – *Festuca rubra*, райграса пастбищного – *Lolium perenne* и др.) на участке показали, что после внесения биокомпоста продуктивность трав, выражаемая в виде сырой биомассы, была выше в 4,4–16,9 раза по сравнению с вариантом без внесения биокомпоста.

Далее в работе оценивали эффективность рекультивации пирогенной почвы бермы шламового амбара (Ставропольский край). Необходимо отметить, что причиной случайного возгорания темно-каштановой почвы бермы амбара было ее насыщение углеводородами газового конденсата, поступающего в составе жидких отходов, образующихся при очистке полости газопроводов. Активность дегидрогеназы пирогенной почвы оказалась низкой, то есть составляла всего 4,7% от активности ферментов почвы невыгоревшего участка. Внесение в пирогенную почву биокомпоста «Пикса» в количестве 13 кг/м<sup>2</sup> повысило активность дегидрогеназы в 3 раза относительно варианта без внесения биокомпоста (табл. 4).

Другим подтверждением эффективности рекультивации почвы явилось хорошее произрастание многолетних трав при внесении биокомпоста в различных дозах, что увеличило биомассу растений в 1,8–2,3 раза по сравнению с вариантом без внесения биокомпоста.

Таким образом, проведенные исследования позволяют прийти к заключению о возможности оперативной оценки эффективности рекультивации нарушенных, загрязненных углеводородами или пирогенных почв посредством выполнения краткосрочных лабораторных опытов, как альтернативы продолжительным полевым наблюдениям. Эффективность рекультивации нарушенных почв с помощью торфа подтверждается возрастанием активности фермента дегидрогеназы, а загрязненных углеводородами и пирогенных почв с помощью биокомпоста – возрастанием активности дегидрогеназы и продуктивности многолетних трав, а также сокращением времени разложения углеводов. ●

# ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

**Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)**

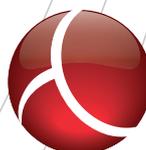
- **Аккредитация** на торговых площадках
- **Подбор тендеров** по заданным параметрам
- **Юридический анализ** тендерной документации
- Подготовка **тендерной заявки**
- Оформление **банковских гарантий**
- **Юридическое сопровождение** заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «**черный список**»

Более 30 специалистов,  
которые очень любят  
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



**ПРИОРИТЕТ**  
юридическая компания



А. Золотухин



Г. Чуркин



В. Капустин



L. Carlessi



Л. Цой



Р. Минниханов, Г. Шмаль



К. Трофимов



К. Breen, И. Насиров, Р. Harris



А. Климентьев



М. Яновская



J. Page



М. Цымбалов



А. Дмитриевский



Б. Маляшкин



И. Маковский, Г. Шилов



Р. Хасаншин, С. Максимов



В. Нугманов



В. Иванов



B. Scott



E. Liron



V. Langston



К. Закиров



С. Дердо



В. Заярный



Р. Кузин

# КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать  
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

**Л**юбая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

**С**пециалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

**П**олная версия классификатора представлена на сайте [www.neftegaz.ru](http://www.neftegaz.ru). На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

## КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. *Оборудование и инструмент в НГК*



2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*



3. *Сырье и материалы в НГК*



4. *Нефтепродукты, нефть и газ*





# ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ GESAN DPB 50E MF

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

#### 1.6.11 Прочее

Однофазная дизельная электростанция открытого исполнения. При необходимости может быть легко установлена в шумозащитный всепогодный кожух IP 44.

Может служить источником резервного электроснабжения маломощных производств, удаленных поселков, небольших гостиниц, медицинских учреждений, личных хозяйств. Возможно применение в качестве основного источника электроэнергии в строительстве, сельском хозяйстве, производстве и т.п.

GESAN DPB 50E MF является одной из самых мощных однофазных электростанций, представленных на рынке малой энергетики. Может применяться для резервирования однофазной и трехфазной сети (если трехфазные потребители отсутствуют). В случае резервирования трехфазной сети исключается опасный для генератора перекося фаз, часто вызываемый подключением к трехфазной электростанции несбалансированных однофазных нагрузок.

Электростанция оснащена турбонаддувым двигателем жидкостного охлаждения Perkins 1103A-33TG1. Содержание вредных веществ в выхлопных газах двигателя соответствует требованиям стандарта TA Luft. Двигатель оборудован механическим регулятором скорости, возможна опциональная установка электронного регулятора.

Электрическая машина – синхронный бесконтактный генератор переменного тока с электронной регулировкой выходного напряжения (стабильность +/- 1,5%). Модель – Leroy Somer LSA 43.2 L8.

Электростанция укомплектована управляющим контроллером DSE 4420. Контроллер обеспечивает ручной и автоматический запуск электростанции, последний – по пропаданию сети или сигналу оператора (сухой контакт). DSE 4420 имеет коммуникационный USB порт, позволяющий производить программную настройку контроллера под специфические нужды заказчиков и предоставляющий возможность web-мониторинга (3G Internet), в том числе, позиционирование на местности.



#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Мощность номинальная, кВт	<b>46</b>
Мощность номинальная, кВА	<b>36,8</b>
Мощность максимальная, кВт	<b>40,6</b>
Коэффициент мощности	<b>0,8</b>
Напряжение, В	<b>230</b>
Кол-во фаз	<b>1</b>
Двигатель	<b>Perkins</b>
Марка двигателя	<b>1103A-33TG1</b>
Частота вращения двигателя, об/мин	<b>1500</b>
Охлаждение	<b>Жидкостное</b>
Генератор	<b>Leroy Somer</b>
Степень автоматизации	<b>3</b>
Запуск	<b>Электро</b>
Исполнение	<b>Открытое</b>
Бренд/Серия	<b>GESAN/DPB</b>
Бак, л	<b>90</b>
Расход, л/ч	<b>10,7</b>
Габаритные размеры, мм	<b>1920 x 880 x 1135</b>
Вес, кг	<b>988</b>

В стандартный комплект поставки входят статическое зарядное устройство аккумуляторной батареи, подогреватель охлаждающей жидкости, выходной автоматический защитный выключатель, низкочастотный глушитель (-26дБА), металлический топливный бак. Доступен широкий набор опций. ●

# TOUGHPAD FZ-A1

**Panasonic**

## Защищенный планшетный компьютер

### 1. Оборудование и инструмент в НГК

#### 1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

##### 1.1.3 Приборы и средства автоматизации



Процессор	Marvell® двухъядерный, 1,2 ГГц	
Операционная система	Android 4.0	
Дисплей	10,1-дюймовый (TFT) с разрешением XGA (1024 x 768), яркость до 500 кд/м <sup>2</sup> с датчиком освещения и антибликовым покрытием	
Устройства ввода	Емкостный мультисенсорный экран и дигитайзер	
Клавиши	Включение, «Назад», «Домой», «Меню» и пользовательская кнопка	
Оперативная память	1 ГБ	
Встроенный накопитель	16 ГБ	
Аудио-устройства	Динамик Микрофон	Монофонический водонепроницаемый Монофонический
Встроенные фотокамеры	Фронтальная Задняя	2 МП 5 МП со светодиодной вспышкой
Беспроводные модули	Беспроводная сеть Bluetooth 3G-модуль (опция) GPS	IEEE802.11 a/b/g/n Версия 2.1 + EDR Ericsson F5521gw (HSPA+, скорость до 21 Мбит/с) Спутниковый GPS
Интерфейсы	Для док-станции Micro USB 2.0 Micro HDMI Micro SDHC Для SIM-карты Аудиовыход Вход питания	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. (до 32 ГБ) 1 шт. (только для модели с 3G) 1 шт. 1 шт.
Безопасность	На аппаратном уровне FIPS 140-2 Level 2, слот для тросового замка Marvell® Trusted Boot (модуль доверенной загрузки) AuthenTec® Mobile Security McAfee Mobile Security (пробная версия)	
Питание	Блок питания  Аккумулятор Время работы от батареи	Входное напряжение: 100В-240В перем. тока, 50Гц/60Гц, Выходное напряжение: 12В пост. тока, 2А Сменный литиево-ионный (33.9 Втч) Приблизительно 10 часов
Габариты (ШхВхГ)	266.3 x 17 x 212 мм	
Вес	993 г	
Датчики	Датчик освещенности, цифровой компас, акселерометр	
Стандарты тестирования	Влагозащищенность Пылезащищенность Защита от падений с высоты Диапазон рабочих температур	IPx5 IP6x 180 см (при выключенном питании) от -10 °C до +50°C



# TOUGHPAD FZ-G1

## Полностью защищенный планшет под управлением ОС WINDOWS 8



### 1. Оборудование и инструмент в НГК

#### 1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

##### 1.1.3 Приборы и средства автоматизации

Мобильная компьютерная платформа	Процессор Intel® Core™ i5-3437U vPro™ (1.9 ГГц, кэш-память: 3МБ Intel® Smart Cache, чипсет Intel® 7 series Express chipset QM77)	
Операционная система	Windows 8 Pro, возможность понижения версии до Windows® 7 Professional	
Оперативная память	4 Гб DDR3L SDRAM (возможность установки до 8 Гб)	
Графическая подсистема	Intel® HD Graphics 4000, UMA (макс. 1664 МБ)	
Камера	Фронтальная: Задняя:	Видео HD 720p (фото: 1.3 МП) 3 МП с автофокусировкой и светодиодной вспышкой (опция)
Жесткий диск	Твердотельный (SSD) диск ёмкостью 128 Гб (интерфейс Serial ATA)	
ЖК-экран	10.1" цветной ЖК-экран, TFT-матрица с разрешением WUXGA на базе технологии IPSa с круговой поляризацией, для работы под прямым солнечным светом (яркость до 800 кд/м )	
Сенсорный экран	Ёмкостной экран с технологией "multi-touch" (до 10 точек) + дигитайзер	
Bluetooth®	Версия 4.0 + EDR Класс 1	
Беспроводная сеть	Intel® Centrino® Advanced-N 6235 802.11 a/b/g/n-совместимость	
3G-модем	Опция (чипсет Gobi 3000, до 14.4 Мб/с)	
Локальная сеть (опционально)	1000BASE-T / 100BASE-TX / 10Base-T	
Интерфейсы	USB 3.0: USB 2.0: Локальная сеть: Последовательный порт (16550A совместим): HDMI: Гарнитура: Разъём репликатора портов:	1 шт. 1 шт. (опция, установка в слот расширения) RJ-45 (опция, установка в слот расширения) D-sub, 9 контактов (опция, установка в слот расширения) 1 шт. 1 шт. 24 контакта
Слоты расширения	Карта памяти Micro SD/SDXC:	1 шт. (опция, установка в слот расширения)
Электропитание	Адаптер электропитания: Аккумулятор: Время автономной работы:	Входное напряжение: 100-240 В перем.тока, 50/60 Гц, Выходное напряжение: 16 В пост.тока, 4.06 А Литиево-ионный аккумулятор (10.8 В, 4400 Ач) 8 часов, тест MobileMark™ 2007, 60 кд/м
Габариты (Ш x Г x В)	270 x 188 x 19 мм	
Вес	1,1 кг	
Опции	GPS-модем, разъём для внешней антенны, задняя камера	
Аксессуары	Адаптер электропитания: Дополнительный аккумулятор (6 элементов): Настольная подставка (опция): Стилуc:	CF-AA6413CG FZ-VZSU84U FZ-VEBG11U FZ-VNPG11U
Устойчивость к внешним воздействиям	Защита от воды: Защита от пыли: Защита от падения:	IP-X5 IP-6X 120 см

# ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР SDMO T12KM (Франция)

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

#### 1.6.9. Генераторы



Дизель генератор SDMO T12KM с оригинальным дизельным двигателем Mitsubishi S4L2 SD (Япония)

#### Номинальная мощность

11 кВА (11 кВт)  
50 Гц, 220 В, однофазная электростанция

#### Резервная мощность

12.1 кВА (12.1 кВт)

Оборудование SDMO успешно используется для основного и резервного электропитания наиболее ответственных потребителей на всей территории России от Курильских островов до Республики Карелия. ●

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Мощность электростанции (основная)	11 кВА (11 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	12.1 кВА (12.1 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S4L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Mecc Alte ECP 28-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	3.2 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	50 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	50 л
Вес электростанции открытое исполнение	452 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	600 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	141 x 72 x 105 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 72 x 123 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	60.7 дБ

Мощность в кВт указана при  $\cos \varphi = 1$



# ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР GMM9M (Италия)

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее  
оборудование для нефтегазового  
комплекса*

### 1.6.9. Генераторы



Дизель-генератор GMM9M  
с оригинальным дизельным  
двигателем Mitsubishi S3L2 SD  
(Япония)

#### Номинальная мощность

10 кВА (8 кВт)

50 Гц, 220 В, однофазная  
электростанция

#### Резервная мощность

11 кВА (8.8 кВт)

GM использует преимущественно  
электрогенераторы Leroy Somer  
(Франция) с функцией AREP в  
стандарте, что выгодно отличает  
его от других производителей,  
использующих генераторы Marelli  
(Италия), Marathon (Китай),  
Stamford (Великобритания или  
Китай) и зачастую с обычной  
функцией SHUNT. ●

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Мощность электростанции (основная)	10 кВА (8 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	11 кВА (8.8 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S3L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Месс Alte ECO 3-3LN/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	2.1 л/час (при нагрузке 70%)
Ёмкость бака электростанции открытое исполнение	52 л
Ёмкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	52 л
Вес электростанции открытое исполнение	435 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	550 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	116 x 73 x 100 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 77 x 107 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	65 дБ

Мощность в кВт указана при  $\cos \varphi = 0.8$

« Их ошибка в том, что они  
приняли высокие цены на  
нефть за свою гениальность  
в управлении экономикой»

**Рори Макфокар**



« Нам не нужны меры по  
ограничению добычи нефти  
больше, чем она у нас сама  
приостановилась»

**Алексей Кудрин**



« Я их построил, этих газопроводов,  
многие тысячи километров и могу  
голову положить на отсечение –  
в любых условиях больше \$2 млн  
за километр не стоит труба, если  
не брать, конечно коррупционную  
составляющую»

**Геннадий Шмаль**



« Люди – вот наша  
вторая нефть»

**Сергей Иванов**

« Сейчас смешно выглядит:  
мы одобряем какие-то  
иностранные инвестиции, а  
оказывается, это не иностранные,  
а наши собственные»

**Игорь Сечин**



# TRAKKER



\*Траkker. ИВЕКО. Реклама. Товар сертифицирован.

## ЛЮБАЯ РАБОТА МНЕ ПО ПЛЕЧУ

Сложная задача? Он может все. Непреодолимые обстоятельства? Он готов ко всему. На строительной площадке или в карьере этот автомобиль делает невозможное возможным. Он способен работать даже в самых труднодоступных и непроходимых районах, там, где нужна экстраординарная производительность.

Множество вариантов надстроек, мощный двигатель, прочные рама и подвеска. Нет такой работы, с которой бы он не справился.

**Iveco Trakker: превращает проблемы в решения**

УЗНАЙТЕ БОЛЬШЕ О ТРАККЕР, ПОСЕТИВ НАШ СТЕНД НА ВЫСТАВКЕ "КОМТРАНС-2013"  
С 10 ПО 14 СЕНТЯБРЯ 2013 ГОДА В КРОКУС-ЭКСПО, Г. МОСКВА. ПАВИЛЬОН 3, ЗАЛ 13, СТЕНД А220.

# IVECO

WWW.IVECO.RU

Круглосуточная горячая линия в России 8 800 200 04 42



УРАЛВАГОНЗАВОД

## МОБИЛЬНЫЕ ПОДЪЕМНЫЕ УСТАНОВКИ

ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО,  
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И БУРЕНИЯ СКВАЖИН  
С УСТЬЕВЫМ ДАВЛЕНИЕМ ДО 35 МПА;  
ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
И НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ  
ДО 5000 МЕТРОВ



**M6P-125**



ЛЕБЕДКА  
СО ШВЕДСКИМ ГИДРОПРИВОДОМ  
ВЕРХНИЙ СИЛОВОЙ ГИДРОПРОВОД  
С ПИТАНИЕМ ОТ ШТАТНОЙ ГИДРОСИСТЕМЫ

**M6P-160**

WEB@UVZ.RU

WWW.UVZ.RU