



ВТОРИЧНЫЙ  
ПЭТФ

• ПЕРЕРАБОТКА  
ТЯЖЕЛОЙ  
НЕФТИ •



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[4] 2016

НА ВОЛНЕ ШЕСТОГО  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО  
УКЛАДА



Входит в перечень ВАК



- Более **2000 тысяч** работников



- Объем инвестиций **3 млрд** долларов США



- Глубина переработки **до 97%** (с мая 2016 года)



**АНТИПИНСКИЙ  
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ  
ЗАВОД**



- Первый частный независимый от ВИНКов промышленный НПЗ в России мощностью **более 9 млн тонн** в год

## Антипинский НПЗ



- Дизельное топливо стандарта **Евро-5**
- Бензины стандарта **Евро-5** (с 1-го квартала 2017 года)

**АО «Антипинский НПЗ»** основано в 2004 году.

Антипинский НПЗ – это уникальное по своей природе предприятие: впервые за последние 35 лет с нуля был построен частный, независимый от ВИНКов промышленный нефтеперерабатывающий завод, подключенный к магистральным нефтепроводу (мощностью 7,2 млн тонн в год с планом увеличения до 9 млн тонн в год) и нефтепродуктопроводу (мощностью 1,8 млн тонн в год с планом увеличения до 3 млн тонн в год), мощность переработки которого превышает 9 млн тонн нефти в год, качество дизельного топлива соответствует стандарту Евро-5, глубина переработки достигает 97% (с мая 2016 года) и начнется производство бензинов стандарта Евро-5 (с 1-го квартала 2017 года).



- Подключен к магистральному нефтепродуктопроводу мощностью **1,8 млн тонн** в год (с планом увеличения до **3 млн тонн** в год)



- Глубина переработки **до 97%** (с мая 2016 года)



- Подключен к магистральному нефтепроводу мощностью **более 7,2 млн тонн** в год (с планом увеличения до **9 млн тонн** в год)



## Антипинский НПЗ

- Единственный промышленный НПЗ в Тюменской области и Уральском федеральном округе



## Автомобили Porsche.

### Отличное решение для Вашего корпоративного парка.

Надежные и качественные автомобили являются залогом успеха современной компании.

Порше Центр Москва предлагает корпоративным клиентам специальные финансовые и операционные условия сотрудничества.

#### Преимущества выбора Porsche в Порше Центр Москва для Вашего корпоративного автопарка:

- Высокое качество сервиса и индивидуальный подход к каждому клиенту
- Привлекательные программы финансирования

- Безупречное качество Porsche, основанное на высоких технологиях и многолетнем опыте
- Высокая рентабельность инвестиций, высокая остаточная стоимость автомобилей, неоднократно подтвержденные исследованиями «АВТОСТАТ»
- Наличие программы продленной гарантии, реализуемой непосредственно Porsche, способной заметно снизить риски эксплуатации автомобиля в постгарантийный период
- Ваше участие в эксклюзивных национальных и международных мероприятиях Porsche
- Высокая мотивация сотрудников высшего звена Вашей компании



**PORSCHE**

### Порше Центр Москва

Ленинградское шоссе, д. 71А/10  
Телефон: +7 (495) 787-99-11

Смоленская улица, д. 3  
Телефон: +7 (495) 937-91-11

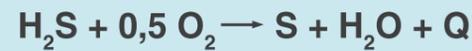
[www.porsche-moscow.ru](http://www.porsche-moscow.ru)

# УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА

Вопрос утилизации сероводорода является одним из самых актуальных в современной добывающей промышленности. Компания БПЦ Инжиниринг, опираясь на передовые отечественные научные разработки и многолетний опыт реализации проектов с использованием агрессивных газов, представляет компактные одностадийные установки COMPEX для очистки попутного нефтяного газа от сероводорода и его утилизации.

Оборудование изготавливается на заводе компании БПЦ Инжиниринг в городе Тутаеве Ярославской области под собственной торговой маркой COMPEX с учетом индивидуальных особенностей проектов и требований заказчика. Установки очистки газа от сероводорода полностью отвечают требованиям нефтегазовой отрасли по показателям надежности, экологичности и экономичности.

В основе установки COMPEX – запатентованная технология прямого каталитического окисления сероводорода до элементарной серы:



В отличие от традиционно применяемых в отрасли импортных технологий и катализаторов, таких как процесс Клауса и Lo-Cat, установки очистки сероводорода COMPEX на основе одностадийного процесса более компактны, поэтому не требуют больших капитальных и эксплуатационных затрат. Эти установки обладают большей экологической безопасностью и способны обеспечивать эффективную очистку газов с содержанием сероводорода от 0,1 до 95 об.%.  
РЕКЛАМА

## ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Утилизация сероводорода после аминовой очистки газа в составе установок подготовки углеводородсодержащих газов

Утилизация сероводорода на нефтехимических производствах, УКПГ (установках комплексной подготовки газа), газоперерабатывающих заводах

## ТИПОВАЯ КОМПОНОВКА УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ ГАЗА

Блок аминовой очистки

Блок каталитической утилизации кислых газов с получением элементарной серы



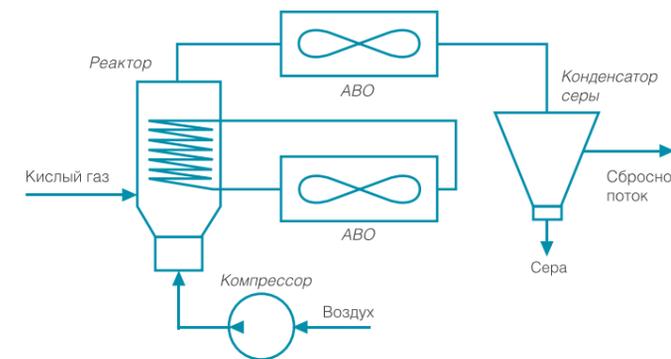
**РОССИЙСКОЕ  
ПРОИЗВОДСТВО**

Сертифицировано для применения на территории Таможенного союза



## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ● ПРОИЗВОДСТВО ● СЕРВИС

### ПРИНЦИП РАБОТЫ



Реактор прямого окисления сероводорода представляет собой цилиндрический аппарат, в нижней части которого на газораспределительной решетке размещается гранулированный катализатор. В реактор подается кислый газ и воздух в стехиометрическом соотношении. В результате в реакторе при температуре порядка 300 °С при контакте полученной смеси с гранулами катализатора происходит реакция селективного окисления сероводорода.

Продукты реакции (пары элементарной серы и воды) и компоненты исходной газовой смеси восходящим потоком газа выносятся в верхнюю часть реактора и далее в теплообменник (аппарат воздушного охлаждения). При снижении температуры смеси до 150 °С происходит конденсация серы, которая отделяется в конденсаторе серы и отправляется на дальнейшее использование.

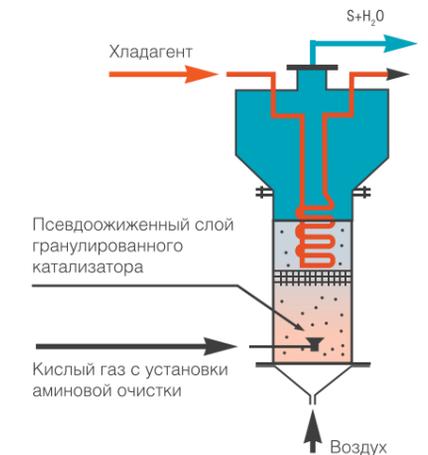
### КЛЮЧЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ

- простая одностадийная технологическая схема
- применение твердого катализатора последнего поколения: механически прочного, не содержащего благородных металлов и не допускающего деградации
- избирательное воздействие катализатора на компоненты смеси
- давление исходного газа не влияет на технологический процесс
- отсутствие связывания серы и жидкофазного катализатора с последующей потерей активного компонента
- отсутствие образования побочных продуктов - серной и полиотионовой кислот

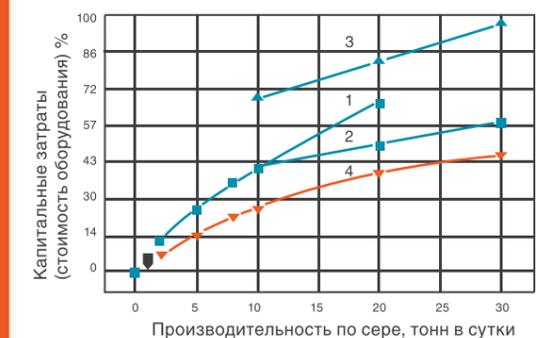
### ПРЕИМУЩЕСТВА УСТАНОВОК

- ✓ простой процесс замены катализатора
- ✓ получение полимерной серы на выходе, соответствующей ГОСТ 127.1-93
- ✓ высокая надежность работы благодаря отсутствию технологически сложных компонентов
- ✓ низкое энергопотребление за счет использования энергии экзотермической реакции парциального окисления сероводорода
- ✓ низкие капитальные и эксплуатационные затраты в сравнении с альтернативными решениями
- ✓ экологическая безопасность в связи с отсутствием токсичных технологических отходов

### Процесс прямого каталитического окисления сероводорода



### Сравнение капитальных затрат по различным технологиями очистки газа от сероводорода



1. Технология Lo-Cat 3. Технология Claus с доочисткой  
2. Технология Claus 4. Технология прямого окисления COMPEX

БПЦ ИНЖИНИРИНГ  
109028, Россия, Москва, ул. Земляной Вал, д. 50А/8, стр. 2  
Тел.: +7 (495) 780-3165 | Факс: +7 (495) 780-3167  
energy@bpc.ru | www.bpcenergy.ru

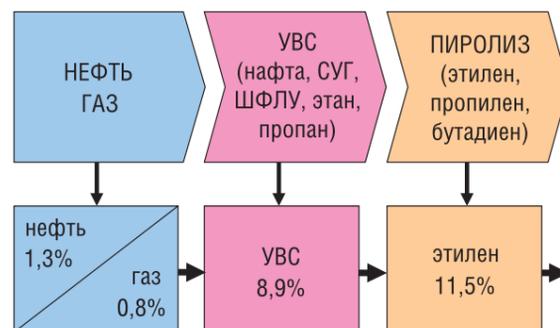


## Что делать с избытком углеводородного сырья?



16

## Полимерный бизнес в кризисном 2015 году



22

## Переработка тяжелой нефти



62

Импортозамещение трубопроводной арматуры в российском нефтегазовом секторе

50

Эффективность плужного трубоукладчика

53

25 лет непрерывного поиска

56

Анализ технологических возможностей и передовых практик для применения технологии полимерного заводнения на месторождениях России и стран ТС

60

Опыт применения пенообразователей Orchidex при пожаротушении

72

Календарь событий

75

## Стратегия и тактика



79

## Сланцевый газ: есть ли будущее?



67

Герметичные насосы от HERMETIC-Pumpen GmbH для работы в агрессивных и опасных средах

76

Насосы для нефти и газа

86

Вибрационная надежность

90

Риски контрактных отношений

98

Интегрированное моделирование как новая дисциплина для подготовки молодых специалистов

102

НЕФТЕГАЗ *Life*

106

Цитаты

108

## Мифы о закупках

94



# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК

4

На волне

Костер тщеславия

8

шестого уклада

Минэкономразвития хочет приватизировать весь госпакет «Башнефти»

12

Первая строчка

Все о главных событиях месяца

14

Энергонезависимость

Курс на экономичные и эффективные решения

36

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

39

Российский сектор лакокрасочного спектра

40

Попутный газ последних ступеней сепарации

42

Россия в заголовках

49



26

## Вторичный ПЭТФ



30

## 1669 лет назад

В 347 году в Китае впервые пробурили скважины в земле для получения нефти. В качестве труб использовались полые стволы бамбука.

## 516 лет назад

В 1500 году в Польше впервые стали использовать нефть для освещения улиц. Нефть поступала из района Карпат.

## 168 лет назад

В 1848 году пробурена первая в мире нефтяная скважина современного типа на Апшеронском полуострове неподалеку от Баку.

## 116 лет назад

В 1900 году на долю нефти приходилось 3% мирового энергопотребления, к 1914 г. – 5%, в 1939 г. – 17.5%, в 1950 г. – 41.5%, в 2000 г. – 65%.

## 83 года назад

В мае 1933 года Standard Oil of California подписала с Саудовской Аравией соглашение о концессии. Эту дату можно считать точкой отсчета истории саудовской нефти.

## 81 год назад

30 апреля 1935 года начато бурение первой скважины в Саудовской Аравии Даммам-1 (Д-1).

## 72 года назад

3 сентября 1944 года ГКО СССР принял постановление об установлении лимита на потребление газа предприятиями и учреждениями Саратова «в целях сохранения высоконапорного газа для обеспечения города Москвы».

## 66 лет назад

К 1950 году промышленные запасы природного газа в СССР достигли 85 млрд м<sup>3</sup>. Из них на Украину приходилось 35 млрд м<sup>3</sup>, на РСФСР – 42,3 млрд м<sup>3</sup>. В РСФСР на первом месте была Коми АССР – 16 млрд м<sup>3</sup>.

## 45 лет назад

14 февраля 1971 года в Тегеране было подписано соглашение между ОПЕК и западными нефтяными компаниями. Оно стало первым шагом к независимости стран Ближнего Востока на нефтяном рынке и зафиксировало 55% как минимальную долю правительства в чистой прибыли. Инициатива перешла в руки ОПЕК, что вылилось в «нефтяный шок»: за 1973 год цена нефти увеличилась с \$2 до \$15.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Виктория Юдина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Ведущий аналитик**  
Артур Гайгер

**Журналисты**  
Анна Игнатьева,  
Татьяна Абрамова,  
Елена Алифирова

**Ответственный секретарь**  
Татьяна Петрова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

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



**Издательство:**  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Артем Аракелов  
Ольга Иванова  
Кирилл Болтаев  
Валентина Горбунова  
Ольга Щербачева  
Ольга Ющенко

reklama@neftgaz.ru  
Тел.: +7 (495) 650-14-82

**Менеджеры по работе с клиентами**  
Ксения Волкова  
Элина Валитова

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин  
Алексей Бродский

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

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

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

Отпечатано в типографии  
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



611-05-50  
www.ognizaliva.ru

ПОЛНАЯ ОТДЕЛКА

БЕРЕГ ФИНСКОГО ЗАЛИВА

КЛЮЧИ В 2016 г.\*



## ИПОТЕКА ОТ ВЕДУЩИХ БАНКОВ



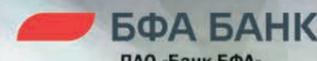
ПАО «Сбербанк»  
Генеральная лицензия Банка России  
на осуществление банковских операций №1481



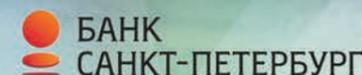
ПАО «ВТБ 24»  
Генеральная лицензия Банка России  
на осуществление банковских операций №1623



ПАО «Газпромбанк»  
Генеральная лицензия Банка России  
на осуществление банковских операций №354



ПАО «Банк БФА»  
Генеральная лицензия Банка России  
на осуществление банковских операций №3038



ПАО «Банк «Санкт-Петербург»»  
Генеральная лицензия Банка России  
на осуществление банковских операций №436



ПАО «Ханты-Мансийский банк Открытие»  
Генеральная лицензия Банка России  
на осуществление банковских операций №1971

\* Срок передачи ключей ЖК «Огни Залива» (I очередь) - III, IV кв. 2016 г.  
С проектной декларацией можно ознакомиться на сайте www.ognizaliva.ru  
Застройщик - ООО «Дудергофский проект»



519 лет назад Савонарола зажег костер тщеславия



Костры инквизиции уничтожали произведения науки и искусства



В российских вузах сжигают книги, изданные при поддержке фонда Сороса



Гос. идеология запрещена ст. 13 Конституции РФ

# КОСТЕР ТЩЕСЛАВИЯ

Анна Павлихина

Таким же несолнечным, серым утром, как сегодня, на площади города Флоренция горел необычный костер, названный впоследствии «костром тщеславия». Вместо поленьев в него были брошены предметы искусства, роскоши и книги. Это был февраль 1497 года. Темная средневековая Европа, погрязшая в мракобесии и предрассудках, уничтожала то немногое, что задушенная богословием наука успела наклепать в тайне от святой инквизиции. В том же году в России был издан свод законов – знаменитый Судебник Ивана III, устанавливается поместная система землевладения, Русь объединяется вокруг Москвы. Этому крупнейшему на континенте государству понадобится немногим больше половины тысячелетия, чтобы зажечь на своих площадях такие же костры, какие горели в средневековой Европе.

В ноябре прошлого года полпред президента в Северо-Западном федеральном округе А. Травников поручил правительству Республики Коми избавиться от книг, изданных при поддержке фонда Сороса, «целью которых является популяризация среди молодежи чуждых российской идеологии установок, формирования в молодежной среде искаженного восприятия отечественной истории». Историческая наука всегда была полем, на котором разворачивалась борьба амбиций. Американцы в своих учебниках по истории излагают концепцию, согласно которой они победили во 2-й мировой войне. Некоторые европейцы полагают, что накануне Великой отечественной Сталин и Гитлер договорились поделить Польшу. Да что там современность? Дворянские историки В.О. Ключевский, Н.М. Карамзин и иже с ними трактовали историю в угоду царской власти не стесняясь ни фактов, ни оборотов. Поэтому предложение избавиться от разночтений логично. Нелогично то, с каким фанатизмом взялись за уничтожение книг.



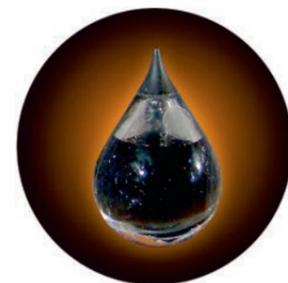
Книги не просто изъяли из обращения, сложив в запасниках библиотек, их сожгли. Первые поборники истинной науки обнаружили в Воркутинском горно-экономическом колледже, Ухтинском государственном техническом университете и Воркутинском политехническом техникуме. Увлечшись повальным уничтожением вражеской литературы, все и забыли, что речь велась только об учебниках истории. Главное указать на врага, а уж там, как говорится, «нас никому не сбить с пути, нам все равно куда идти». Среди подлежащих уничтожению книг оказались издания по логике, французскому сюрреализму и учебник по криминалистике.

Искать здравый смысл в этом действии бесполезно. Уничтожать книги при наличии у каждого потенциального читателя Интернета – глупо, а апеллировать к «русской идеологии» – противозаконно, потому что какая-либо гос. идеология запрещена ст. 13 Конституции РФ.

Фонд Сороса не только финансировал, но также закупал книги для многих российских школ и вузов. Все ли эти издания ждет подобная участь?

Складывается устойчивое впечатление, что, не смотря на множество разговоров о необходимости поднимать общий уровень грамотности и отечественную науку, на практике делается все для достижения обратного эффекта.

Развивать науку в отдельно взятой стране, в отрыве от мирового опыта не получится. Не получится при таком положении дел развивать и импортозамещение, ведь высокие технологии, новейшее оборудование и высокоточные приборы никогда не появятся в стране, в которой сжигают книги. ●



## МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ ХОЧЕТ ПРИВАТИЗИРОВАТЬ ВСЬ ГОСПАКЕТ БАШНЕФТИ

Татьяна Абрамова

Глава Минэкономразвития РФ А. Улюкаев не исключает приватизацию всего госпакета акций Башнефти.

Минэкономразвития РФ начал отбор инвестконсультантов для оценки приватизации госпакета Башнефти. Пакет акций, которым сегодня владеет государство составляет 50% и плюс 25%, который принадлежит Башкирии. Эти инвестконсультанты будут подсказывать правительству эффективность продажи с точки зрения состояния рынка и окна возможностей для продажи.

Искать окно возможностей при нынешней экономической ситуации, отягощенной примитивностью капитализма в России, безнравственностью власти и нынешним уровнем коррупции – это сложная, очень сложная задача. Окно возможностей давно схлопнулось.

Продажа госпакета акций Башнефти означает дыры в бюджете страны в будущем, но немного облегчит жизнь чиновникам сейчас. Об этом как-то уже говорил Р. Хамитов, но его не услышали. Как на новые прогнозы А. Улюкаева отреагируют в Башкирии, непонятно, хотя предсказать бурную реакцию вполне возможно.

18 февраля 2016 г. стало известно, что правительство РФ разрабатывает план по приватизации Башнефти. Выкупить контрольный пакет акций Башнефти намерен ЛУКОЙЛ.

Тогда же глава Башкирии Р. Хамитов заявил, что власти Башкортостана не собираются продавать свою часть акций компании, благодаря которым формируются социальные направления бюджета республики. 17 февраля глава ФАС И. Артемьев заявил, что ведомство не будет возражать, если ЛУКОЙЛ приобретет контрольный пакет акций Башнефти. Вроде бы все дороги открыты и одна компания может поглотить другую.

Тем более, это лучше, если акции уйдут в руки зарубежных инвесторов.

Госкомпанией Башнефть стала в 2014 г. Сегодня государству принадлежит 50,08% акций компании, Башкирия – 25% плюс 1 акция. Более года назад Башнефть стала одним из лидеров по приросту добычи нефти в РФ. По итогам 2015 г. на 7% увеличены доказанные запасы углеводородов. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

После долгой борьбы за снятие эмбарго с экспорта своей нефти Иран наконец получил возможность снова выйти на рынок. Отмена этой санкции беспокоит ведущих поставщиков и обывателей в почти равной степени. Чем же на самом деле обернется для нефтепроизводителей возвращение иранской нефти?

### Что изменит возвращение на рынок иранской нефти?

23%

Рынок стабилизируется если еще саудиты сократят добычу на 2 млн барр/сутки

42%

Сланцевые компании США начнут добывать нефть и рынок опять обвалится

35%

При заморозке добычи нефти спрос постепенно догонит предложение

Бессовестное падение цены на нефть заставляет основных экспортеров думать над тем, как вернуть ее на приличный уровень. Наиболее очевидным ходом выглядит заморозка добычи нефти и, хотя пока не все страны-экспортеры готовы подписаться под этой мерой, мы спросили наших читателей, как, по их мнению, снижение добычи скажется на рыночной ситуации и цене на нефть

### Что изменит снижение добычи нефти 15-ю странами?

17%

На цену нефти это не повлияет т.к. она формируется не на товарных, а на фондовых рынках

31%

Снижение предложения спровоцирует повышение цены

16%

При существующем избытке, нужно чтобы Иран не увеличивал добычу, только так нефть подорожает

36%

Страны, ограничивающие добычу, только потеряют долю рынка

РЕКЛАМА



# РОСНЕФТЬ

ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ



События

Выборы президента

Запуск нового производства

Обвал рынка акций

Отмена пошлин

Цены на нефть

Газовые войны

Северный поток

Слишком капиталов

Новый глава Роснефти



От ВСТО до Комсомольского НПЗ

Началось строительство нефтепровода-отвода от ВСТО на Комсомольский НПЗ.

ЦУП ВСТО приступил к сварочно-монтажным работам на линейной части нефтепровода-отвода от трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) до Комсомольского НПЗ.

Запланировано строительство 293 км линейной части, головной НПС с резервуарным парком 80 тыс. м<sup>3</sup>, двух промежуточных НПС и объектов внешнего электроснабжения.

Реализация проекта позволит обеспечить поставку нефти на Комсомольский НПЗ по системе магистральных нефтепроводов Транснефти в объеме до 8 млн т/год.

Нефтепровод-отвод пройдет по территориям Амурского, Комсомольского и Солнечного районов Хабаровского края.

Трасса отличается большим количеством заболоченных и обводненных участков, в общей сложности будут преодолены 139 водных преграды, в том числе 4 крупные – через реки Сельгон, Харпи, Альян, Хевчен.

Строительно-монтажные работы на заболоченных и обводненных участках планируется проводить преимущественно в зимний период.

С июня 2015 г. ведется строительство вдоль трассового проезда в целях организации доступа к нефтепроводу. Планируемый срок завершения работ – 2 полугодие 2016 г.

Сварочно-монтажные работы на трассе нефтепровода в феврале 2016 г. начались на участке км 76,1 – км 136,2, ведется подготовка к началу сварки в марте на участках км 136,2 – км 222,4 и км 222,4 – км 293. Основной объем сварочно-монтажных работ планируется выполнить зимой 2016–2017 гг.

Реализация этого проекта началась после подписания в декабре 2014 г. соглашения об установлении долгосрочного тарифа между Транснефтью и Роснефтью, по которому протяженность линейной части нефтепровода – отвода на Комсомольский НПЗ составит 293 км.

Этот нефтепровод-отвод призван обеспечить потребности в транспортировке сырья для Комсомольского НПЗ, расположенного в г. Комсомольске-на-Амуре.

Роснефть, которой принадлежит НПЗ, также будет поставлять до 8 млн т/год нефти в нефтетранспортную систему (НТС) Транснефти для поставок на НПЗ в г. Комсомольске-на-Амуре.

18 декабря 2015 г. дочка Транснефти – Транснефть – Дальний Восток объявила победителей трех тендеров на строительство нефтепровода-отвода МГП ВСТО – Комсомольский НПЗ. Общая стоимость 3-х проектов оценена в 10,3 млрд руб. ●

Продажа квот

События

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Южный поток

Дошли руки до Арктики



Турецкий или Южный?

Турция рассматривает строительство магистрального газопровода (МГП) Турецкий поток только в рамках коммерческого проекта и надеется возобновить переговоры с Россией по его дальнейшей реализации.

Об этом заявил замглавы турецкой миссии в г. Вашингтоне Т. Тунджер. В феврале прошлого года Газпром, обиженный на ангосаксов, провел День инвестора не традиционно в Нью-Йорке и Лондоне, а в Гонконге и Сингапуре.

Причем самого А. Миллера тогда не было, потому что всюду развивался проект МГП Турецкий поток, и он был в Турции. Прошел год и все изменилось.

Газпром, вероятно, перестал обижаться на Запад, учитывая отсутствие инвестиционного прорыва на китайском направлении.

Мы все еще рассматриваем Турецкий поток как коммерческий проект, по-восточному простоудно

поведал ныне Т. Тунджер. Если Россия захочет провести переговоры, мы можем прийти и обсудить это. Обе стороны должны сесть и обсудить детали соглашения, как мы сделали по Голубому потоку 10 лет назад. Услышали ли его слова в России и Газпроме, неизвестно. Однако за последнее время это уже второй призыв турецкой стороны начать переговоры по ряду проектов. 27 января 2016 г. министр энергетики и природных ресурсов Турции Б. Албайрак вкрадчиво сообщил о том, что Турция надеется на продолжение реализации существующих энергетических проектов с Россией.

В России в свою очередь говорят, что если проект не будет реализован, то уже созданная инфраструктура Турецкого потока на территории России, послужит, как минимум, для газификации Краснодарского края.

Непонятны планы и со строительством Южного потока. 20 января Газпром поставил окончательную точку в истории с газопроводом Южный поток, но уже через полторы недели постпред РФ при ЕС В. Чижов заявил о том, что проект МГП Южный поток может быть возобновлен.

3 февраля 2016 г. болгарские депутаты отвергли предложение оппозиционной партии Атака начать диалог с Россией на возобновление строительства МГП Южный поток. В. Сидеров заявил, что Болгария должна быть активной и предложить России возобновление проекта. По его словам, есть признаки того, что Россия не полностью отказалась от проекта и геополитические события, которые произошли с момента его отмены были в пользу Болгарии. ●

# ЧТО ДЕЛАТЬ С ИЗБЫТКОМ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ?

В РОССИИ, ЯВЛЯЮЩЕЙСЯ КРУПНЕЙШИМ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ДОЛЯ ХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В ВВП СТРАНЫ СОСТАВЛЯЕТ ПОЛТОРА ПРОЦЕНТА. ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ВЫРУЧКИ ОТ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА НЕОБХОДИМО РАСШИРИТЬ ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ С ВЫСОКОЙ ДОБАВОЧНОЙ СТОИМОСТЬЮ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПОКАЗАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ СПРОСА РОССИЙСКОГО РЫНКА НА ТАКУЮ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНУЮ ПРОДУКЦИЮ ПЕРЕДЕЛА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, КАК ИЗДЕЛИЯ ИЗ ПЛАСТМАСС И ШИНЫ

*IN RUSSIA, WHICH IS A LARGE PRODUCER OF CRUDE HYDROCARBONS, THE SHARE OF CHEMICAL COMPLEX IN THE COUNTRY'S GDP IS 1.5 PERCENT. TO INCREASE THE LEVEL OF REVENUE FROM OIL AND GAS PROCESSING, IT IS NECESSARY TO EXPAND PRODUCTION OF THE HIGH VALUE-ADDED PRODUCTS. THE ARTICLE DESCRIBES THE PROSPECTS OF THE RUSSIAN MARKET DEMAND FOR SUCH HIGH-TECH PRODUCTS OF CRUDE HYDROCARBONS PROCESSING SUCH AS PLASTIC PRODUCTS AND TIRES*

Ключевые слова: рынок полимеров, шины, углеводородное сырье, нефтехимическая промышленность, добавочная стоимость.



УДК 338.32



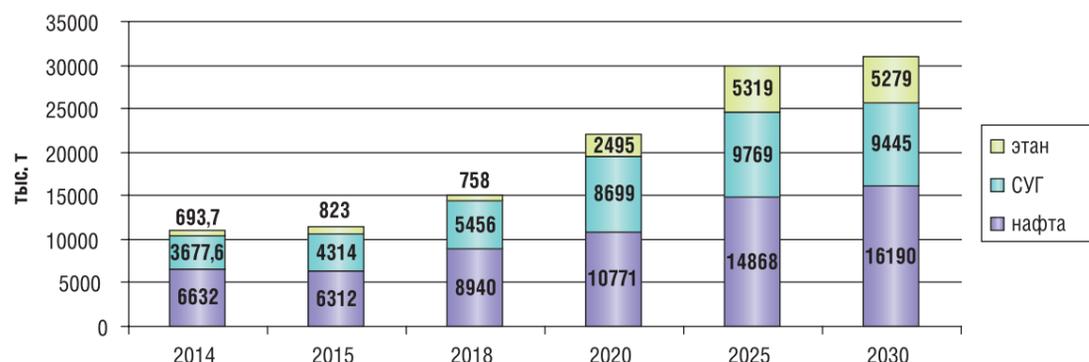
**Аминев Салават Хурматович,**  
Генеральный директор  
ОАО «НИИТЭХИМ»,  
Вице-президент Российского  
союза химиков

Реализация ряда проектов, таких как ОАО «Ново-Уренгойский ГХК», ООО «Запсибнефтехим», Балтийский НХК и других направлена на расширение производства углеводородного сырья (УВС), а также на решение проблемы его более полного и комплексного использования (утилизация попутных нефтяных газов – ПНГ, извлечение ценных компонентов и фракций из «жирного» природного газа и др.).

В настоящее время в нефтегазохимию, то есть в сектор повышенной добавочной стоимости, поступает примерно

1/3 произведенного объема УВС. В соответствии со Стратегией развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года (утверждена приказом Минпромторга России и Минэнерго России от 8 апреля 2014 г. № 651/172) в нефтегазохимическое производство будет поступать до 60% выпуска УВС, то есть в ближайшие 15 лет для его переработки поступит дополнительно почти 10 млн т нефти, 5,2 млн т сжиженных углеводородных газов (СУГ), 4,5 млн т этана (рис. 1).

РИС. 1. Структура потребления УВС в нефте- и газохимии



Возникает вопрос: **В какую продукцию его лучше перерабатывать?**

Безусловно, таким вопросом специалисты озабочены не впервые и именно поэтому находятся в постоянном решении задачи по развитию производства химической и нефтехимической продукции, качество и ассортимент которой соответствует спросу российского и мирового рынков.

На сегодняшний день наибольшие успехи в нефтехимическом производстве достигнуты в области производства полимеров. С широким размахом созданы новые мощности по выпуску полиэтилена, полипропилена, ПВХ, полистирола, ПЭТ, увеличен их марочный ассортимент, вплоть до выпуска дефицитных марок, закупаемых по импорту, а по некоторым полимерам существенно увеличен экспортный потенциал (прежде всего по полипропилену).

Однако полимеры – это всего лишь полупродукты и если нет базы по их переработке, для российского рынка они не нужны. Конечно, профицит можно реализовывать на рынках других стран, но в этих странах российские полимеры перерабатываются в изделия и некоторые из них в виде товаров с добавочной стоимостью возвращаются в Россию. В результате теряется прибыль и не задействуются дополнительные рабочие места.

Произошедшее в последние годы расширение производственной базы по выпуску полимеров (не только по объему, но и по ассортименту) оживило российскую промышленность по переработке пластмасс, которая долгое время уступала основные ниши российского рынка зарубежным компаниям. В настоящее время в отрасли по переработке пластмасс, которую следует идентифицировать как отрасль среднего и малого бизнеса, игроками являются более 6500 компаний, из них листы производят 5 крупных производителей, компаундированием занимаются профессионально 12 компаний, трубы выпускают 150 компаний, упаковку – примерно 2000 компаний, литевые изделия – более 4000 и вполне возможно, что где-нибудь в гаражах работают неучтенные производители полимерных изделий.

РИС. 2. Структура потребления продукции переработки пластмасс по товарам, %

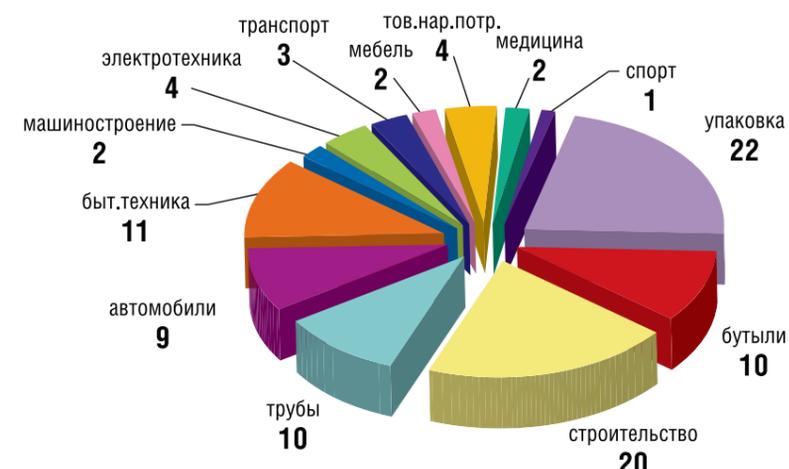
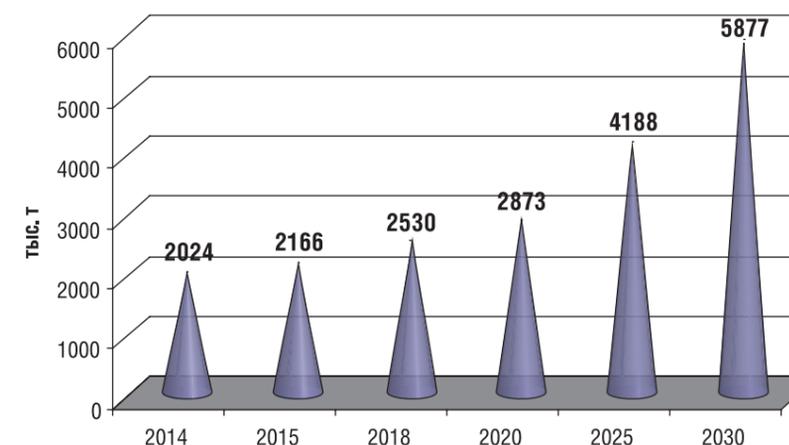


РИС. 3. Прогноз спроса на полиэтилен (ПЭ) в период до 2030 года



Наибольший спрос ожидается на трубные марки ПЭ. В секторе производства кабельных оболочек будет увеличиваться спрос на изоляционные материалы из сшитого полиэтилена.

Развитие рынка линейного полиэтилена будет определяться спросом на стрейч-пленку, которая постепенно будет вытеснять термоусадочную пленку и займет в данном секторе потребления полимера лидирующие позиции. Предполагается также развитие сектора многослойных пленочных композиций.

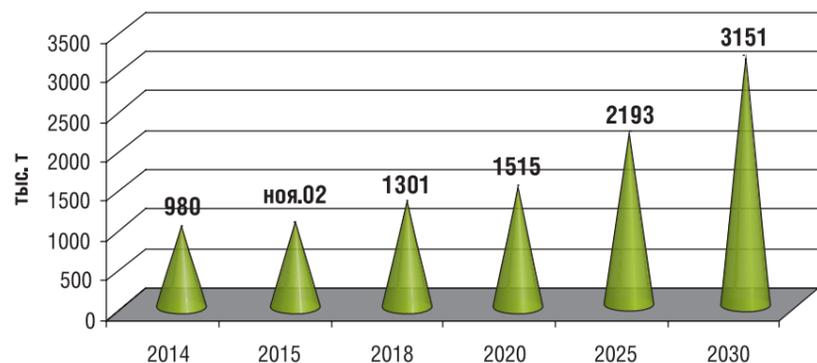
По причине множественности участников рынка переработки пластмасс показатель объема выпуска полимерных изделий весьма условен. В соответствии с имеющимся показателем объема производства, экспорта и импорта изделий из пластмасс в 2014 г. их видимое потребление составило 5180 тыс. т, в 2015 г. из-за спада экономики и сокращения спроса со стороны ряда потребляющих отраслей потребление снизилось до 4901 тыс. т. Вместе с тем, рынок полимерных изделий перспективен и в соответствии с прогнозом к 2030 году расширится в 2,6 раза вследствие роста потребности со

стороны основных переработчиков пластмасс в изделия для машиностроения, строительства, потребительского сектора, сельского хозяйства и др.

На рис. 3–7 приведены прогнозные оценки спроса на полимеры со стороны переработчиков пластмасс на период до 2030 года.\*

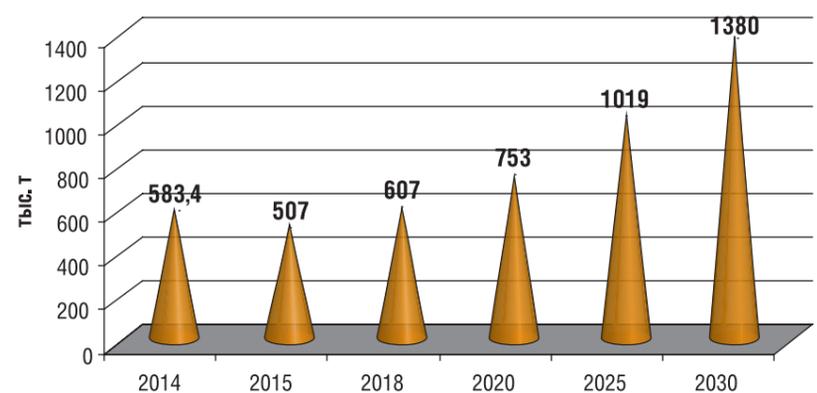
\* Представленные в статье прогнозные оценки спроса на основные виды нефтехимической продукции подготовлены в ОАО «НИИТЭХИМ» в 2015 году по заданию Минпромторга России в целях корректировки «Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года».

РИС. 4. Прогноз спроса на полипропилен (ПП) в период до 2030 года



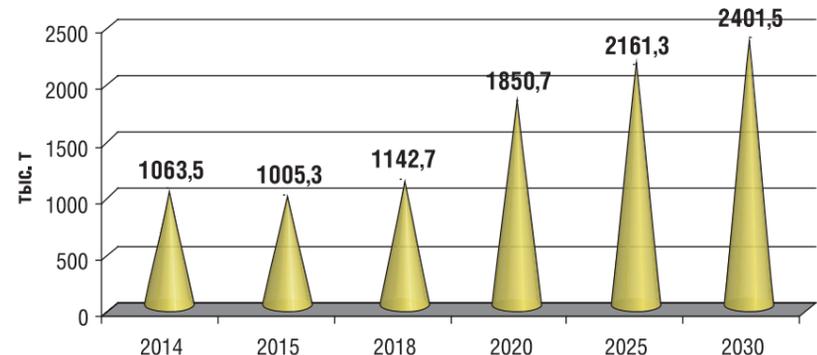
Прогнозируется, что до 50% вырабатываемого ПП будет потребляться в трубном производстве. Кроме того, ожидается увеличение спроса для производства БОПП-пленки. В секторе нетканых материалов важным направлением развития является реализация проектов по созданию производства геотекстиля и геомембран. Дальнейшее развитие получит производство автокомпонентов из полипропилена.

РИС. 5. Прогноз спроса на полистирол (ПС) в период до 2030 года



В наибольшей степени прогнозируется увеличение спроса на ПС, используемый в производстве XPS-плит, применение которых позволит решить одну из важнейших задач ЖКХ – тепло- и энергосбережение.

РИС. 6. Прогноз спроса на поливинилхлорид (ПВХ) в период до 2030 года



Важнейшие сферы применения ПВХ сохраняются при некотором усилении позиций производителей труб, кабельных пластикатов и линолеума.

Рисунки 3–6 иллюстрируют рост потребности в ПЭ, ПП, ПС и ПВХ для производства изделий из пластмасс (прежде всего труб, строительных конструкций, деталей для автомобилей и др.), в том числе закупаемых в настоящее время по импорту на сумму 5–6 млрд долл. в год.

Учитывая перспективность рынка полимерных изделий представляется целесообразным расширение продуктовой нефтегазохимической линейки до конечной продукции, то есть организовать производство среднетоннажных изделий из пластмасс (прежде всего труб и строительных конструкций) в рамках компаний-производителей полимеров. Такая интеграция увеличит прибыльность и снизит зависимость от импорта.

Другим важным направлением переработки УВС в продукцию с высокой добавленной стоимостью и востребованную на внутреннем рынке, является производство шин и зарубежные компании, видя перспективность российского рынка, уже пришли в отрасль со своими технологиями и успешно развивают как производство, так и дистрибуцию.

Тем не менее, до настоящего времени российский рынок шин находится в глубокой зависимости от импорта: 50–55% потребности удовлетворяется за счет закупок за рубежом.

**Вопрос: Почему на российском рынке шин столь высокая импортная составляющая?**

На взгляд автора, такая ситуация определяется двумя причинами. Во-первых, недостаточной конкурентоспособностью отечественных шин в премиальном секторе и это при том, что российские производители шин имеют высокую тарифную защиту от иностранных конкурентов, что помогает им сдерживать неблагоприятную конкуренцию (в настоящее время ставка ввозной таможенной пошлины на шины покрышки для легковых автомобилей составляет 14%, но не менее 3,41\$ / шт.)

Во-вторых, сознательным предпочтением импортной продукции для использования в автомобилях зарубежных марок, в том числе при их сборке на

территории России иностранными компаниями (Ford, Volkswagen, Skoda, Citroen и др.).

В перспективе до 2030 года российский автопарк существенно расширится (количество легковых автомобилей может возрасти вдвое), при этом увеличится рынок не только первичной, но и вторичной комплектации машин шинной продукцией. По прогнозной оценке за 15 лет спрос на шины для легковых автомобилей возрастет на 88,5%, для грузовых автомобилей – на 92,5% (рис. 9, 10).

Следует, однако, отметить, что несмотря на заявленные проекты по расширению производства шин степень зависимости от импорта даже в 2030 году может остаться достаточно высокой: по оценке, иностранные шины для грузовых автомобилей займут 32,5% рынка, для легковых автомобилей – до 30% рынка.

Чтобы выдержать конкуренцию, снизить зависимость от импорта и получить дополнительные дивиденды необходимо повысить конкурентоспособность российских шин, которая в соответствии с экономическими постулатами формируется на платформе себестоимости.

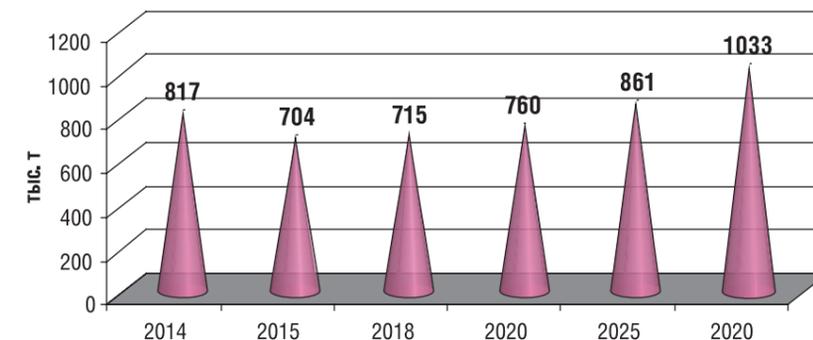
В структуре себестоимости шин почти 80% составляет сырье (рис. 11), при этом особую роль играют товары малотоннажной химии (МТХ), придающие шинам специфические свойства и в значительной степени определяющие качество и цену на конечный товар, то есть его позиции на рынке.

По основной номенклатуре малотоннажной продукции для производства шин спрос удовлетворяется за счет импорта (по некоторым позициям – до 100%). Наиболее проблемными позициями являются:

- ускорители вулканизации сульфенамиды;
- стабилизаторы IPPD и 6PPD;
- вулканизирующие агенты: полимерная сера и алкилформальдегидная смола;
- минеральные активные кремнекислотные наполнители и агенты их сочетания с каучуком – органосиланы.

В условиях, когда со стороны стран, поставляющих продукцию малой химии, необходимой для развития

РИС. 7. Прогноз спроса на полиэтилентерефталата (ПЭТ) в период до 2030 года



Снижение темпов спроса на ПЭТ связано с законодательным запретом (законопроект № 280796-6) использования ПЭТ для упаковки слабоалкогольных напитков, составляющих не менее 20% в общем объеме упаковки из ПЭТ.

РИС. 8. Основные производители шин в России (по данным за 2013 г.), млн шт.

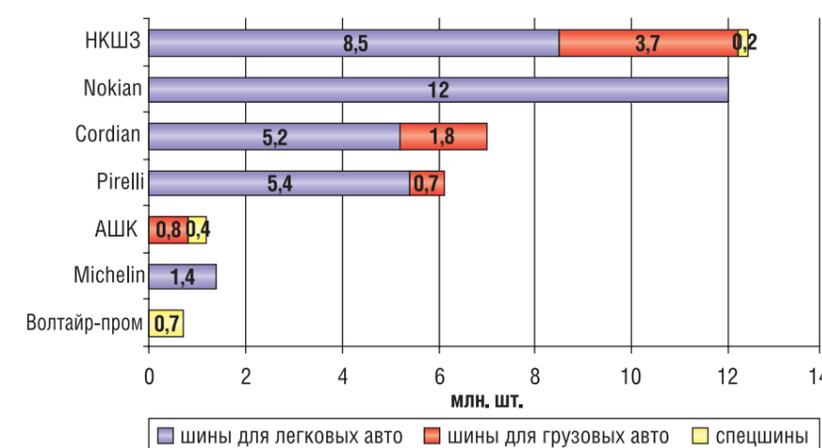


РИС. 9. Прогноз спроса на шины для легковых автомобилей на период до 2030 года

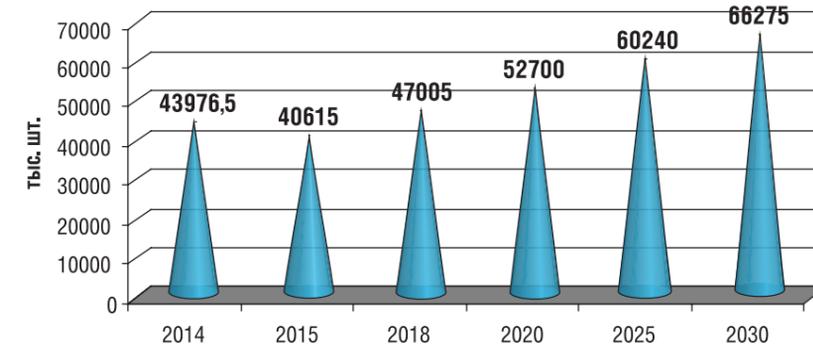


РИС. 10. Прогноз спроса на шины для грузовых автомобилей в период до 2030 года

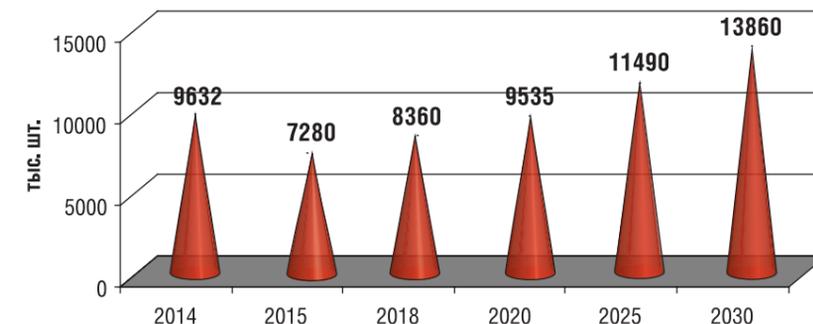
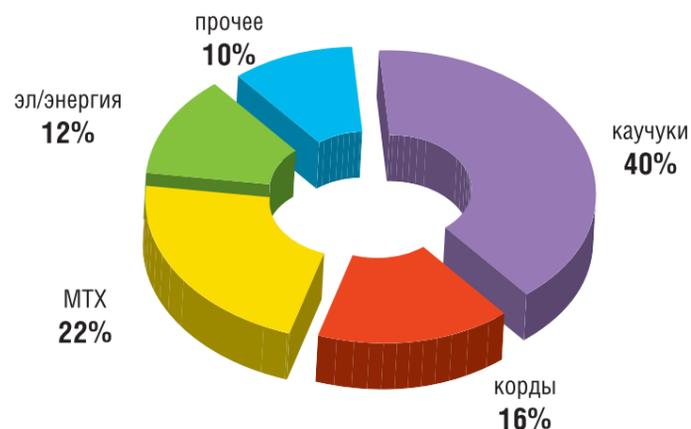


РИС. 11. Примерная структура себестоимости шины класса В, %



не только шинной, но и других отраслей промышленности, объявляются санкции и торговые ограничения, крайне важно развивать собственное производство химикатов-добавок. Этот бизнес высокоэффективен по причине рентабельности производств и спроса как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

Для повышения конкурентоспособности российских шин необходимы также инновации в производстве каучуков, осуществляя их в следующих направлениях:

- наращивание объемов производства шинных бутадиен-стирольных каучуков растворной полимеризации (ДССК), расширение их марочного ассортимента;
- развитие производства полибутадиеновых и полиизопреновых каучуков, полученных с применением неодимовых катализаторов;

- организация и развитие производства стереорегулярных 1,4 полидиенов на основе мономеров – изопрена и бутадиена;
- совершенствование сырьевого обеспечения: мономером – бутадиеном на основе фракции С4, за счет развития и создания новых пиролизных установок.

\*\*\*

Представленные выше размышления вызваны необходимостью осмысления того факта, что в России, являющейся крупнейшим производителем углеводородного сырья, доля химического комплекса в ВВП страны составляет 1,4–1,6%, в то время как в Китае – 9%, Японии – 8,2%, Германии – около 7%, США – 6%, причем синергетический эффект на американскую экономику от использования химической и нефтехимической продукции эксперты оценивают в 25%.

Беспорен тезис, что для повышения уровня выручки

от переработки нефти и газа необходимо расширять производство продукции с высокой добавочной стоимостью. В данной статье показаны перспективы спроса российского рынка на такую высокотехнологичную продукцию передела углеводородного сырья как изделия из пластмасс и шины. Вместе с тем, спектр химической и нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью гораздо шире и не может быть рассмотрен в одной статье.

В качестве примера можно привести химические волокна и нити, которые используются как для пошива одежды (которая в настоящее время поступает в основном из-за рубежа), так и в промышленности, в дорожном и гидротехническом строительстве, в авиа- и ракетостроении (углеродные волокна) и т.д. В настоящее время этот сектор химического производства высокозависим от импорта, что в совокупности с расширением сфер применения синтетических волокон и нитей определяет перспективность отрасли и может стать сферой интересов бизнеса.

В ноябре 2015 года химическое сообщество отмечало 100-летие со дня рождения Министра химической промышленности СССР Л.А. Костандова, внесшего огромный вклад в становление и развитие отечественного химического комплекса. Его крылатая фраза «Какова химия – такова жизнь», представляется весьма актуальной для сегодняшнего дня. ●

KEY WORDS: *market polymers, tyres, hydrocarbons, petrochemical industry, added value.*



**ООО «Бентонит Кургана»** занимает одну из лидирующих позиций в производстве высококачественной бентонитовой продукции. Наш 20-летний опыт работы в отрасли, высокий производственный потенциал и высококачественный бентонит месторождения «Зырянское» Курганской области – залог успешной работы с потребителем.

В соответствии с ТУ 39-0147001-105-93 ООО «Бентонит Кургана» выпускает **Бентопорошки для буровых растворов, марок: ПБМА, ПБМБ, ПБМВ**, на основе собственного сырья, характеризующегося высоким содержанием монтмориллонита (не менее 77%), а буровые растворы на их основе имеют низкую водоотдачу (менее 15 см<sup>3</sup>) и высокие реологические свойства, обеспечивающие эффективную промывку ствола скважины:

Марка	Выход раствора, м <sup>3</sup> /тн, не менее	Массовая доля влаги, %, не более
ПБМА	20	12
ПБМБ	16	12
ПБМВ	12	12

Бентопорошки имеют все необходимые сертификаты и полностью совместимы с компонентами глинистых буровых растворов. ООО «Бентонит Кургана» первое и единственное в России предприятие прошедшее сертификацию бентонитовой продукции в Американском Нефтяном Институте (API), подтвердившее соответствие системе менеджмента качества **API Spec Q1** (лицензия № 13A-0070). Передовые технологии производства и переработки сырья позволяют производить высококачественный бентонит, отвечающий требованиям спецификации **API 13A OSCMA GRADE Bentonite**.

Показатели	Свойства суспензии	
	Требования спецификации API	Значение показателя
Показания шкалы вискозиметра при скорости 600 об/мин	Минимум 30	32-35
Отношение предела текучести к пластической вязкости	Максимум 6,0	5,6-6,0
Объем фильтрата, мл.	Максимум 16,0	13,2- 15,0
Остаток частиц диаметром свыше 75 мкм, %	Максимум 2,5%	1,5- 2,0

Специалисты ООО «Бентонит Кургана» оказывают профессиональную консультацию при выборе бентонитовой продукции, наиболее удовлетворяющей требованиям заказчика, а также осуществляют информационную поддержку на стадии применения продукции у потребителя.

# ПОЛИМЕРНЫЙ БИЗНЕС В КРИЗИСНОМ 2015 ГОДУ

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ТУРБУЛЕНТНОСТЬ, В УСЛОВИЯХ КОТОРОЙ ВЫНУЖДЕНА ФУНКЦИОНИРОВАТЬ СЕГОДНЯ РОССИЙСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, ОБОЗНАЧИЛА МНОГИЕ ПРОБЛЕМНЫЕ МОМЕНТЫ. В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, ЭТО ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕМ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬЮ НЕКОТОРЫХ ВИДОВ ПРОДУКЦИИ. НЕ СМОТЯ НА ЭТИ ПРОБЕЛЫ, А ТАКЖЕ НА НЕГАТИВНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ САНКЦИОННОГО РЕЖИМА, РОССИЙСКАЯ НЕФТЕХИМИЯ ИМЕЕТ ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ СТАТЬ ЛОКОМОТИВОМ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА БАЗЕ РАЗВИТИЯ ИННОВАЦИОННЫХ СЕТЕЙ: ОТ СЫРЬЯ ДО ГОТОВЫХ ИЗДЕЛИЙ. В 2015 ГОДУ ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ ПОКАЗАЛА РОСТ ПО ВСЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕПОЧКЕ, ПО СРАВНЕНИЮ С ДРУГИМИ ОТРАСЛЯМИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО ЭТОГО УДАЛОСЬ ДОСТИГНУТЬ И КАК РАЗВИВАЛАСЬ ХИМИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ В КРИЗИСНЫЙ ПЕРИОД?

*TURBULENT ECONOMIC CONDITIONS, UNDER WHICH THE RUSSIAN INDUSTRY IS FORCED TO FUNCTION THESE DAYS, HAVE INDICATED MANY ISSUES. FIRST OF ALL, THESE ARE ISSUES RELATED TO IMPORT SUBSTITUTION AND COMPETITIVENESS OF SOME KINDS OF PRODUCTS. DESPITE THESE GAPS, AS WELL AS NEGATIVE IMPACT OF SANCTIONS REGIME, THE RUSSIAN PETROLEUM CHEMISTRY WELL-POSITIONED TO BECOME AN ENGINE FOR ECONOMIC DEVELOPMENT BY MEANS OF THE INTEGRATED USE OF HYDROCARBON CRUDE BASED ON THE DEVELOPMENT OF INNOVATION NETWORKS: FROM RAW MATERIALS TO FINISHED PRODUCTS. IN 2015 GAS & PETROLEUM CHEMISTRY DEMONSTRATED GROWTH OVER THE ENTIRE TECHNOLOGICAL CHAIN IN COMPARISON TO OTHER INDUSTRIES. BY MEANS OF WHAT IT WAS ACHIEVED? AND HOW WAS THE CHEMICAL INDUSTRY DEVELOPING DURING THE CRISIS?*

Ключевые слова: нефтехимия, газохимия, полимеры, российская экономика, импортозамещение.



**Хазова Тамара Николаевна,** директор департамента аналитики ЗАО «Альянс-Аналитика», к.э.н.

## Факторы развития

Одним из значимых трендов развития экономики России в 2015 году, по мнению большинства экспертного сообщества, является снижение цен на нефть. Этот фактор развития возведен в культ. Однако в структуре ВВП по видам экономической деятельности добыча нефти и газа занимает всего лишь 8,8%. Остальные 91,2% ВВП в 2015 году созданы за счет других видов экономической деятельности.

Безусловно, валютная выручка за счет экспорта обеспечивается в основном нефтью и газом.

На наш взгляд, дестабилизирующее влияние на развитие российской экономики в большей степени, чем цена на нефть, оказали девальвация рубля и повышение ключевой ставки. Девальвация рубля в 2015 году относительно 2014 года приблизительно на 60% и рост ключевой ставки до 17% с постепенным ее снижением до 11% привели к:

- сужению спроса,
- снижению доходов населения,
- инфляции издержек производства,
- повышению цен,

- повышению процентов кредитования,
- сокращению денежной массы.

В условиях экономических санкций, снижения цен на нефть, девальвации рубля и высоких процентов заимствования финансовых средств изменились правила игры на промышленных рынках России.

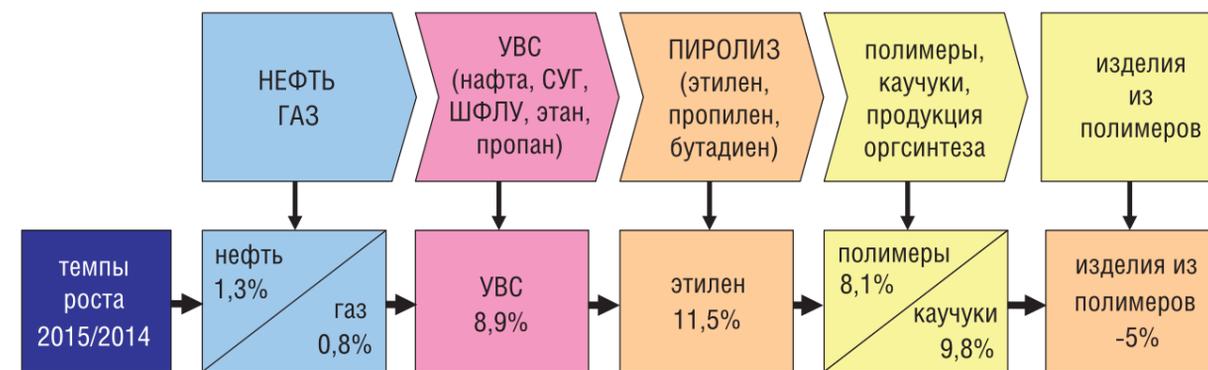
Несмотря на то, что российская экономика находится под влиянием дестабилизирующих факторов как на макро-, так и на микроуровне, темпы роста химической индустрии в 2015 году относительно 2014 года составили 6,3% при падении промышленности в целом на 3,4% и ВВП на 3,7%.

При этом производство пластмасс и синтетических смол выросло на 8,1%.

Осуществление экономического рывка требует изменения экономической парадигмы от эфемерных «структурных реформ» с жесткой денежно-кредитной политикой и как следствие сокращением производства и обнищанием населения к социально-рыночной, мобилизованной на развитие производства за счет смягчения денежно-кредитной политики

УДК 338.34

РИС. 1. Нефтегазохимическая цепочка от сырья до конечной продукции



и обеспечения финансовыми ресурсами производственного сектора и как следствие увеличения доходов населения и роста спроса на промышленную продукцию.

Самое главное для развития газонефтехимии не просто использовать сырье, а заниматься его глубокой переработкой. Подвижки в этом направлении есть и они заложены в «План развития нефте- и газохимии России на период до 2030 года» (далее План 2030).

Президент России В.В. Путин на совещании по развитию нефтегазохимии в Тобольске в 2013 году заявил: «Необходимо создать стимулы для того, чтобы не гнать сырье за рубеж, а перерабатывать его здесь в России».

В План 2030 заложена идеология развития рынков и производства нефтегазохимической продукции по технологической цепочке от нефти и газа до конечной продукции с высокой добавленной стоимостью (полимеры, каучуки и изделия из них), т.е. уход от сырьевой модели развития.

На схеме (рис. 1) представлена нефтегазохимическая цепочка от сырья до конечной продукции.

Рост нефтегазохимии в 2015 году по отношению к 2014 году по всей технологической цепочке происходил на фоне спада всех отраслей промышленности, которые не зависят от цены на нефть, а именно: строительство -7%, транспортные средства -8,5%, производство машин и оборудования -11,1%, электронное оборудование -7,9%, металлургия -6,5%.

Спад в отраслях промышленности повлиял на снижение производства

изделий из пластмасс на -5%, являющегося драйвером спроса на полимеры.

## Полимерный бизнес на взлете

Российский рынок пластмасс до 2014 года характеризовался восходящим трендом как по спросу, так и по предложению. В 2015 году спрос на пластмассы и синтетические смолы снизился на 9%. Однако их производство выросло на 8,1%. Спрос на пластмассы и синтетические смолы в России в 2015 году составил 7,42 млн т по сравнению с 8,15 млн т в 2014 году.

Производство полимеров в 2015 году составляло 7,22 млн т.

На диаграмме (рис. 2) рассмотрена динамика развития рынка

пластмасс и синтетических смол в 2010–2015 годы.

Из диаграммы очевидно, что в 2015 году произошло снижение импорта на 31,3% и рост экспорта на 62,7%. Однако в 2015 году в российском полимерном бизнесе по-прежнему сохраняется отрицательное внешнеторговое сальдо между экспортом и импортом (-0,2 млн тонн).

Лидирующие позиции на рынке полимеров занимают крупнотоннажные базовые полимеры: полиэтилен (ПЭ), полипропилен (ПП), поливинилхлорид (ПВХ), полистирол (ПС), полиэтилентерефталат (ПЭТФ).

Доля крупнотоннажных полимеров в производстве синтетических смол и пластмасс достигла в 2015 году около 65%.

РИС. 2. Динамика развития рынка синтетических смол и пластмасс

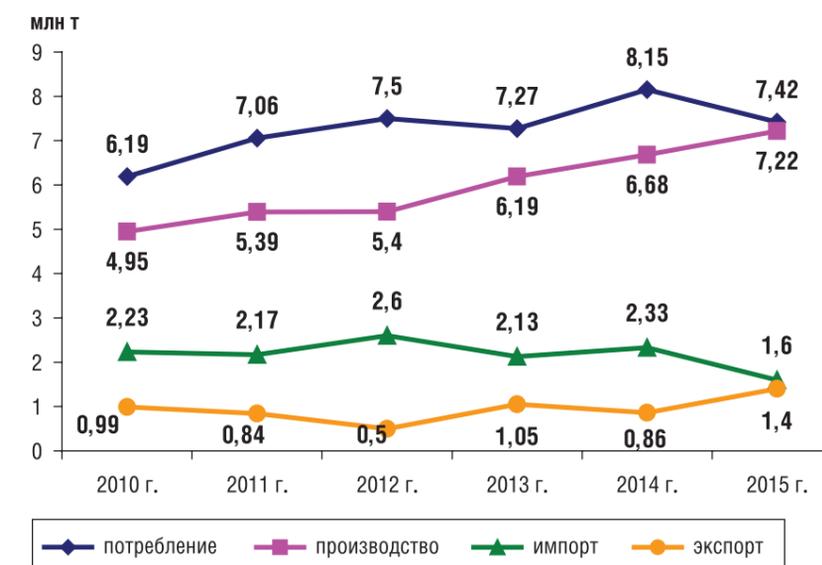


ТАБЛИЦА 1. Ведущие производители крупнотоннажных полимеров в 2015 году

Полимеры	Мощность, тыс.тонн/год	Количество производителей	Доля ведущих производителей на рынке
Крупнотоннажные полимеры, всего	5376,5	29	
ПЭ	1872,5	7	ГК «ТАИФ» – 52,3% ООО «Ставролен» – 16% ООО «Томскнефтехим» (ПАО «СИБУР Холдинг») – 13,9%
ПП	1425	7	ПАО «СИБУР Холдинг» – 44,9% ПАО «Нижнекамскнефтехим» – 14,7% ГК «Титан» – 14,7%
ПВХ	980	4	ПАО «СИБУР Холдинг» (ООО «Русвинил») – 33,7% ОАО «Саянскимпласт» – 30,6%
ПС	479	7	ПАО «Нижнекамскнефтехим» – 50,1% ПАО «СИБУР Холдинг» (ЗАО «Сибур-Химпром») – 20,9%
ПЭТФ	620	4	ПАО «СИБУР Холдинг» (ОАО «ПОЛИЭФ», ОАО «Сибур-ПЭТФ») – 46,8% ООО «Алко-Нафта» – 35,5%

Тренды развития отраслей, потребляющих крупнотоннажные пластмассы, с учетом кризисного состояния экономики России в 2015 году показали, что ведущими сегментами потребления являются тара и упаковка, а также строительство.

В России в 2015 году потреблялось около 50 кг/чел. пластмасс и синтетических смол на душу населения, спрос по-прежнему опережал предложение (на 2,8%).

Однако, импортозависимость на рынке крупнотоннажных полимеров в 2014–2015 годах снизилась за счет ввода новых мощностей.

Согласно «Плану развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года» в 2013 году введены мощности по производству полипропилена 500 тыс.тонн/год (ПАО «СИБУР Холдинг» – ООО «Тобольск-Полимер») и 210 тыс. тонн/год (Группа компаний «Титан» – ООО «Полиом»); по производству вспенивающегося полистирола 100 тыс.тонн/год (ПАО «СИБУР Холдинг» – ЗАО «Сибур-Химпром», г. Пермь); а также расширение мощности по производству полистирола общего назначения с 150 до 250 тыс.тонн/год и ввод новой мощности по производству АБС-пластиков 60 тыс.тонн/год (ПАО «Нижнекамскнефтехим»). В ОАО «ПОЛИЭФ» осуществлена модернизация и расширение мощности с 120 до 210 тыс.

тонн/год по производству полиэтилентерефталата. В ПАО «СИБУР Холдинг» – ООО «Русвинил», г. Кстово в 2014 году введена новая мощность 330 тыс. тонн/год по производству поливинилхлорида. Ввод новых мощностей по производству полимеров позволил увеличить предложение российских материалов на внутреннем рынке, сократить дефицит и, соответственно, импорт отдельных полимеров (ПП, ПВХ).

ТАБЛИЦА 2. Ключевые инвестиционные проекты по созданию установок пиролиза

Предприятие	Мощность по этилену, тыс.тонн/год	Год ввода
ПАО «Нижнекамскнефтехим» I этап	600	2019
ПАО «Нижнекамскнефтехим» II этап	600	2024
ПАО «СИБУР Холдинг» ООО «ЗапСибНефтехим»	1500	2019
ООО «Новоуренгойский ГХК» ПАО «Газпром»	420	2017
ПАО НК «Роснефть» ОАО «Ангарский завод полимеров»	450	2021
ПАО «СИБУР Холдинг» Амурский ГХК I этап	1200	2021
ПАО «СИБУР Холдинг» Амурский ГХК II этап	800	2024
ПАО «НК Роснефть» ЗАО «Восточная НХК»	1300	2022

В кризисный 2015 год благодаря освоению указанных выше мощностей, произошел существенный (8,1%) рост производства полимеров по сравнению со спадом в других отраслях промышленности. 2015 год наглядно показал, что целевое регулирование развития отрасли (План 2030) является более эффективным нежели традиционное «рынок все отрегулирует».

В таблице 1 представлены основные производители крупнотоннажных полимеров в 2015 году.

Ведущими производителями крупнотоннажных полимеров являются ПАО «СИБУР Холдинг» и ГК «ТАИФ». Лидирующие позиции на рынке занимают полиолефины (ПЭ и ПП) 61,3%.

### Рывок в будущее

Кризисные 2014–2015 годы не изменили стратегических намерений предприятий, а лишь скорректировали планы развития на основе макро- и микроэкономических критериев развития экономики.

В перспективе до 2030 года согласно стратегическим планам предприятий, которые заявлены в «План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года», сохранится восходящий тренд развития полимеров. Так, прогнозируется увеличение мощностей по производству крупнотоннажных полимеров в 2,7 раза по сравнению с 2015 годом.

«План 2030» нацелен на структурные преобразования в нефтегазохимии, заключающиеся в уходе от сырьевой модели развития и в переходе на выпуск высокотехнологичной высококачественной продукции высоких переделов с высокой добавленной стоимостью.

Такой подход ориентирован на организационную перестройку компаний-производителей нефтегазохимической продукции с их ориентацией на внутренний рынок с целью импортозамещения и выход на внешние рынки за счет повышения конкурентоспособности.

Активные изменения на рынке полимерной продукции в прогнозируемый период скажутся на интенсивном росте спроса на базовые мономеры, в частности на этилен и пропилен.

Дефицит мономеров, в особенности этилена, является самым узким звеном в развитии газонефтехимии. Дальнейшее развитие невозможно без интенсивного создания мощностей пиролиза.

В соответствии с «Планом 2030» ведущие нефтегазохимические компании дали свои обновленные предложения по строительству новых пиролизных установок и модернизации с расширением действующих.

В таблице 2 представлены ключевые инвестиционные проекты по созданию установок пиролиза.

В случае реализации инвестиционных проектов по созданию пиролизных мощностей прогнозируется увеличение мощностей производства крупнотоннажных полимеров в 2030 году относительно 2015 года в 2,7 раза. При этом рынки полиэтилена, полипропилена и полиэтилентерефталата станут профицитными. Это говорит о том, что если разработать механизм привлечения инвестиций в конкретные проекты по доступным кредитным ставкам, то страна будет развиваться в правильном направлении, независимо от цены на нефть.

Санкции, введенные против России, делают изменение

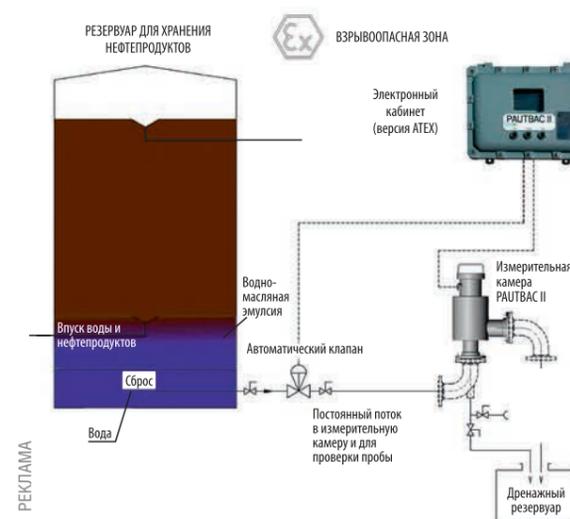
российской экономической модели абсолютно необходимым, чтобы у растущих предприятий была возможность развиваться и при этом не зависеть от иностранных финансов.

Ситуацию, сложившуюся в мировой нефтяной отрасли, можно и нужно использовать как стимул для внутреннего рывка, т.е. осуществлять глубокую переработку углеводородного сырья в России, а именно: создание новых пиролизных мощностей и линейки нефтегазохимической продукции, включая полимеры.

Отказ нефтегазохимии от реализации инвестиционных проектов, заложенных в «План 2030», грозит нашей стране на века остаться сырьевым придатком мировых экономик, диктующих цены на наши природные ресурсы, со слаборазвитой собственной промышленностью и бедным населением. ●

KEY WORDS: petrochemistry, gas chemistry, polymers, the Russian economy, import substitution.

## РАУТВАС II СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ



Система автоматического слива подтоварной воды Rautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

- сократить потери нефтепродуктов;
- полностью исключить влияние человеческого фактора;
- защитить резервуар от бактерий и коррозии;
- значительно снизить нагрузку на очистные системы;
- оптимизировать вместимость резервуара;
- повысить уровень безопасности.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,  
196 км. (Окружная дорога),  
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29  
Моб: +7 (964) 158-31-21  
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru  
a.levchenkov@ardgrupp.ru

## Смазочные материалы Mobil обеспечивают эффективную работу крупнейшей в мире нефтяной буровой платформы «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги.

- Богатейший опыт компании ExxonMobil в нефтедобывающей отрасли позволяет разрабатывать передовые смазочные решения, которые помогают увеличить производительность оборудования, эксплуатируемого на месторождениях.
- Индустриальные смазочные материалы Mobil повышают показатели безопасности, производительности и устойчивости работы нефтегазовых компаний, осуществляющих свою деятельность в суровых климатических условиях.
- Беркут – это крупнейшая в России ледостойкая нефтегазодобывающая платформа, которая разрабатывает месторождение Аркутун-Даги.



Индустриальные смазочные материалы Mobil используются на нефтегазодобывающей буровой платформе «Беркут», которая была введена в эксплуатацию 27 июня 2014 года.

Эффективная работа морских нефтегазовых буровых установок и платформ зависит от эксплуатационных свойств смазочных материалов для самых разнообразных применений. Так, например, к ответственному оборудованию относятся турбины и дизель-генераторы, которые обеспечивают основное и резервное электропитание. Также требуется надежная работа воздушных и газовых компрессоров, а также компрессоров систем охлаждения. Редукторы и открытые зубчатые передачи играют важную роль в подъемно-транспортных механизмах – лебедках, кранах, конвейерах и лифтах. Специалисты компании ExxonMobil Fuels & Lubricants изучили техническое задание и рекомендовали смазочные материалы Mobil, которые обеспечивают бесперебойную работу всех машин и механизмов на

платформе. Были тщательно проработаны карты смазки и предложены продукты Mobil, полностью соответствующие требованиям производителей оборудования или превосходящие их. Предпочтения отдавались тем маслам и смазкам, которые уже продемонстрировали свои высочайшие эксплуатационные характеристики на других месторождениях проекта «Сахалин-1» и надежно зарекомендовали себя. В результате пуск в эксплуатацию всех основных видов оборудования платформы «Беркут» был осуществлен с применением смазочных материалов Mobil, в том числе:

**Mobil SHC™ 824 и 825** – высококачественные синтетические масла, предназначенные для промышленных газовых турбин;

**Mobil SHC 500™, Mobil DTE 10 Excel™** – гидравлические масла с увеличенным сроком службы, которые предотвращают образование отложений в гидравлических системах и обеспечивают их исключительную чистоту при экстремальных условиях эксплуатации;

**Mobilith SHC™** – высокоэффективные синтетические пластичные смазки, предназначенные для многоцелевого применения в тяжело нагруженных подшипниках и других узлах трения.

Группа экспертов Mobil Industrial Lubricants приняла участие в реализации проекта практически с самого его начала и обеспечила инженерное сопровождение до момента ввода «Беркут» в эксплуатацию. На 2015 год был составлен и одобрен план по дальнейшему инженерному сопровождению. Наряду с высококачественными смазочными материалами Mobil, компания ExxonMobil предлагает собственную онлайн-программу мониторинга работающих масел и ее новейшую версию MobilServ™, которая позволяет осуществлять контроль состояния масел в процессе эксплуатации и предотвращать ситуации, которые могут привести к незапланированным простоям и увеличению расходов на техническое обслуживание.

### Mobil Industrial Lubricants

Специалисты Mobil Industrial Lubricants разрабатывают современные продукты для ведущих мировых производителей промышленного оборудования. Эти смазочные материалы обеспечивают надежную защиту оборудования, помогая в достижении максимальной производительности при снижении энергозатрат. Приоритетная задача подразделения Mobil Industrial Lubricants – обеспечивать поставки высококачественных смазочных материалов через разветвленную дистрибуторскую сеть и передавать уникальные технические знания и опыт потребителям по всему миру.

## Mobil Industrial Lubricants enables the Berkut, world's largest drilling platform operate efficiently at the Arkutun-Dagi field.

- With its vast experience in oil exploration and production, ExxonMobil is an expert in developing innovative lubrication solutions helping to increase productivity of the equipment operated at the fields.
- Mobil industrial lubricants improve safety, productivity and sustainability records of oil and gas companies conducting their activities in harsh environments.
- Berkut is the largest ice-resistant oil and gas platform in Russia which was installed to produce Arkutun-Dagi field.



Mobil industrial lubricants are used at the Berkut oil and gas drilling platform that began its operations on June 27, 2014.

Effective functioning of sea drilling rigs and platforms depends on performance characteristics of lubricants for various applications. For example, turbines and diesel engines providing main and backup power supply are considered critical equipment. Also, reliable operation of air and gas compressors as well as refrigeration compressors is vital. Gear drives and open gears reliability is very important for flawless operation of elevating equipment such as draw-works, lifting cranes, conveyors, and

lifts. Exxon-Mobil Fuels & Lubricants specialists studied technical specifications and recommended Mobil lubricants to provide highly effective performance of all machinery and equipment on the platform. Lubrication charts were thoroughly selected, and Mobil products that were offered to fully meet or exceed the Equipment Builders requirements. Preference was given to the lubricating oils and greases that had already demonstrated their exceptional high-performance at other fields of Sakhalin-1 project and gained excellent reputation. As a result, all main types of equipment at Berkut platform were put in to operation using Mobil lubricants, including:

**Mobil SHC™ 824 and 825** – high-performance synthetic oils for industrial gas turbines.

**Mobil SHC 500™, Mobil DTE 10 Excel™** – hydraulic oils with extended service life that effectively prevent deposits in hydraulic systems and provide their exceptional cleanliness even in extreme operating conditions.

**Mobilith SHC™** – high-performance multi-purpose synthetic greases for higher-speed and as well heavy-duty bearings and other friction units.

Group of experts from Mobil Industrial Lubricants has been actively involved in the project implementation since its very beginning, and provided field engineering and technical support up until placing Berkut in operation. Plan for further field engineering support in 2015 was developed and approved. Along with high-quality Mobil lubricants, Exxon-Mobil offers proprietary online Used Oil Analysis program and its latest MobilServ™ version that gives the opportunity to monitor lubricating oils conditions while in use, and prevents situations that can lead to unscheduled downtime and increase maintenance costs.

### About Mobil Industrial Lubricants

The team behind Mobil Industrial Lubricants delivers advanced products to major industrial equipment manufacturers to protect their customers' engines and machinery, helping to enable peak performance while improving energy efficiency. This dedicated work force focuses on delivering a reliable supply of high-quality lubricants through its strong distribution network while also providing technical application expertise to customers around the world.

Эксперты в области создания  
установок пенного пожаротушения  
и водяного охлаждения



Мир технологий  
пожарной безопасности

Группа компаний «Пожнефтехим» –  
российский производитель  
компонентов для пенного  
и водяного пожаротушения



Мир технологий  
пожарной безопасности

e-mail: [mail@pnx-spb.ru](mailto:mail@pnx-spb.ru)  
[www.pnx-spb.ru](http://www.pnx-spb.ru)

[www.pnx-spb.ru](http://www.pnx-spb.ru)

ООО «Пожнефтехим»  
Санкт-Петербург  
Тел.: +7 (812) 309 9109

ООО «Пожнефтехим-Комплект»  
Москва  
Тел.: +7 (499) 703 0132



# НА ВОЛНЕ ШЕСТОГО УКЛАДА



## Макроэкономическое развитие страны и микроэкономические показатели предприятия в период структурного сдвига

РАЗВИТИЕ ИЛИ ПОСТУПАТЕЛЬНОЕ ДВИЖЕНИЕ КАК МИРОВОЙ, ТАК И ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭКОНОМИКИ МОЖНО ОБЪЯСНИТЬ С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УКЛАДОВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩЕЙСЯ КОНЪЮНКТУРНЫМИ СДВИГАМИ В СЕКТОРАХ ЭКОНОМИКИ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИИ РЕСУРСОВ В СТРУКТУРЕ ОБЩЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ПРОБЛЕМУ ПРОЦЕССОВ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ТОВАРНОЙ ГРУППЫ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ-ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ. ОСНОВНЫМИ ИНСТИТУТАМИ ПРОБЛЕМАТИКИ ЯВЛЯЮТСЯ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, КАК ПОЛИТИКА ОСВОЕНИЯ НОВЫХ ГОРИЗОНТОВ РЫНОЧНОЙ АКТИВНОСТИ И ПРОБЛЕМА КОРРЕКТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРОЦЕССОВ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

*DEVELOPMENT OR PROGRESSIVE ADVANCE OF BOTH THE WORLD AND DOMESTIC ECONOMY CAN BE EXPLAINED WITH THE HELP OF THE MODEL OF TECHNO-ECONOMIC PARADIGM, CHARACTERIZED BY OPPORTUNISTIC SHIFTS IN THE SECTORS OF ECONOMY AND REDISTRIBUTION OF RESOURCES IN THE STRUCTURE OF SOCIAL PRODUCTION. IN THIS ARTICLE AUTHORS CONSIDERS THE PROBLEM OF THE PROCESSES OF DIVERSIFICATION OF THE PRODUCT GROUP FOR RUSSIAN MANUFACTURING COMPANIES. THE MAIN PROBLEMATICS INSTITUTIONS ARE THE POSITIONING OF THE COMPANY PERSPECTIVE AND STRATEGIC DECISIONS AS A POLICY OF DEVELOPMENT OF NEW HORIZONS OF MARKET ACTIVITY AND THE PROBLEM OF CORRECT MEASUREMENT OF ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT PROCESSES*

Ключевые слова: макроэкономика, микроэкономика, диверсификация товарной группы, технологический уклад, структурный сдвиг.

**Данилов Андрей Михайлович,**  
исполнительный директор  
ООО «ТМС-РНО-МехСервис»

**Ларина Ирина Анатольевна,**  
инженер проектного офиса  
ООО «Татнефть-РНО-МехСервис»

Жизненный цикл технологического уклада охватывает вековой период с двумя явно выраженными всплесками в его развитии. Новый технологический уклад зарождается, когда в экономической структуре еще доминирует предшествующий. В этой фазе его развитие сдерживается неблагоприятной технологической и социально-экономической средой, инфраструктурными ограничениями. Лишь с достижением доминирующим технологическим укладом пределов роста

и падением прибыльности, составляющих его производств, начинается массовое перераспределение ресурсов в технологические цепи нового технологического уклада. В фазе роста нового уклада большинство технологических цепей предшествующего перестраиваются в соответствии с его потребностями. В это же время зарождается следующий, новейший технический уклад, который пребывает в эмбриональной фазе до достижения доминирующим

техничским укладом пределов роста, после чего начинается очередная технологическая революция.

В настоящее время с конца 80-х годов доминирующим технологическим укладом мировой экономики является информационный технологический уклад. В число производств, формирующих ядро этого технологического уклада, входят электронные компоненты и устройства, электронно-вычислительная техника, радио- и телекоммуникационное оборудование, лазерное оборудование, услуги по обслуживанию вычислительной техники. В фазе зрелости доминирующего ТУ преодоление технологического отставания в области его ключевых технологий требует колоссальных инвестиций, в то время как приобретение импортной техники позволяет быстро удовлетворять имеющиеся потребности. Соответственно это и происходит в нашей стране, о чем свидетельствуют показатели роста парка персональных компьютеров, числа пользователей Интернет, объема экспорта программных услуг и другие показатели расширения использования технологий пятого технологического уклада в его несущих отраслях с темпом около 20-50% в год. Из этого следует, что расширение пятого технологического уклада в России носит догоняющий имитационный характер.

Сегодня формируется воспроизводственная система нового, шестого технологического уклада, становление которой происходит в настоящее время.

Уже видны ключевые направления его развития: биотехнологии, основанные на достижениях молекулярной биологии и геной инженерии, нанотехнологии, системы искусственного интеллекта, глобальные информационные сети и интегрированные высокоскоростные транспортные системы. Дальнейшее развитие получают гибкая автоматизация производства, нацеленная на исполнение индивидуального заказа, космические технологии, производство конструктивных материалов с заранее заданными свойствами, в том числе и композитных материалов, атомная промышленность, авиаперевозки.

Рост атомной энергетики и потребления природного газа будет дополнен расширением сферы использования водорода в качестве экологически чистого энергоносителя, существенно расширится применение возобновляемых источников энергии. В фазе роста нового уклада большинство технологических цепей предшествующего перестраиваются в соответствии с его потребностями. Целый ряд предприятий, работающих в технологической цепочке новейшего технологического уклада, будут

**Стратегическим решением инвестиций в ядро производств шестого технологического уклада стала модернизация производственного парка металлообрабатывающих станков с высокой точностью обработки, специализирующихся на технологической оснастке композитных материалов**

задействованы в структурных перераспределениях ресурсов в экономике и получают должное развитие.

Стратегическое планирование диверсификации производства необходимо сопоставлять с жизненными циклами технологических укладов. Так на примере стратегической политики УК «ТМС групп» и площадка ее реализации на управляемом обществе ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» есть возможность рассмотреть данные циклы, как поступательные действия реализации ядра шестого технологического уклада. Одним из компонентов технологии ядра видится производство конструктивных материалов с заранее заданными свойствами, в том числе и композитных материалов. В свою очередь, из композитных материалов производятся изделия, необходимой геометрии. И предшествующая стадия в производственном процессе – это создание высокоточной технологической оснастки, пресс-форм, мастер-модели, заданной геометрией.

Несмотря на происходящее в последние годы оживление экономики, ее общее состояние определяется последствиями предшествующего продолжительного и резкого падения производства и инвестиций. К 1998 г. уровень

производства в России сократился по сравнению с 1990 г. на 42,5%, а инвестиции в основной капитал – на 79%. Хотя с 1999 г. наблюдается устойчивый рост ВВП, сегодня он едва дотягивает до дореформенного уровня и остается меньше, чем в любой стране «восьмерки», вдвое меньше, чем в Индии и вчетверо меньше, чем в Китае. При этом существенно ухудшилась структура производства – в отличие от других успешно развивающихся стран, наращивающих производство товаров с высокой добавленной стоимостью, в России увеличение ВВП обеспечивалось главным

образом добычей и экспортом энергоносителей, сырьевой отраслью экономики. В том числе и УК «ТМС групп», и предприятия, входящие в данную группу, являлись ориентированными на обеспечение добычи нефти, газа, оказанием сервисных, ремонтных услуг оборудования нефтедобывающим компаниям. Значительная зависимость от ценовой составляющей на энергоресурсы и доходы нефтяных компаний сказывается в виде кризисных волн, как предприятия, так и всей отрасли.

Структурный кризис преодолевается внедрением новых технологий, открывающих производственные возможности, освоение которых обеспечивает прорыв в повышении эффективности экономики и переход к новому этапу ее роста. При нормальном течении кризиса сокращение экономической активности не затрагивает перспективных производств нового технологического уклада, имеющих потенциал роста и способных стать «локомотивами» будущего экономического развития страны. Наоборот, в это время на фоне общего спада наблюдаются рост производства принципиально новых товаров, подъем инвестиционной и инновационной активности в перспективных направлениях. Инвестиции в новые технологии оказываются более привлекательными, чем в теряющие рентабельность сложившиеся

РЕКЛАМА



воспроизводственные структуры. Происходит «созидательное разрушение» технологической структуры, ее модернизация на основе расширения нового технологического уклада, что создает новые возможности для экономического роста. При этом происходит переток капитала из устаревших производств в новые, так как продолжение инвестиций в сложившихся направлениях оказывается более рискованным, чем инвестиции в нововведения.

Стратегическим решением инвестиций в ядро производств шестого технологического уклада стала модернизация производственного парка металлообрабатывающих станков с высокой точностью

Степень износа материально-технической базы машиностроительного комплекса России составляет 47,4%, а коэффициент обновления 11,1%

обработки, специализирующихся на технологической оснастке композитных материалов. В качестве примера, у одного из наших партнеров, производящих элементы из композитных материалов для авиастроения, вся используемая оснастка, изготовлена европейскими производителями. К сожалению, приходится констатировать, что степень износа материально-технической базы машиностроительного комплекса России составляет 47,4%, а коэффициент обновления всего 11,1%. Статистических данных морального износа и технологического несоответствия шестому укладу, к сожалению, нет. При формировании предметного плана укомплектованности станочного парка ставилась задача создания максимальных возможностей обработки в диапазоне размерного ряда. Фрезерные станки представлены от стандартных 0,7 м \* 1 м до уникальных 2 м \* 5,2 м с высотой 1,6 м. На данных станках компания реализует задачи стратегического сотрудничества с предприятиями отрасли композитных материалов. В период санкционного давления и снижения покупательной способности рубля на внешнем рынке также реализуются проекты импортозамещения. Если рассматривать это со стороны диверсификационных процессов, то диверсификация на предприятии

осуществляется по связанному типу, когда качественно изменяется мехобработка, которая позволяет создавать уникальную услугу по производству изделий, входящую в ядро шестого технологического уклада. Определяющей чертой шестого технологического уклада является переход от «массового потребления» к «качеству жизни». Правила, по которым строилось производство «массового потребления», станут несоответствующими новым потребностям рынка. Технологический парк оборудования цеха, информационная система обеспечения производства проектировалась как раз на выполнение индивидуального заказа любой сложности обработки.

На макроэкономическом уровне РФ существует еще и проблема разрушения научно-технического потенциала страны. С началом реформ объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок сократился на порядок, снизившись втрое по отношению к ВВП. Это повлекло резкое снижение конкурентоспособности национальной экономики и утрату значительной части потенциала экономического роста. При этом наибольшему разрушению подверглась прикладная наука, ставшая жертвой приватизации, уничтожившей большую часть отраслевых НИИ и КБ. В результате корпоративный сектор остался без науки. В развитых странах корпоративными промышленными структурами выполняются 2/3 НИОКР в то время, как в России всего 6%. Имея представления о данной статистике УК «ТМС групп» и ощущая, что задачей выживания и роста становится создание подобной научной структуры под управлением УК, которая бы обеспечивала подобный уровень НИОКР, создано КБ НТЦ «ТМС-Инжиниринг», которое в 2015 г. получило аккредитацию как резидент технопарка «Сколково».

В структуре затрат на технологические инновации в российской промышленности доминируют маркетинговые

исследования и производственное проектирование (50%), в то время как затраты на НИОКР составляют лишь 10% (в развитых странах соотношение обратное) – освоение новой техники приобретает явно имитационный характер. Для преодоления структурного перекоса на этапе формирования шестого экономического уклада, необходимо создавать и растить конструкторско-технологическую службу. Которая позволяет создавать при индивидуалистическом характере производства, продукт от «идеи на коленке до готового изделия», минуя разрывы «нетехнологичности» конструкторской документации. При этом реализуя закон – минимальных звеньев. Это связано с резким сокращением срока реализации научных открытий: средний период освоения нововведений с 1885 по 1919 г. составил 37 лет, с 1920 по 1944 г. – 24 года, с 1945 по 1964 г. – 14 лет, а в 90-е гг. 20 века для наиболее перспективных открытий (электроника, атомная энергетика, лазеры) – 3–4 года. Затухает цикличность. Вместо привычного последовательного прохождения научно-производственного цикла по фазам НИР, ОКР, проектирования и освоения массового производства, происходит совмещение этих стадий. Производство становится сферой реализации научных достижений.

Секрет любого «экономического чуда» заключается в правильном выборе и реализации приоритетов развития, воплощение которых дает возможность «оседлать» очередную волну экономического роста. Но чтобы это сделать, нужно своевременно создать научно-информационные, производственно-технологические и интеллектуальные заделы в освоении перспективных технологий. Последующее расширение использования последних в масштабах мирового рынка обеспечивает их обладателям возможности сверхбыстрого роста производства и доходов. ●

KEY WORDS: *macroeconomics, microeconomics, diversification of product groups, technological structure, structural shift.*

423450, Россия, республика Татарстан, город Альметьевск, улица Герцена, дом 1д  
<http://тмс-групп.рф>  
 тел: 8-800-250-79-39  
[tmcg@tmcg.ru](mailto:tmcg@tmcg.ru)

# С заботой о вас в небе и на земле



Бизнес авиация  
из самого сердца  
Европы

UPPERTWO  
Avia / Travel concierge



Мы организуем для вас  
перелет в любую точку мира  
с максимальным комфортом.

+7 495 201-37-55  
[charter@uppertwo.com](mailto:charter@uppertwo.com)  
[concierge@uppertwo.com](mailto:concierge@uppertwo.com)  
[elitavia.com](http://elitavia.com)

# ВТОРИЧНЫЙ ПЭТФ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ВТОРИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ПОЛИЭТИЛЕНТЕРЕФТАЛАТА И ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ОБЪЕМ РЫНКА. КАК ПРОШЕЛ ДЛЯ ОТРАСЛИ 2015 ГОД И КАКИЕ СОБЫТИЯ В 2016 ГОДУ ОКАЖУТ ВЛИЯНИЕ НА РАЗВИТИЕ ОТРАСЛИ?

ARTICLE DEALS WITH TOPICAL ISSUES OF POLYETHYLENTEREPHTHALATE RECYCLING AND POTENTIAL MARKET SIZE. HOW DID 2015 PASS FOR THE INDUSTRY? AND WHAT EVENTS WILL HAVE EFFECT ON THE INDUSTRY DEVELOPMENT IN 2016?

Ключевые слова: переработка отходов, рециклинг пластмасс, вторичный ПЭТФ, рынок вторичного ПЭТФ, полиэфирное волокно.



**Константин Владимирович Рзаев,**  
к.э.н.  
Председатель Совета Директоров Группы Компаний «ЭкоТехнологии»

## ТКО

Весь «мусор» по образованию разделяется на жилой (твердые коммунальные отходы – ТКО), коммерческий и промышленный. ТКО в России каждый год образуется около 63 млн т, из которых могли бы быть переработаны около 30 млн т. Пластиков среди них примерно 4 млн т (если считать 5 основных видов – полиэтилентерефталат (ПЭТФ), полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид и полистирол). По оценкам сотрудников группы компаний «ЭкоТехнологии» из этих 4 млн т пластика сейчас перерабатывается не более 300 000 т, а оставшийся объем отправляется для захоронения на полигоны. В целом в России сегодня перерабатывается всего 5–7% полезных отходов.

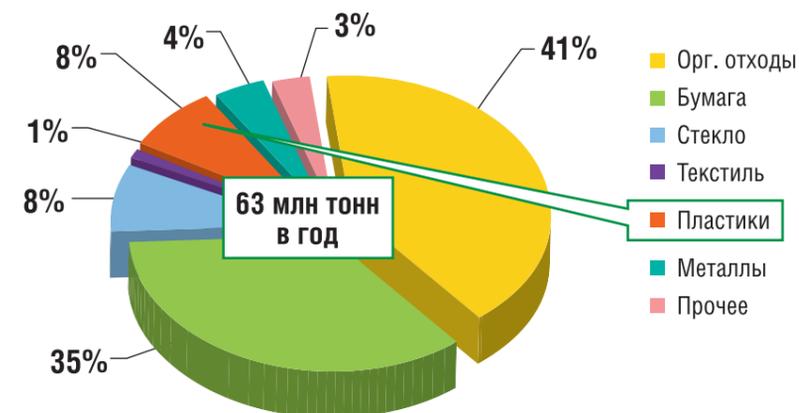
Среди ТКО около 40% – органические отходы (см. рис. 1), которые сложно переработать в текущих условиях; остальное – относительно ценные фракции, из них большая часть по весовому составу – бумага и картон, а пластмасса и стекломой занимают около 16%. Но, несмотря на это, акцент делается на пластмассы, т.к. если проанализировать, что

выбирается из всего этого мусора, то окажется, что из извлекаемых фракций – в совокупности около 20% пластмасс (ПЭТФ, упаковочные пластмассы и другие пластмассы – автомобильные бампера, корпуса компьютеров и так далее). Кроме того, если взять тонну вторичных пластмасс и сравнить с тонной макулатуры или картона, то тонна макулатуры будет стоить от 5 до 11 тысяч р, а тонна пластмасс – от 15 до 40 тысяч. Поэтому, даже если взять 20% (выбираемых пластмасс) и сравнить с 35% (выбираемой макулатуры), то в денежном выражении именно пластмассы как источник образования вторичных отходов – это более интересный, более капиталоемкий рынок.

Среди пластмасс именно ПЭТФ – лидер по рециклингу. Если взять, например, рынки Японии, Китая, Соединенных Штатов Америки (тех, кто является лидерами), то в них именно ПЭТФ (как и ПНД) является одним из самых популярных видов пластмасс для переработки, потому что ПЭТФ:

- 1) достаточно просто собрать,
- 2) не подвержен гниению,
- 3) легко подвергается вторичной переработке (практически без потери свойств),

РИС. 1. Средний морфологический состав ТКО в России



- 4) из него проще всего сделать вторичный гранулят,
- 5) постоянно растет число сфер использования, что создает возможность применения больших объемов ПЭТФ-отходов и позволяет создавать масштабную переработку.

Оценивая емкость российского рынка вторичного ПЭТФ сегодня в объемах конечного потребления – это около 100 000 т собранного ПЭТФ, который в виде ПЭТФ-хлопьев можно продать по средней цене 50 000 р за тонну. Таким образом емкость рынка ПЭТФ уже на сегодня составляет около 5 млрд р. Потенциальный объем рынка ПЭТФ в год с учетом хотя бы 50% сбора ПЭТФ-бутылки (как в среднем по Европе) и переработки в ПЭТФ-хлопья составит около 17,5 млрд р.

К сожалению, нельзя ручаться за абсолютную точность ни одной из приведенных цифр, т.к. нет такого статистического агентства, которое располагало бы точными данными, – настолько этот рынок пока теневой и мало изученный, но учитывая, что они представлены инсайдерами отрасли, есть основания полагать, что цифры достоверны.

## ПЭТФ в 2015 году

Говоря о том, что повлияло на отрасль ПЭТФ в 2015 году, необходимо отметить следующее:

1. Стремительное падение цен на нефть и дальнейшее обесценивание рубля;
2. Сокращение объемов импорта вторичного волокна;
3. Уменьшение покупательной способности потребителей сырья в связи со стагнацией в крупных отраслях, потребляющих

конечный продукт – нетканые материалы, синтепон и т.д. (автопром, РЖД, автодор, нефтегазовая отрасль и др.);

4. Прекращение поставок с Украины в начале года, возобновление поставок летом – но уже не на такой стабильной основе, как до 2014 года;
5. Ряд событий в законодательной сфере:

- Вынужденно отложен срок вступления в силу института региональных операторов и лицензирования деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I–IV класса опасности, а значит неопределенность в отрасли продолжается.

- Опубликован проект постановления Правительства РФ «Об утверждении правил обращения с твердыми коммунальными отходами и формы типового договора на оказание услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами». На данный момент, исходя из разрабатываемых положений и подзаконных актов, после появления региональных операторов все отходы окажутся в их собственности, и непонятно, на каких условиях рециклеры смогут покупать у них отходы. 18 февраля 2016 года вышло заключение об оценке регулирующего воздействия на данный проект постановления Правительства РФ, в соответствии с которым проект будет доработан.

- Подготовка к реализации Расширенной Ответственности Производителя в соответствии с 458 ФЗ «Об отходах производства

и потребления» (производители и импортеры товаров обязаны ежегодно направлять определенный процент товаров, включая упаковку, выпущенных в обращение, на утилизацию либо заплатить экологический сбор):

- Выход подзаконных актов (о порядке взимания экологического сбора, перечне товаров, включая упаковку, подлежащих утилизации, порядке предоставления отчетности);
- Установление нулевых нормативов утилизации для производителей упаковки на 2015 год;
- Определение нормативов утилизации на 2016 и 2017 год (полиэтиленовая тара и упаковка 5% в 2016, 10% в 2017);
- Примерное понимание размера ставки экологического сбора на 2016 (изделия пластмассовые упаковочные – 3 844 р/т).

Результатом этих событий стала следующая ситуация на рынке ПЭТФ:

## Потребление

В 2015 году в России было потреблено более 140 000 т вторичного ПЭТФ, из которых более 90% (порядка 130 000 т) было «произведено» на территории РФ и около 12 000 т импортировано (см. рис. 2). Импорт вторичного ПЭТФ в Россию составил около 8,5% от потребленного ПЭТФ в стране и был преимущественно из стран бывшего СССР. Предмет импорта практически на 100% – ПЭТФ-хлопья, используемые в дальнейшем для производства полиэфирного волокна.

РИС. 2. Баланс рынка вторичного ПЭТФ в России

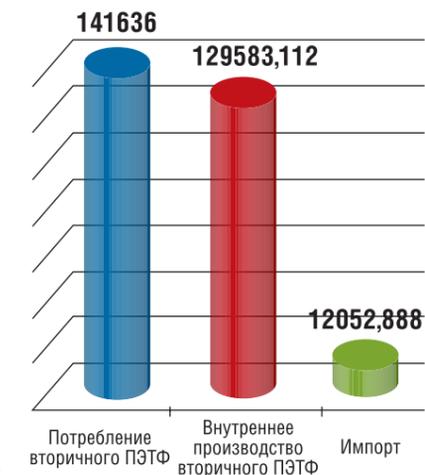


РИС. 3. Крупнейшие поставщики вторичного ПЭТФ в Россию в 2015 (объем, тонн)



### Страны-импортеры

Говоря о крупнейших поставщиках вторичного ПЭТФ в Россию в 2015 году стоит отметить Украину (4 154 т) и Белоруссию (3 600 т), которые в сумме поставили более 60% всего импортированного вторичного ПЭТФ. Также достаточно крупные поставки были из Казахстана (2 100 т) и Киргизии (1 160 т), менее 10% от общего объема импорта было привезено из Франции (597 т), Азербайджана (355 т) и Италии (86 т) (см. рис. 3).

### Цены на сырье

Стоимость ПЭТФ-бутылки за период 2014–2016 год возросла на 60% и составила 26 руб/кг в январе-феврале 2016 года (см. рис. 4). Средняя

цена за 1 килограмм ПЭТФ-хлопьев также значительно поднялась – на 63% (с 34 руб до 56 руб); все цены – включая НДС.

Неоднородная динамика цен наблюдается на вторичное волокно, производимое в РФ, – стоимость 1 кг продукции в 2015 году увеличилась на 43%, а затем упала на 5% в 2016 году. Ценовой индикатор импортируемого вторичного волокна показал самые большие изменения за 3 исследуемых периода (2014–2016 гг.) – стоимость поднялась на 74% и теперь составляет 115 руб (в 2014 – 69 руб); причина – девальвация рубля и повышение рублевой стоимости.

Незначительные изменения в цене по сравнению с остальной продукцией пришлось на

ПЭТФ-ленту, цена которой повысилась всего на 16% в 2016 году по сравнению с 2014 годом, и на первичную ПЭТФ-гранулу, где стоимость одного килограмма продукции последние 2 года повышалась в среднем на 8 рублей за год (рост цен составил 21%).

В целом, по сравнению с 2014 годом, во всех категориях продуктов наблюдается значительное повышение цен в 2015 году, а 2016 год преимущественно сохраняет эту тенденцию.

### Импорт вторичного волокна

По сравнению с 2013 годом на рынке наблюдается спад импорта вторичного волокна – с 2013 года импорт вторичного сырья снизился примерно на 45% (с 3 040 т в ноябре 2013 до 1 672 т в декабре 2015 года) (см. рис. 5). Наиболее низкий показатель отмечен в декабре 2014 года – всего 450 т, что в 4 раза меньше поставок в ноябре того же года. Причина: девальвация рубля и импортозамещение (в пределах существующих в России мощностей), а также снижение потребления конечных рынков.

### Ценовые индикаторы

Средняя цена на импортное вторичное волокно в 2016 году увеличилась на 15% по сравнению

РИС. 4. Вторичный ПЭТФ – ценовые индикаторы 2014 vs 2015 vs 2016

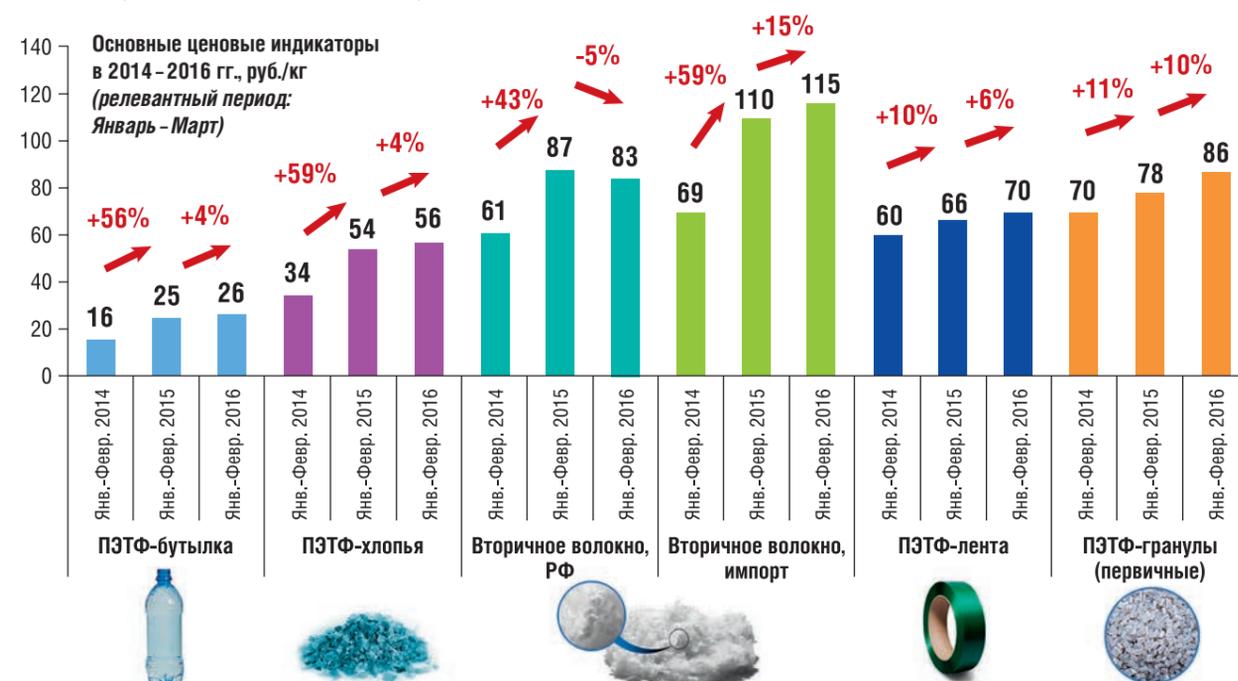
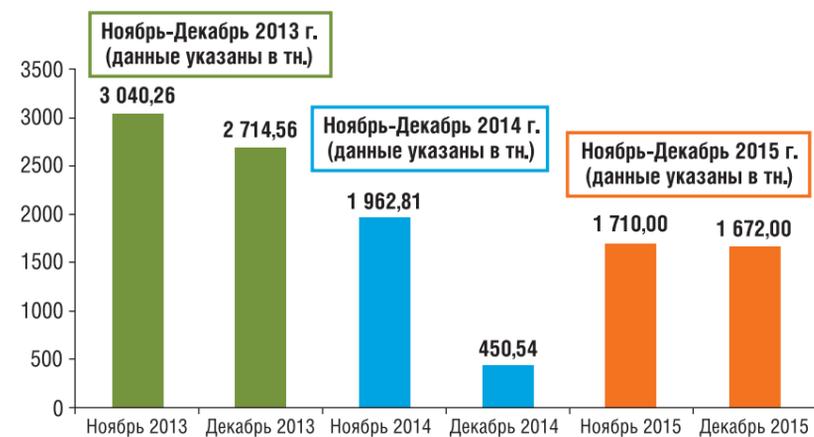


РИС. 5. Динамика импорта вторичного волокна: 2014 vs 2015 vs 2016\* (релевантный период: Ноябрь-Декабрь)



\* согласно данным аналитического отдела ProPartners International

с 2015 годом, несмотря на то, что закупочная цена данного волокна в Китае упала на 7%. Таким образом разница между закупочной стоимостью и конечной в 2016 году составила примерно 46 350 руб (с учетом курса доллара на 04.03.16г.). Цены на все виды волокна в 2016 году несколько уменьшились – на 1–2 руб за кг. Как итог – средняя цена на волокно российского производства составляет 80 333 руб на 2016 год, в то время как

стоимость импортного волокна составляет 115 000 руб. При покупке российского волокна достигается экономия до 39% по сравнению с импортным волокном (прежде всего, здесь речь идет о высокоизвитых волокнах из Кореи и Китая, разница по сравнению с регулярными волокнами не так велика).

**Потребление вторичного ПЭТФ по сегментам.** Наибольший процент потребления вторичного ПЭТФ приходится на волокно – около

63% (6 030 т) (см. рис. 6). Далее потребление распределяется следующим образом: в месяц 17,3% (1 670 т) уходит на преформы и гранулы; немногим меньше, 14,6% (1 410 т) расходуется на производство ленты, шпагатов и мононитей; 3,5% потребляется на производство пленки и листов (вкл. коррексы и пр.) и незначительная часть потребления – 2% приходится на остальную продукцию (смолы, композиты, литье и пр.).

Далее (см. таб. 1) представлена таблица крупнейших переработчиков ПЭТФ в России с указанием мощностей и конечного продукта (подготовлено сотрудниками ГК «ЭкоТехнологии» на основе имеющейся доступной информации).

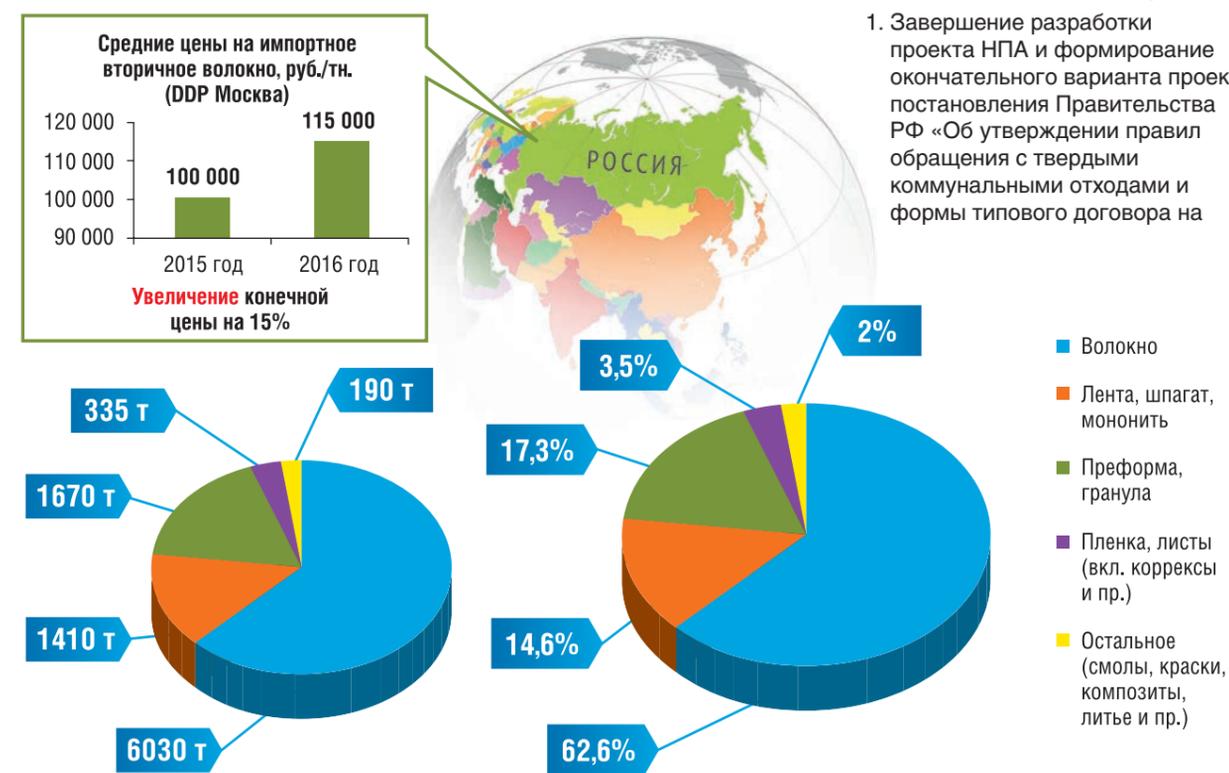
Ключевые факторы, влияющие на отрасль вторичного ПЭТФ сегодня:

1. Цены от Могилевхимволокно на первичное полиэфирное волокно;
2. Стагнация рынков потребления конечной продукции;
3. Изменения и доработки, вносимые в природоохранное законодательство;
4. Повышение рублевой стоимости импортного вторичного полиэфирного волокна;
5. Нехватка сырья для переработки.

### ПЭТФ в 2016 году

1. Завершение разработки проекта НПА и формирование окончательного варианта проекта постановления Правительства РФ «Об утверждении правил обращения с твердыми коммунальными отходами и формы типового договора на

РИС. 6. Ежемесячное потребление вторичного ПЭТФ по сегментам



ТАБ. 1. Крупнейшие переработчики ПЭТФ в России

Название	Город	Мощности (тонн/год)	Комментарии
«РБ-груп»	Гусь-Хрустальный	~28 000	Весь объем перерабатывается в волокно
«Комитекс»	Сыктывкар	~26 000	Потребление хлопьев, весь объем идет на волокно
«Пларус»	Солнечногорск	~ 20 000	Единственное в РФ производство вторичных ПЭТФ-гранул для пищевой тары
«ЭкоТехнологии»	Тверь	~16 000	До 15% перерабатывается в ленту, остальное – продаётся в виде хлопьев
«Петито»	Кострома	~10 000	Весь объем перерабатывается в ПЭТФ-ленту
«Вторком»	Челябинск	~7 000	Собственная переработка ПЭТФ-бутылок и производство волокна
«Селена-ПЭТ»	Усть-Джигута	~7 000	Весь объем перерабатывается в волокно и далее в текстильную продукцию
«Фройденберг Политекс»	Нижний Новгород	~5 000	Потребление хлопьев, весь объем перерабатывается в нетканые материалы
«Номатекс»	Ульяновская область	~3 000	Потребление хлопьев, весь объем перерабатывается в нетканые материалы
«ЭкоПэт»	Казань	~2 500	Весь объем перерабатывается в лист

оказание услуг по обращению с твердыми коммунальными отходами», выход подзаконных актов от ФАС, Минстроя, МинПрироды по реализации 458 ФЗ и реализация (не только на бумаге, но и на деле) института региональных операторов, возникновение новых правил игры на рынке.

2. Выбор крупнейших «генераторов» полезных фракций: крупнейших российских и мировых компаний, производящих упакованную продукцию – ведь именно упаковка и составляет основные целевые фракции для рециклинга. В рамках расширенной ответственности производителя компании должны решить: или платить экологический сбор, или (самостоятельно или с помощью рециклера) собрать и переработать упаковку. Принятие решения в сторону уплаты сбора, конечно, мало поможет росту рынка рециклинга.

3. Развитие ситуации с законодательным закреплением РСО; если он все же станет обязательным, пусть даже в определенной части или регионах, это также повлечёт рост объема сырья для рециклинга плюс улучшение его качества.

4. Запрет на размещение отдельных видов отходов – если будет узаконена необходимость обязательной сортировки ТКО перед их перемещением для захоронения и сортировочные станции действительно станут нормой для каждого полигона ТКО, то дефицит сырья для рециклинга, перестанет быть столь острым.

### Подводя итоги

Принятие в 2015 году исторических для отрасли законов, положений и подзаконных актов, а также законодательство в части ГЧП во многом определило долгожданные правила игры для операторов и инвесторов. Несмотря на всё ещё существующие недоделки и не утвержденные документы, уже в течение 2015 года интерес к отрасли серьезно оживился. Но окончательную точку в части определения инвестиционной привлекательности отрасли можно будет поставить, очевидно, после реального запуска института региональных операторов и первых месяцев их работы и взаимодействия с операторами по вывозу, утилизации и обезвреживанию отходов.

Выбор крупнейших «генераторов» полезных фракций (производителей и импортеров упакованных

товаров) в пользу самостоятельной реализации расширенной ответственности производителя может способствовать развитию отрасли, хотя на данный момент из-за отсутствия необходимых подзаконных актов это выглядит пока сложно реализуемым.

Кризис, санкции, общая стагнация, остановки профильных предприятий некоторым образом повлияли на возможности отрасли. В связи с уменьшением покупательской способности в конце 2015 года снизились цены на волокна, и уменьшился спрос. Цены на само сырье, как на исходное (бутылки), так и на хлопья, пусть медленно, но продолжают расти в связи с девальвацией рубля.

Главным потребителем ПЭТФ-сырья по-прежнему остались производители волокна, которые в начале 2016 года отметили ощутимый недостаток прежде всего прозрачных ПЭТФ-хлопьев.

Ключевыми факторами успешной работы на рынке вторичного ПЭТФ, как и все последние годы, являются доступ к сырью и эффективность организации переработки, включая её масштабность. ●

KEY WORDS: *recycling, recycling plastics, recycled PET, the market for recycled PET, polyester fiber.*

LEDLENSER

19R

РЕКЛАМА

OMEGA TOOL

www.ledlenser.ru  
www.omegatool.ru  
+7 495 234 50 92



# ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМОСТЬ

## Курс на экономичные и эффективные решения

ИЗМЕНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ ВНОСИТ КОРРЕКТИВЫ В ПЛАНЫ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА. НА ПЕРВЫЙ ПЛАН ВЫХОДЯТ ЭКОНОМИЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЭФФЕКТИВНОЕ И НАДЕЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СПОСОБНОЕ ОБЕСПЕЧИТЬ БЕСПЕРЕБОЙНУЮ РАБОТУ В СЛОЖНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ И ГЕОГРАФИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. КАК ВЫБРАТЬ ТАКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И КАКИЕ КОМПАНИИ СЕГОДНЯ МОГУТ ЕГО ПРЕДЛОЖИТЬ? НА ВОПРОСЫ NEFTEGAZ.RU ОТВЕЧАЕТ РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ» КОМПАНИИ EATON СТАНИСЛАВ МАКУШКИН

*THE CHANGING ECONOMIC SITUATION IS MAKING ADJUSTMENTS TO THE WORK PLANS OF OIL AND GAS COMPANIES. TO THE FORE COME COST-EFFECTIVE TECHNOLOGIES, EFFICIENT AND RELIABLE EQUIPMENT, CAPABLE TO PROVIDE UNINTERRUPTED OPERATION IN DIFFICULT CLIMATIC AND GEOGRAPHICAL CONDITIONS. HOW TO CHOOSE THE EQUIPMENT AND WHAT COMPANIES TODAY CAN OFFER? QUESTIONS NEFTEGAZ.RU RESPONSIBLE HEAD OF DIVISION "OIL & GAS" COMPANY EATON STANISLAV MAKUSHKIN*

Ключевые слова: нефтесервис, источник бесперебойного питания, оборудование для шельфа, энергообеспечение, производственная безопасность.



**Станислав Макушкин,**  
Руководитель направления  
«Нефть и газ»  
компании Eaton

– Сегодня нефтегазовая отрасль в России переживает не лучшие времена. С какими основными проблемами приходится сталкиваться предприятиям?

– Одна из основных проблем отрасли – это цены на нефть, при которых отрасль должна повысить эффективность и максимально снизить издержки. Время высоких цен на нефть прошло, и сейчас ключевой задачей является оптимизация уже существующих объектов, работа над снижением эксплуатационных, при сохранении требуемого уровня безопасности. Кроме того, необходимо осваивать

новые ресурсы и месторождения, однако это не так просто в силу ряда факторов. Как правило, такие месторождения находятся в труднодоступных местах со сложными климатическими условиями. Их освоение требует огромных финансовых ресурсов, что в текущей экономической ситуации едва ли возможно. Геополитическая обстановка, падение цен на нефть – все это делает добычу нефти в таких регионах низкорентабельной. Скорей всего, в ближайшее время мы станем свидетелями активного развития альтернативных источников энергии. Эти и другие актуальные проблемы российской нефтегазовой отрасли рассматриваются в Энергетической стратегии России до 2035 г., проект которой сейчас обсуждает Минэнерго.

– Как вы оцениваете готовность российских предприятий внедрять инновационные решения в условиях кризиса? Насколько целесообразны сегодня такие вложения?

– До кризиса 2014 г. большинство нефтеперерабатывающих компаний имели обширные планы по модернизации своих производств. К сожалению, после изменения геополитической ситуации и курса валюты ситуация в корне поменялась, и большинство проектов оказались замороженными. Многие

предприятия запланировали модернизацию еще несколько лет назад, и в работе остались лишь те проекты, которые уже стартовали, получили инвестиции, и остановка которых может привести к значительным финансовым потерям. Сейчас проектов по модернизации стало, безусловно, меньше, хотя речи об их полной остановке не идет. Пример тому – компания «Лукойл», завершит модернизацию своих НПЗ уже в конце марта. Исключение составляют также «восточные» проекты, к которым привлечены китайские партнеры, хотя доля таких проектов в рамках всего нефтехимического комплекса РФ пока не велика. К тому же, большинство из них находятся в стадии технико-экономического обоснования.

– Какие требования предъявляют российские заказчики к нефтегазовому оборудованию? Адаптированы ли решения Eaton к особенностям российской отрасли?

– Наряду с начальной стоимостью оборудования многие российские заказчики принимают во внимание стоимость владения (ТСО). В свою очередь мы стараемся предлагать им решения, которые позволяют экономить на эксплуатации –

например, устройство среднего напряжения Xiria, которое не требует обслуживания. Для добывающего сегмента – нефтегазовых предприятий и предприятий с жесткими условиями эксплуатации – актуально оборудование, применяемое при низких температурах наружного воздуха. Что касается транспортировки нефти и газа, главными требованиями российских заказчиков остаются безотказность работы и возможность резервирования, обеспечивающая бесперебойность процессов.

– Безопасность является одним из основополагающих условий функционирования нефтегазового предприятия. Пробелы в этой области могут обернуться финансовыми потерями и ущербом для репутации компании. При нарушении технологических процессов по добыче, переработке и транспортировке нефти и нефтепродуктов высок риск возникновения пожара, который может повлечь за собой не только повреждение оборудования, но и человеческие жертвы. Eaton предлагает решения по

**Использование оборудования Eaton позволяет оптимизировать инвестиции с учетом условий эксплуатации и минимизировать риски**

В России проблема качества электропитания существует уже не первый год: энергетическая инфраструктура довольно изношена, что крайне негативно отражается на оборудовании и процессах непрерывного цикла. Перебои могут привести к выходу из строя оборудования, а сбой даже на несколько часов – к огромным убыткам предприятия. Именно поэтому заказчики заинтересованы в бесперебойных системах электропитания, увеличении количества надежных ИБП и мощностей своих предприятий. Компания Eaton предлагает широкий ряд надежных и эффективных ИБП, которые обеспечивают бесперебойное функционирование ответственных нагрузок и созданы с учетом различных сфер применения и требований рынков. Яркий пример – ИБП 93PM, обладающий самым высоким КПД на рынке – до 97% в режиме двойного преобразования энергии и до 99% при использовании системы сохранения энергии. Вкупе с интеллектуальным ПО Eaton он гарантирует бесперебойную работу при минимальной совокупной стоимости владения, что, как я уже отметил, является сегодня одним из ключевых требований российских заказчиков.

– Расскажите о наиболее востребованных среди российских нефтегазовых компаний технологиях. Какие проблемы они должны решать в первую очередь?

своевременному мониторингу возникновения таких ситуаций и предотвращению их дальнейшего развития.

– Сегодня многие заказчики заинтересованы в построении комплексной системы на основе решений от одного производителя. Предоставляет ли компания Eaton такую возможность? В чем ваши конкурентные преимущества?

– Да, такую возможность мы предоставляем: на сегодняшний день в арсенале Eaton широкий спектр решений для среднего и низкого напряжения, в том числе взрывозащищенное оборудование серии Crouse-Hinds, представляющее собой системы сигнализации, оповещения и наблюдения для информирования сотрудников о критических ситуациях, а также системы для обеспечения качественного

питания (ИБП). Исходя из этого, мы можем удовлетворить большую часть потребностей в оснащении нефтегазовых предприятий.

Если говорить о преимуществах, то в первую очередь решения Eaton отличают технологическое совершенство и высокая степень надежности. Наши центры по исследованиям и разработкам, расположенные по всему миру работают над усовершенствованием существующих технологий и созданием новых продуктов. Использование нашего оборудования позволяет заказчикам, среди которых крупнейшие нефтяные компании, партнерам по проектированию, закупкам и строительству, а также производителям оригинального оборудования, оптимизировать инвестиции с учетом условий эксплуатации и минимизировать риски.

– Корпорация Eaton позиционирует себя как мировой эксперт в области управления энергией. Можно ли построить систему бесперебойного обеспечения энергией на нефтегазовом предприятии на основе предлагаемых компанией ИБП?

– На базе ИБП Eaton можно построить комплексную систему электроснабжения, которая полностью удовлетворяет требованиям надежности и резервирования, обеспечивая непрерывность производственного цикла и бесперебойность электропитания. Наша компания предлагает широкий выбор ИБП единичной мощностью от 500 ВА до 1100 кВА, которые



изготовлены для защиты оборудования, в том числе и на нефтегазовых предприятиях. Все наши решения разработаны на базе инновационных технологий, одна из них – технология параллельной работы HotSync, обеспечивающая работоспособность параллельной системы даже при разрыве информационной связи между ИБП. В нашем портфолио также есть промышленные ИБП Eaton серии Powerware, построенные по безтрансформаторной технологии класса On-Line. Данные ИБП обеспечивают защиту оборудования от девяти возможных проблем с электропитанием, включая пропадание, просадки и всплески напряжения, пониженный уровень напряжения, линейный шум, высоковольтные импульсы, отклонения частоты, переходные процессы при коммутации и искажения синусоидальности напряжения. Практически во всех ИБП данной топологии используется технология усовершенствованного управления зарядом батарей Advanced Battery Management (ABM), которая продлевает срок службы батареи в среднем на 50%, гарантируя, что нагрузка не останется без электропитания из-за использования некачественной или дефектной батареи. ИБП Eaton успешно функционируют на многих объектах нефтегазовой отрасли крупнейших компаний России: нефтеперерабатывающих предприятиях, предприятиях по добыче газа, на перекачивающих станциях.

**– Какие нюансы следует учитывать в первую очередь при выборе ИБП?**

– Заказчикам важно, чтобы ИБП обладал высоким показателем КПД, обеспечивал максимальный

уровень энергоэффективности и отказоустойчивости. Не менее актуальны такие характеристики, как компактность, модульность, малый вес и удобство в эксплуатации. Если оборудование громоздкое, доставить и разместить его может быть непросто, следовательно, компактность – это

**Технология параллельной работы HotSync обеспечивает работоспособность параллельной системы даже при разрыве информационной связи между ИБП**

упрощение инсталляции и экономия полезной площади. В последнее время заказчики предпочитают выбирать решения, которые бы позволили снизить затраты на капитальное строительство. Любой ИБП должен иметь сертификат соответствия техническим регламентам Таможенного союза: безопасности и электромагнитной совместимости. Необходимо использовать сертифицированное, официально продаваемое в России оборудование. Производители «первого эшелона», в том числе компания Eaton, предлагают оборудование, которое полностью соответствует требованиям электромагнитной совместимости.

Очень часто заказчики, желающие сэкономить на системе энергоснабжения, покупают дешевые батареи, аргументируя тем, что это расходной элемент, который через несколько лет так или иначе придется менять. Это может приводить к преждевременному ремонту: по статистике порядка 80% отказов связаны с работой батареи. Поэтому вне зависимости от срока службы батареи должны быть изготовлены ведущими производителями.

**– Дальнейшее расширение добычи нефти связано с нефтегазовыми проектами на шельфе, есть ли у Eaton решения для работы на морских месторождениях?**

– Работа на таких месторождениях связана с неблагоприятным воздействием климатических факторов. Экстремальные морозы, шквальный ветер, полярная ночь – все это существенно осложняет работу персонала и эксплуатацию оборудования. На некоторых объектах температуры могут опускаться ниже  $-50^{\circ}\text{C}$ , а ее перепады могут составлять более  $20^{\circ}\text{C}$  в течение дня, что крайне негативно влияет на оборудование. Мы учли те сложности, с которыми могут столкнуться наши заказчики, учитывая местные климатические условия, и выпустили на рынок решение для среднего напряжения 6-24 кВА – КРУ Xiria, которое можно использовать в условиях суровых российских зим. Оно

не выйдет из строя даже при очень низкой температуре – Xiria сертифицировано на использование при температуре до  $-50^{\circ}\text{C}$ . Это распределительное устройство имеет воздушную изоляцию и выполнено в виде моноблока. Xiria отличается высокой эксплуатационной безопасностью и компактными размерами, не требует обслуживания на протяжении всего срока службы и не содержит экологически вредный элегаз (SF6). Любые механизмы, а также основные части КРУ надежно изолированы от внешних воздействий, осадков и прочих проявлений погодных условий и климата. Xiria надежно защищает обслуживающий персонал, организуя абсолютную защиту за счет множества блокировочных механизмов. Удобная система визуализации позволяет контролировать состояние разъединителя и выключателя. КРУ Xiria отвечает всем экологическим стандартам ИЕС. ●

KEY WORDS: *oilfield services, uninterruptible power equipment for the offshore, energy supply, industrial safety.*

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

### Будущее российского нефтегазового экспорта – Восток

<http://neftegaz.ru/news/view/62645/>

Взаимодействие Китая с Россией происходит на фоне нескрываемого интереса со стороны азиатских стран к России. Точнее, к ее нефти и газу. Для стран АТР в российском экспорте нефти к 2020 г. увеличится до 30%, в экспорте газа – до 25% с 5%. Рост объемов нефти вырастет до 100 млн т в год, газа – до 65 млрд м<sup>3</sup> в год. Как отметил В. Христенко, две недели назад (в апреле 2006 года) в Китае подписано соглашение о расширении сотрудничества в газовой сфере с этой страной. В рамках документа определено два коридора – западный и восточный. По мнению министра, ожидается, что уже к 2011 г. начнется поставка газа в Китай. К 2020 г. объем поставок газа может выйти на уровень 238 млрд м<sup>3</sup> газа по каждому из направлений.



### • Комментарий Neftegaz.RU

Принятая в 2015 г. Энергостратегия-2035 предусматривает добычу 821–885 млрд м<sup>3</sup> природного и попутного нефтяного газа. Планируется, что удачная геологоразведка принесет в копилку углеводородов 25–27 трлн м<sup>3</sup> газа. Обеспечивать прирост запасов планируют за счет Западно-Сибирской,

Лено-Тунгусской, Прикаспийской, Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, разработкой ТРИЗ и месторождений на континентальном шельфе. Основным драйвером роста добычи газа считают месторождения Обско-Тазовской губы, где увеличат добычу на 50%, а также на шельфе, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, Ямале. Основным рынком сбыта газа полагают страны АТР – экспорт в данном направлении увеличится в 9 раз – до 128 млрд м<sup>3</sup>.



### ВСТО начнут строить в пятницу

<http://neftegaz.ru/news/view/63244/>

16 апреля 2006 г. «Транснефть» отчиталась перед президентом о планах на строительство ВСТО. Трубопровод начнут строить уже 28 апреля. «В настоящее время мы выполнили все процедуры, необходимые для начала строительства, и готовы в пятницу приступить к осуществлению этого грандиозного проекта, аналогов которому нет в мире», – доложил Вайншток президенту В. Путину.

### • Комментарий Neftegaz.RU

28 декабря 2009 г. была запущена первая очередь проекта ВСТО-1 – трубопровод от Тайшета до Сковородино длиной 2694 км. Мощность первой очереди ВСТО – 30 млн т в год. 15 млн т в год будет поставляться в Китай по строящемуся ответвлению от Восточного нефтепровода в районе Сковородино. 28 октября 2015 г. Транснефть заявила о дефиците средств на расширение ВСТО. А 29 октября 2015 г. в компании сообщили, что сохранят объем долгосрочной инвестиционной программы до 2020 г., но сдвинут сроки реализации некоторых проектов. ●



Russian-Knife.ru

магазин  
**«Русские Ножи»**  
г.Москва, Таможенный  
проезд дом 6, офис 212  
тел. +7(495) 225-54-92

# РОССИЙСКИЙ СЕКТОР ЛАКОКРАСОЧНОГО СПЕКТРА

НЕСМОТЯ НА СЛОЖНЫЕ ВНУТРЕННИЕ И ВНЕШНИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В 2015 ГОДУ ЛАКОКРАСОЧНАЯ ОТРАСЛЬ ВОШЛА В НОВЫЙ 2016 ГОД С НОВЫМИ РАЗРАБОТКАМИ, СПОСОБНЫМИ УДОВЛЕТВОРИТЬ САМЫХ ТРЕБОВАТЕЛЬНЫХ ЗАКАЗЧИКОВ. КАК РАЗВИВАЕТСЯ ОТРАСЛЬ ЛАКОКРАСОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ И КАКОВЫ ЕЕ ПЕРСПЕКТИВЫ?

*DESPITE DIFFICULT DOMESTIC AND EXTERNAL OPERATION CONDITIONS FOR INDUSTRIAL ENTERPRISES IN 2015, THE PAINTS AND COATINGS PRODUCTION INDUSTRY HAS ENTERED THE 2016 YEAR WITH NEW DEVELOPMENTS WHICH ARE CAPABLE TO SATISFY THE MOST DEMANDING CUSTOMERS. HOW IS THE PAINTS AND COATINGS PRODUCTION INDUSTRY DEVELOPING AND WHAT ARE ITS PROSPECTS?*

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: лакокраска, растворители, судоремонт, авиастроение, антикоррозионная защита.

## Аверьянов Геннадий Владимирович, Директор Ассоциации «Центрлак»

В целом, падение производства в отрасли составило 4,8%, относительно объемов производства 2014 года и почти равна падению промышленного производства – 3,8%. Падение потребительского спроса населения привело к ожидаемому снижению реализации продукции строительного назначения и структурному сдвигу в сторону роста продаж эконом сегмента.

В промышленном секторе лакокрасочных материалов существенно снизился импорт ЛКМ. Причины понятны, общее падение производства промышленной продукции, особенно автостроения и внимание потребителей к аналогичной продукции российских производителей.

В настоящей статье мы немного расскажем, что происходит в промышленном секторе лакокрасочных покрытий и на предприятиях, профессионально развивающих тематику лакокрасочных систем для защиты металла от коррозии.

Мы исходим из того факта, что антикоррозионная защита изделий или инфраструктурных объектов – важная часть производственного цикла для предприятий-потребителей. По данным литературных источников потери от коррозии с учетом состояния окружающей среды и климатических условий оцениваются от 1,5 до 5% ВВП\*. Антикоррозионные системы ЛКМ должны обладать длительной эксплуатационной стойкостью, должны позволить потребителю компенсировать затраты на окраску и на длительный срок забыть о процессах коррозии изделий или сооружений, действуя по принципу «покрасил и забыл».

По оценке Ассоциации «Центрлак» в отраслевом потреблении ЛКМ промышленного назначения зависимость от импорта критически высокая. См. таблицу 1.

Например, в антикоррозионной защите металла (мосты, тяжелые металлические конструкции, нефтяные танки, нефте-газотрубопроводы и инфраструктура) потребление импортных ЛКМ составляет 60–80%. В судостроении, авиастроении – до 90%. Такая ситуация не может не беспокоить отраслевое сообщество и руководителей предприятий. Понятно, что завоевание рынков потребления западными компаниями ставит несколько амбициозных задач перед отечественными производителями. Главные из них: инвестиции в разработку конкурентных систем ЛКМ, снижение стоимости производства, мероприятия по внедрению, промышленный маркетинг. К сожалению, потребители не всегда

осведомлены о возможностях российских производителей и о новых современных системах ЛКМ. Внедренческая работа требует времени и активной позиции в СМИ самих производителей. Второй вопрос заключается в себестоимости производства. Необходимо быть конкурентными и искать пути снижения производственных затрат, которые зависят от объемов заказов.

К счастью, кризис вынуждает предприятия быть активными и инвестировать в разработку новых, конкурентоспособных материалов, не уступающим аналогам, поставляемым на наш рынок из-за рубежа. В 2015 году практически все предприятия Ассоциации «Центрлак» ввели в ассортимент новые линейки материалов для антикоррозионной защиты, защиты металла и металлических конструкций, коммерческого транспорта и т.п. Сертификация этих систем в отраслевых лабораториях показала отличные показатели, сравнимые, а порой и превосходящие, импортные ЛКМ. Мы не будем рекламировать те или иные системы ЛКМ российских изготовителей. С ними можно ознакомиться на самих предприятиях, на сайте ассоциации [www.centrlack.ru](http://www.centrlack.ru), сделав соответствующие запросы специалистам.

Хотим отметить, что такая активная работа российских изготовителей к разработкам новых системных покрытий показывает хороший научный и производственный задел предприятий. Ранее сделанные инвестиции в создание новых мощностей, в закупку нового оборудования, в кадры, в науку, лаборатории позволили предприятиям быстро реагировать на изменившейся вектор развития экономики в сторону российских товаров и импортозамещения.

Как профессиональная организация в области производства и потребления ЛКМ нам приятно отметить, что наша промышленность может предлагать и предлагает весь набор материалов для тяжелой антикоррозии со сроком службы покрытий до 15–20 лет, защитные системы покрытий, работающие в агрессивных средах C5 I, C5-M согласно ISO 12944, стойкие к воздействию серной, азотной кислот, а также раствора

ТАБЛИЦА 1

Область применения	Емкость рынка, тыс. т	Импорт, тыс. т	Доля импорта, %
Металлоконструкции	200,00	61,60	нефтегаз – 60%, мостостроение – 50%, строит. констр. – 10%
Краска для разметки дорог*	60,00	15,00	25%
Порошковые краски	44,00	25,00	57%
Автомобильные ЛКМ	35,00	25,00	71%
Мебельная и деревообрабатывающая промышленности	32,80	16,90	52%
в т.ч. для отделки готовой мебели	15,00	14,00	88%
Конвейерные (автомобильные) ЛКМ	25,00	18,50	74%
Окраска подвижного состава РЖД	25,00	4,00	16%
в т.ч. вагоны грузовые	20,00	1,00	5%
в т.ч. вагоны пассажирские, локомотивы	5,00	3,50	70%
Растворители	20,80	8,80	42%
Окраска рулонного металла	19,30	14,50	75%
Судостроение	18,00	4,50	80%
Судоремонт		2,50	20%
Коммерческий транспорт	10,00	7,00	70%
Авиастроение, авиаремонт	0,46	0,45	97%

гидроксида натрия, для защиты металла и металлических конструкций эксплуатируемых в различных климатических зонах Т, ТС, ТВ, УХЛ, ОМ, В по классификации ГОСТ 15150-69.

Продолжают свое развитие системы ЛКМ с цинком, материалы с высоким сухим остатком (альтернатива материалам на водной основе по защите окружающей среды и экологии), с повышенным содержанием антикоррозионных пигментов и наполнителей.

На все системы, предлагаемые нашими предприятиями, может выдаваться гарантия их эксплуатационной стойкости, при согласовании с потребителями важных вопросов условий нанесения. Для российских предприятий лакокрасочной отрасли инвестиционные проекты развития новых рецептур и материалов, в основном, финансируются из собственных средств.

Привлечение кредитов рискованно, стоимость их высокая, а реализация продукции не предсказуема. Иностранцы предприятия порой так активно и профессионально работают с

потребителем, что нашему «брату» надо прикладывать вдвое больше усилий, чтобы убедить потребителя применять отечественный продукт, стоимость которого, чаще всего, меньше, а эксплуатационные и технологические свойства при нанесении аналогичные.

Авторы уверены, что кризисные явления, не прекращающиеся уже много лет в Российской Федерации по причинам внешним и внутренним, делает наши предприятия более конкурентоспособными. Конечно, очень хочется, чтобы наш потребитель, российские предприятия, разделяли эту точку зрения на кооперацию и развитие, что без построения надежных взаимовыгодных и долгосрочных отношений развивать промышленный потенциал не возможно не только в нашей стране, но и в мире. Внимание российских потребителей ЛКМ к российским производителям лакокрасочных материалов – важнейший элемент устойчивости всей нашей экономики и нефтехимического комплекса. ●

KEY WORDS: *Lakokraska, solvents, shipbuilding, aircraft industry, corrosion protection.*

УДК 338.001.36

# ПОПУТНЫЙ ГАЗ

последних ступеней сепарации.

## Компримирование низконапорного ПНГ



Компрессорные установки низкого давления от компании ЭНЕРГАЗ на СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ В ТОВАРНЫЙ ПРОДУКТ ПРОХОДИТ НЕСКОЛЬКО СТАДИЙ, ЦЕЛЬЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ УДАЛЕНИЕ ВОДЫ, МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТЯНОГО ГАЗА. КАКИЕ РЕШЕНИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ ИНЖЕНЕРЫ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА?

TECHNOLOGICAL PROCESS OF TRANSFORMING OIL INTO FINAL PRODUCT TAKES PLACE IN STAGES, THE PURPOSE OF WHICH IS TO ELIMINATE WATER, CONTAMINATION AND TO EXTRACT OIL-ASSOCIATED GAS. WHAT SOLUTIONS AND EQUIPMENT ARE PROPOSED BY THE ENGINEERS FOR EFFECTIVE EXTRACTION AND UTILIZATION OF OIL ASSOCIATED GAS TODAY?

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, сепарация, компримирование, товарная нефть, низконапорный ПНГ, компрессорные установки.

**А.А. Крамской,**  
генеральный директор  
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

**А.В. Филиппов,**  
инженер-нефтяник,  
ООО «ЭНЕРГАЗ»

### Попутный нефтяной газ – продукт сепарации нефти

Нефть не сразу становится товарным продуктом. Этому предшествует многоэтапный технологический процесс подготовки.

На каждом месторождении пластовая жидкость, поступающая со скважин, проходит предварительную подготовку на объектах добычи и подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где происходит её окончательная подготовка до товарной кондиции и сдача

потребителю. Цель промышленной подготовки нефти – удаление из неё воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ – ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырьё для получения различных химических веществ. Из попутного

РЕКЛАМА



ФОТО 1. Разделительные сепараторы на установке подготовки нефти

газа путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен для производства пластмасс и каучуков.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах (фото 1), в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин

### Ступени сепарации

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели

одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке

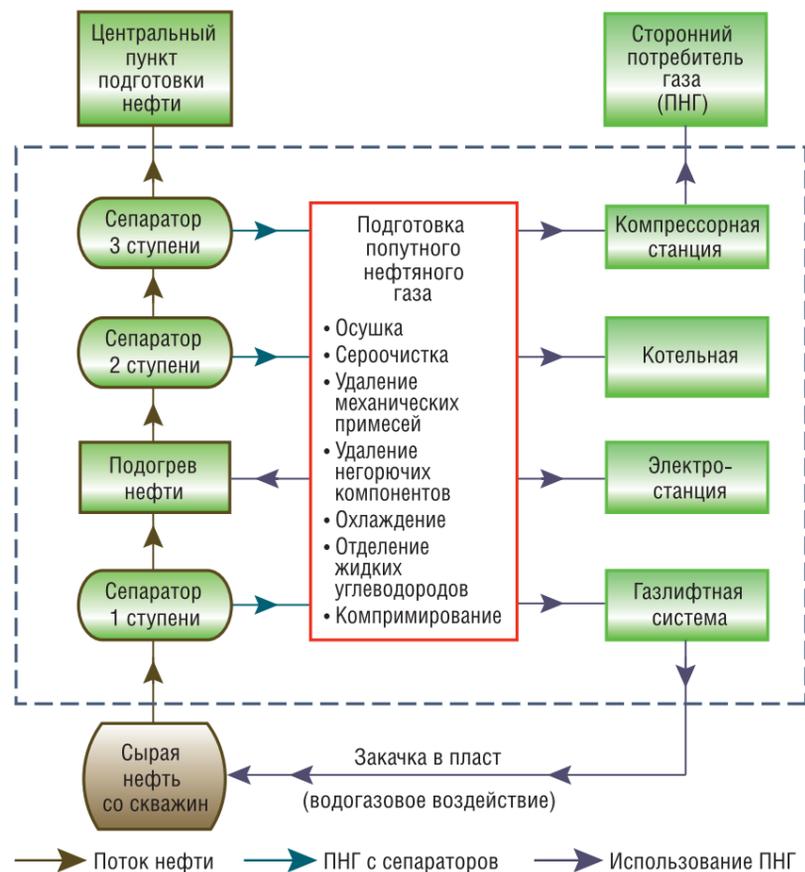
месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой нефти.

Выделяемый газ требует специальной подготовки и применения соответствующего технологического оборудования. Как правило, подготовка ПНГ включает следующий комплекс мероприятий: осушка; удаление механических примесей; сероочистка; отбензинивание (извлечение жидких углеводородов C<sub>3+</sub> и выше);



ФОТО 2. Биттемское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз». Компрессорная станция для компримирования низконапорного ПНГ

РИС. 1. Рациональное использование попутного газа



удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода); охлаждение; компримирование (фото 2).

Подготовленный попутный газ обычно распределяется следующим образом (рис. 1). Часть его идёт на собственные нужды промысла – подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций, котельных. Другая часть транспортируется стороннему потребителю, например, на газоперерабатывающий завод с целью получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи (система «газлифт»).

**ПНГ надо использовать максимально**

Еще недавно вышеописанная схема отображала исключительно использование ПНГ 1-й ступени сепарации. Попутный газ 2-й и последующих ступеней, как

вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. Однако срабатывают не только экономические санкции

правило, в полном объеме направлялся в факельную линию для сжигания. Причина в том, что газ с последних ступеней является самым сложным в подготовке для дальнейшего применения. Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов  $C_{3+выше}$  значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м<sup>3</sup>, а содержание  $C_{3+выше}$  – 1000 г/м<sup>3</sup>. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, в сравнении с тем же показателем в газопроводе 1-й ступени. Газ конечных ступеней отличается также повышенным содержанием механических примесей и капельной влаги. Плюс к этому – его обязательно компримировать.

выгоду из рационального использования ПНГ. Для таких рачительных экологосберегающих компаний на приоритетном месте находится и забота о собственном профессиональном престиже в глазах государства и общества. Сегодня в условиях падения добычи нефти на многих месторождениях особое значение приобретает максимальное использование попутного газа последних ступеней сепарации. Именно этот газ занимает значительную долю в потерях ПНГ. Учитывая это, нефтегазодобывающие компании пристальное внимание обратили на современные технологические возможности его рационального использования. И те, кто уже предпринял необходимые усилия, на деле убедились в правильности своего решения.

То есть, рациональное использование ПНГ последних ступеней требует создания дополнительной инфраструктуры сбора и подготовки, что повышает себестоимость попутного газа и снижает рентабельность промыслов. Поэтому многие добывающие компании шли на затраты крайне неохотно, а зачастую вынужденно устранялись от задачи рационального использования такого ПНГ.

Ситуация стала меняться с января 2009 года, когда правительство определило жесткий норматив использования попутного нефтяного газа на уровне 95%. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. Однако срабатывают не только экономические санкции. Копоть от горящих факелов очерняет репутацию нефтяных компаний.

Поэтому с каждым годом возрастает число промыслов, где не только экономят на штрафах и компенсационных выплатах, но и извлекают прямую экономическую



ФОТО 3. Фильтр-скруббер встроен в блок-модуль вакуумной компрессорной установки «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского м/р ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

**Компримирование – важный этап подготовки низконапорного ПНГ**

Отметим еще один важный фактор: попутный нефтяной газ 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственного давления, которое не превышает 0,4–0,5 МПа, недостаточно для транспортировки ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или для закачки в трубопровод до головной компрессорной станции, обеспечивающей доставку газа стороннему потребителю.

Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС, фото 2), основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае если давление газа приближено к вакууму (0,001–0,01 МПа), на КС применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ).

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований.

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований

**Особенности компримирования низконапорного газа**

Для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации используются, как правило, ДКУ и ВКУ на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Рассмотрим решение некоторых проблем, возникающих при компримировании низконапорного газа.

**Необходимость доочистки тяжелого (жирного) ПНГ.** Несмотря на то что в компрессорную установку (КУ) зачастую поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Требуется дополнительная комплектация системы фильтрации, которая расширяет возможности основных её элементов (газозаслонного сепаратора и коалесцентных фильтров):

- на входе газа устанавливается фильтр-скруббер (фото 3), оснащенный автоматической дренажной системой для откачки конденсата;

- на выходе из КУ устанавливаются дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и фильтр-скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль (фото 3), что обеспечивает компактное размещение оборудования;
- вместе с КУ могут поставляться компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 4).



ФОТО 4. Адсорбционный осушитель для дополнительной осушки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения ОАО «Аганнефтегазгеология»



ФОТО 5. Узел учета компримируемого газа в компрессорных установках

**Риск конденсатообразования.** Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. При этом возникает две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить такие параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, которые позволяют превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;
- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

**Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, приближенного к вакууму (0,001...0,01 МПа).** Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, влечёт следующие проблемы:

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований

1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из

**Изменение характеристик исходного газа.** По условиям некоторых проектов компрессорные установки компримируют смешанный попутный газ, поступающих с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно,

маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса. Возможные решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекающими, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ датчиками кислорода, определяющими его содержание в компримируемом газе.



ФОТО 6. Дожимные компрессорные установки ангарного типа от компании ЭНЕРГАЗ снабжают попутным газом турбины ГТЭС Талаканского месторождения (Якутия)



ФОТО 7. Отсек САУ компрессорной установки на КС Мурьяунского месторождения

основные его параметры (состав, плотность, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Параметры исходного газа изменяются и при длительной добыче на одном объекте – в силу истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем при необходимости варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа (фото 5).

**Условия эксплуатации.** Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°C, а температура наиболее холодной пятидневки – минус 50°C; 2) особенности состава газа – например, высокое содержание соединений сероводорода; 3) удаленность (труднодоступность) объектов,

Опыт реализации проектов компримирования низконапорного газа сосредоточен сегодня в компании ЭНЕРГАЗ

что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор из различных вариантов исполнения: КУ ангарного (внутрицехового) типа на открытой раме (фото 6), блок-

модуль во всепогодном укрытии, КУ в специальном арктическом исполнении;

- оснащение КУ модернизированными системами теплообмена, комплектация маслосистемы автоматическим поточным вискозиметром;
- использование специальных сплавов и антикоррозионных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов оборудования внутри блока-модуля (например, двоянные фильтры маслосистемы или насосы системы охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки;

- использование современной САУ (фото 7), которая автоматически поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивает эксплуатационные параметры и связь с верхним уровнем АСУ ТП, управляет системами жизнеобеспечения и безопасности.



ФОТО 8. Компрессорная станция Речицкого месторождения («Белоруснефть») компримирует низконапорный ПНГ

**Испытанный опыт – путь к успеху**

В нефтегазовом сообществе сложилась традиция – решение нестандартных технологических задач доверяют инженерным коллективам, многократно проверенным на практике. Опыт реализации проектов компримирования низконапорного газа сосредоточен сегодня в компании ЭНЕРГАЗ.

Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ функционируют в составе компрессорных станций на ряде объектов нефтегазодобывающей отрасли.



ФОТО 9. Газодожимное оборудование низкого давления на ДНС-2 НГДУ «Комсомольскнефть»

**География проектов ЭНЕРГАЗа по компримированию низконапорного ПНГ охватывает территорию от Республики Беларусь до Крайнего Севера и до Республики Саха (Якутия)**

Это электростанции собственных нужд (ЭСН), установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции (ЦПС), установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты сбора нефти (ЦПСН), центральные нефтегазосборные пункты (ЦНГСП), установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

География проектов ЭНЕРГАЗа по компримированию низконапорного ПНГ охватывает территорию от Республики Беларусь (фото 8) до Крайнего Севера и до Республики

Саха (Якутия). Всего в активе компании 53 таких проекта, в них задействовано 125 компрессорных установок.

79 компрессорных установок компримируют ПНГ с давлением в диапазоне 0,16...0,4 МПа на следующих месторождениях: Конитлорское, Западно-Камынное, Мурьянское, Юкьянское, Северо-Лабатьюганское, Тромъеганское, Западно-Чигоринское, Верхне-Надымское, Южное Хыльчю, Талаканское, Рогожниковское, Биттемское, Ульяновское, Тевлинско-Рускинское, Верхнеколик-Еганское\*, Игольско-Таловое, Пякахинское\*, Верх-Тарское, Восточно-Мессояхское\*,

Ай-Пимское, Южно-Нюрымское\*, Западно-Могутлорское.

Ещё 36 КУ работают на ПНГ крайне низкого давления (0,01...0,15 МПа) на месторождениях: Алехинское, Быстринское, Комсомольское (фото 9), Ватьёганское, Федоровское, Лянторское, Гежское, Рогожниковское, Речицкое, Восточно-Мессояхское\*, Варандейское, Северо-Лабатьюганское, Талаканское.

Для компримирования попутного газа с давлением, близким к вакууму (0,001...0,01 МПа), используются 10 КУ на Вынгапуровском (фото 10), Ярайнерском\*, Еты-Пуровском, Советском, Вынгаяхинском, Вахском месторождениях.

Жизнь убеждает: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах потребуются целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, слаженная работа нефтяников, проектировщиков и производителей специального технологического оборудования. ●

KEY WORDS: *associated gas, separation, compression, oil commodity, low-pressure associated gas compressor system.*



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

\* проекты находятся на стадии реализации



ФОТО 10. Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» работают на попутном газе с давлением 0,001 МПа

**АМЕРИКАНСКОГО ЭКСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НЕДОСТАТОЧНО, ЧТОБЫ ЗАТУПИТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОРУЖИЕ ПУТИНА**



Кит Джонсон

Огромный танкер встал на якорь в Луизиане и начал погрузку тысяч тонн сверхзамороженного американского газа. Когда буксиры вывели этот корабль из порта в открытое море, он вошел в историю: впервые за 50 лет газ, добытый в 48 нижних штатах, отправился на экспорт на борту судна. Это также стало кульминацией многолетних разговоров о том, что американский энергетический бум может дать Вашингтону



новую стрелу для его геополитического колчана – позволит доставлять дешевые энергоносители союзникам в Европе и Азии, освобождая их от зависимости от огромных газовых запасов российского диктатора В. Путина. Правда, здесь есть подвох, первый груз, помещенный на танкер Asia Vision грузоподъемностью 100 тыс. тонн, отправился в Бразилию, а не в европейские страны, пытающиеся ослабить российскую хватку. Это подчеркивает тот факт, что превращение Америки в экспортера энергоносителей хоть и важно для перестройки мировых энергетических рынков, но не превращается автоматически в геополитический инструмент, который страны вроде России используют для достижения своих национальных интересов.

Для Соединенных Штатов энергетический бум, а теперь и экспортное раздолье – это, прежде всего, явление в частном секторе экономики, не подконтрольное Вашингтону. Для компаний, выкачивающих, замораживающих и экспортирующих газ, ключевое значение имеет экономика, а не политика. Американские фирмы будут продавать газ фирмам, готовым платить за него больше денег – а не туда, где он лучше послужит достижению стратегических задач США. ●



Сталь-ХіЗМФ Кобаняя РЕКЛАМА

Подарок для настоящего Мужчины

8-800-707-26-90

www.kizlyar.ru

# ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

## в российском нефтегазовом секторе

В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ В СВЯЗИ С ИЗВЕСТНЫМИ СОБЫТИЯМИ НА МЕЖДУНАРОДНОЙ АРЕНЕ И ВВЕДЕНИЕМ США И СТРАНАМИ ЕВРОСОЮЗА ЭКОНОМИЧЕСКИХ САНКЦИЙ ПРОТИВ РОССИИ РУКОВОДСТВО СТРАНЫ ВСЕРЬЕЗ ОЗАБОТИЛОСЬ ВОПРОСОМ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗЫ, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ – МАШИНОСТРОЕНИЯ. КАКОВА СЕГОДНЯ СИТУАЦИЯ НА РЫНКЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ И ЧТО МОГУТ ПРЕДЛОЖИТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ?

RECENTLY, IN CONNECTION WITH THE WELL-KNOWN EVENTS IN THE INTERNATIONAL ARENA AND INTRODUCTION OF ECONOMIC SANCTIONS AGAINST RUSSIA BY THE UNITED STATES AND COUNTRIES OF THE EUROPEAN UNION, THE COUNTRY'S LEADERS ARE SERIOUSLY WORRIED ABOUT THE ISSUE OF THE DOMESTIC PRODUCTION BASE DEVELOPMENT, FIRST OF ALL – THE ENGINEERING ONE. WHAT IS THE CURRENT SITUATION IN THE MARKET OF PIPELINE ACCESSORIES AND FITTINGS AND WHAT CAN DOMESTIC PRODUCERS OFFER FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY?

Ключевые слова: импортозамещение, трубопроводная арматура, шаровые краны, запорные клапаны, производственные мощности.

**Тер-Матеосянц Иван Тигранович,**  
Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей

Поначалу возможные последствия введения санкций выглядели не очень критичными для российской экономики, однако, когда посягнули на святое – ограничили поставки высокотехнологичного оборудования для нефтегазового комплекса – тут уж стало не до шуток. Да и какие могут быть шуточки, когда по данным ФТС объем импорта, например, трубопроводной арматуры в Россию последние 5 лет устойчиво превышает объем внутреннего производства. Так, в 2013 году доля импорта трубопроводной арматуры для нефтегазовой отрасли составила 54% от всего объема потребления нефтегазовой арматуры в России, и в 2014 году эта тенденция сохранилась.

Основными поставщиками импортной арматуры для нефтегазового комплекса являются как раз страны Евросоюза, США и Япония (рис. 1).

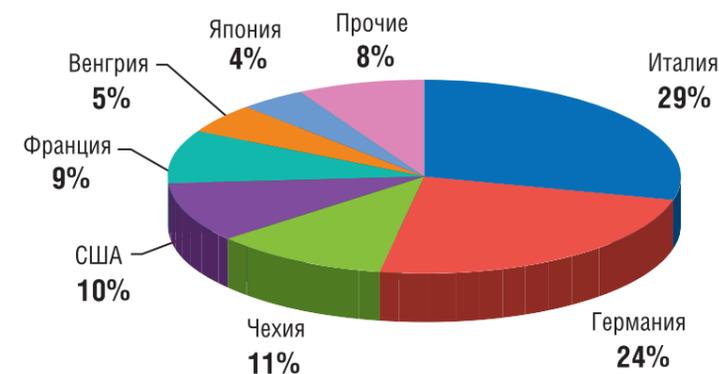
Основное влияние импорт трубопроводной арматуры имеет в сегменте шельфовой добычи углеводородов (практически 100%) и в нефтегазопереработке и нефтегазохимии (до 70%).

При таком раскладе, если не предпринять решительных мер, через 3–5 лет производственные мощности в нефтегазовом комплексе могут достичь предельной степени износа, что неминуемо приведет к росту техногенных аварий и снижению объемов отраслевого производства. Поэтому сегодня импортозамещение – одна из актуальных задач, которую ставит перед бизнесом российское Правительство.

Одним из сдерживающих факторов применения российской трубопроводной арматуры на предприятиях нефтегазового сектора является различия требований зарубежных стандартов, заложенных в проекты технологических установок, от требований ГОСТ, по которым в основном разрабатывается отечественная продукция. При этом практически все российские арматурные заводы сегодня

УДК 338.26

РИС. 1. Основные страны-поставщики в Россию трубопроводной арматуры для нефтегазового сектора



имеют возможность изготавливать трубопроводную арматуру в соответствии с самыми высокими требованиями эксплуатации, в том числе и по зарубежным стандартам.

Однако, для снижения себестоимости продукции и повышения её качества было бы целесообразно определиться – по каким, всё-таки, стандартам мы работаем? Если потребители скажут – по API – пожалуйста, будем по API. Скажете по ГОСТ – пожалуйста, будем по ГОСТ. Но требовать от

производителя и соответствия требованиям ГОСТ (для получения сертификата соответствия от Росаккредитации), и требованиям API (для соответствия требованиям лицензиара) по крайней мере, негуманно.

Следует отметить, что российские арматуростроители, не дожидаясь помощи от государства, в течение последних десяти лет самостоятельно провели модернизацию и техническое перевооружение производства,

оснастив его самым современным технологическим оборудованием ведущих мировых производителей. Достаточно сказать, что только за период с 2009 по 2013 гг. на среднестатистическом российском арматурном заводе приобреталось и вводилось в эксплуатацию по 8–10 единиц в год самого современного оборудования мирового класса – Trevisan, Gildemeister, Doosun, Okuma и других брендов. Это позволяет нам с уверенностью говорить, что технологическое оснащение на подавляющем большинстве арматурных предприятий сегодня соответствует мировому уровню, у нас сохранился научный потенциал, мы в состоянии разработать и изготовить изделие любой сложности.

Для наглядности приведу несколько примеров. ПАО «Благовещенский арматурный завод» (входит в Группу компаний ОМК) в рамках реализации программы импортозамещения нефтегазового оборудования освоил производство целой линейки новых продуктов, например:



	Российский производитель	Зарубежные аналоги
	ПАО «БАЗ»	Cameron
Наименование	Задвижка шибберная ЗМ, ЗМС	FL and FLS Gate Valve
Описание	Задвижка прямооточная шибберная маслonaполненная. Шиббер установлен в корпусе по углом 90° для перекрытия потока в трубопроводе.	
Характеристики	DN65, PN21 МПа	D= 2 9/16", P= 3000 psi
Сферы применения	Устьевое и фонтанное оборудование применяемое на устье скважины при добыче нефти и газа	

ОАО «Пензтяжпромарматура» также успешно осваивает производство импортозамещающей арматуры:



	Российский производитель	Зарубежные аналоги
Производитель	ОАО «ПТПА»	Mokveld
Наименование	клапан обратный осевого потока	клапан обратный осевого типа
Описание	предназначен для предотвращения обратного потока среды, малые гидравлические потери, безударная работа, отсутствие склонности к кавитации, вибрации и шуму, для сложных условий работы оснащается внутренним демпфером	
Характеристики	DN400...1400, PN1,6...16,0МПа, Т до +200°C уплотнение в затворе – «металл-металл» герметичность в затворе – в пределах установленных норм присоединение к трубопроводу – фланцевое, под приварку, срок службы – 40 лет	DN50...1600, PN2,0...42,0МПа, Т до +650°C уплотнение в затворе – «металл-металл» присоединение к трубопроводу – фланцевое, под приварку
Сферы применения	нефть, нефтепродукты, газ	

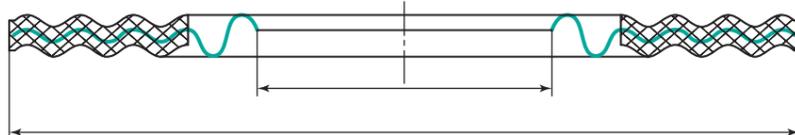
Есть примеры сверх высокотехнологичных разработок на основе нанотехнологий, например, высокоресурсные шаровые краны из новых керметов на основе карбида титана со связками из никелевых сплавов и сталей. «МАРОМА Технологии» (г. Уфа).



Два таких шаровых крана DN50 с затвором из кермета TiC-Me на основе карбида титана стоят уже более года, проходят опытную эксплуатацию на установке гидрокрекинга Уфимского НПЗ со средними условиями (среда – смесь нефти с соленой водой и песком до 5%, температура 160...200 С, давления 16...20 атм.); число циклов срабатывания за этот период составило 3000...3100, течи среды нет. Зарубежные аналоги арматура MOGAS и ARGUS.

НПО «Регулятор» предлагает вниманию нефтегазохимиков клапан запорный сверхвысокого давления, в конструкции которого применена система герметизации уплотнения, не имеющая мировых аналогов и являющаяся объектом know-how разработчика. В результате оригинальной конструкции клапан в три раза легче и в 9 раз дешевле зарубежного аналога, а срок его поставки меньше почти в три раза.

	СВД-3200	ВНДТ EVH-10-78 (Зарубежный аналог)
Диаметр номинальный, мм	6	6
Давление условное, атм.	3200	3200
Момент закрытия, Нм	60	650
Рабочая температура, °С	-40 ... +200	-45 ... +280
Масса, кг	5,5	16,7
Срок поставки, мес.	4	11
Цена, руб.	50 000	€10 300



	Российский производитель	Зарубежные аналоги
Производитель	ООО «СИЛУР»	
Наименование	Кольца для уплотнения регулирующего клапана турбины RE100 DGV	
Потребитель	ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЕХИМ САЛАВАТ»	
Условия эксплуатации	T = 300С, P = 115 кг/см	
Срок поставки	5 дней	90 дней
Стоимость	70 000 рублей	€3 800 евро



Говоря об импортозамещении в нефтегазовом амратустроении нельзя обойти внимание разработки ООО «Силур» в области вторичных уплотнений в виде высоко поднятой волны по внутреннему диаметру без плакирующего слоя, которое служит надежным барьером от лавинообразного выброса среды при внештатной ситуации.

Сравнительный анализ применения таких волнообразных уплотнений с зарубежными аналогами также не оставляет сомнений в целесообразности выбора:

Как говорится, «почувствуйте разницу!».

Приведённые примеры – лишь то, что с трудом удалось вместить в весьма и весьма ограниченное пространство журнальной статьи. Все эти вопросы гораздо более полно освещаются на деловых

мероприятиях, организуемых под эгидой НПГАА – дискуссионных клубах, круглых столах, межотраслевых экспертных сессиях и, конечно, на ведущем отраслевом событии – Международном Форуме Valve Industry Forum & Expo, который состоится в июне 2016 года в Москве.

Подводя итог, необходимо отметить, что наши заводы могут и хотят изготавливать высококачественную импортозамещающую арматуру для нефтегазового комплекса. Для этого они обладают всем необходимым – современными технологиями, производственными мощностями, а теперь – и поддержкой государства. Дело за малым – перевести эти намерения и возможности в реальную плоскость. ●

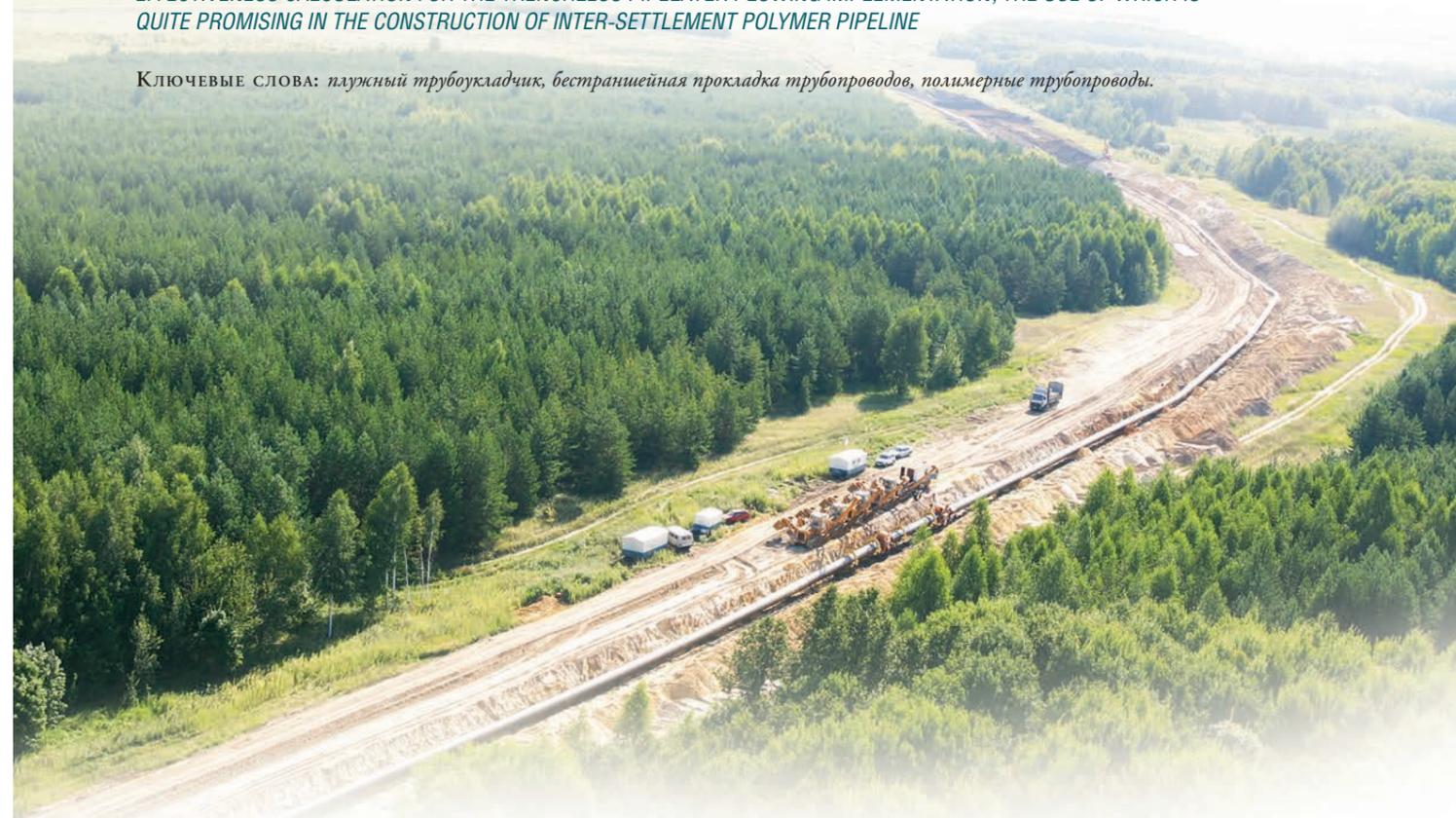
KEY WORDS: the substitution, pipe fittings, ball valves, gate valves, production capacity.

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЛУЖНОГО ТРУБОУКЛАДЧИКА

КАК ПРАВИЛО, ПРИ РАЗРАБОТКЕ НОВОЙ МАШИНЫ, ЛИБО МЕХАНИЗИРОВАННОГО КОМПЛЕКСА, ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ ЕГО ВНЕДРЕНИЯ ОЦЕНИВАЮТ МЕТОДОМ СРАВНЕНИЯ С БАЗОВОЙ МАШИНОЙ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПЛУЖНОГО БЕСТРАНШЕЙНОГО ТРУБОУКЛАДЧИКА, ПРИМЕНЕНИЕ КОТОРОГО ЯВЛЯЕТСЯ ДОСТАТОЧНО ПЕРСПЕКТИВНЫМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МЕЖПОСЕЛКОВЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

AS A RULE, WHEN DESIGNING A NEW MACHINE OR MECHANIZED COMPLEX, THE COST-EFFECTIVENESS OF ITS IMPLEMENTATION IS ASSESSED BY MEANS OF COMPARISON WITH THE BASE MACHINE. THIS ARTICLE PROVIDES COST-EFFECTIVENESS CALCULATION FOR THE TRENCHLESS PIPELAYER PLOWING IMPLEMENTATION, THE USE OF WHICH IS QUITE PROMISING IN THE CONSTRUCTION OF INTER-SETTLEMENT POLYMER PIPELINE

Ключевые слова: плужный трубоукладчик, бестраншейная прокладка трубопроводов, полимерные трубопроводы.



**Серебренников Даниил Анатольевич,**  
доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

При расчете технико-экономических показателей принято, что в сравнении с традиционным способом сооружения полиэтиленовых трубопроводов, использование плужного бестраншейного трубоукладчика позволяет существенно сократить объем земляных работ. Характер и трудоемкость других операций (подготовительных, сварочно-монтажных и др.) примерно одинакова.

Существующая на настоящее время технология производства работ по строительству

Использование плужного бестраншейного трубоукладчика позволяет существенно сократить объем земляных работ

трубопровода в общем случае заключается в создании траншеи экскаватором циклического или непрерывного действия, укладке в нее трубопровода и последующей засыпке бульдозером. Экскаватор циклического действия при этом более распространен из-за своей универсальности, позволяющей задействовать машину в случае необходимости на других строительных объектах.

Технология производства работ по строительству трубопровода с использованием плужного бестраншейного трубоукладчика (рис. 1) кроме названной машины, предполагает использование мини-погрузчика со сменным экскаваторным и бульдозерным оборудованием.

Наименьшая оптовая цена на оборудование, необходимое для производства работ, составляет:

- экскаватор ЭО-4126 – 2900 000 рублей;
- бульдозер Б.10.1111 (на базе трактора Т-170) – 1 300 000 рублей;
- мини-погрузчик МКСМ-800 – 1 400 000 рублей, экскаваторный ковш – 300 000 рублей, бульдозерный отвал 39 000 рублей.

При использовании в качестве базовой машины трактора Т-170 цена трубоукладчика с учетом установки ходоуменьшителя и изготовления нового рабочего оборудования по укрупненным расчетам составит 1 518 000 рублей.

Капитальные затраты определяются по формуле:

$$K_3 = C_{оп} \cdot K_0, \quad (1)$$

где  $C_{оп}$  – оптово-отпускная цена,  $K_0 = 1,09$  – коэффициент, учитывающий затраты на доставку и монтаж техники.

Тогда в сравниваемых вариантах

$$K_1 = (2900 + 1300) \cdot 1,09 = 4578 \text{ тыс. рублей},$$

$$K_2 = (1400 + 300 + 30 + 1518) \cdot 1,09 = 3540,32 \text{ тыс. рублей},$$



Производительность механизированного комплекса определяется исходя из работы наименее производительной машины.

Для первого варианта это экскаватор, сменная производительность которого определится как

$$\Pi_{1см} = \frac{3600 \cdot q}{t_{ц}} \cdot T_{см} \cdot \frac{K_n}{K_p} \cdot K_{вр} = \frac{3600 \cdot 0,5}{16} \cdot 8 \cdot \frac{1}{1,2} \cdot 0,65 = 487,5 \frac{M^3}{CM} \left( 610 \frac{M}{CM} \right),$$

где  $q = 0,5 \text{ м}^3$  – емкость ковша,  $t_{ц} = 18 \text{ с}$  – время цикла,  $T_{см} = 8 \text{ час}$  – продолжительность смены,  $K_n = 0,8 - 1,15$  – коэффициент наполнения,  $K_p = 1,1 - 1,3$  – коэффициент разрыхления,  $K_{вр} = 0,65$  – коэффициент использования по времени.

Длина траншеи, которую за смену подготовит экскаватор, учитывая ширину ковша (0,8 м) и глубину траншеи (1 м) составит 610 метров. Таким образом, за смену будет подготовлена траншея и уложена полиэтиленовая труба из 3 бухт по 200 метров.

Для второго варианта сменная производительность определится исходя из работы плужного бестраншейного трубоукладчика, которая определится как

$$\Pi_{2см} = L_б \cdot \frac{T_{см}}{t_{ц}}, \quad (2)$$

где  $L_б = 200 \text{ м}$  – средняя длина трубы в бухте,  $T_{см} = 8 \text{ час}$  – продолжительность смены,  $t_{ц}$  – время цикла работы трубоукладчика по выработке одной бухты.

Время цикла плужного трубоукладчика по выработке одной бухты должно учитывать специфику организации его работы, при которой машина совершает необходимое количество переездов к площадке складирования бухт с их заменой и дальнейшим возвратом к месту прокладки. Также должно быть учтено время ожидания для производства сварочных работ. Учитывая перечисленные факторы, время цикла работы трубоукладчика определится как

$$t_{ц} = \frac{L_б}{V_p} + 2 \cdot \frac{L_{пл}}{V_{тр}} + t_{пр} + t_m + t_{св} = \frac{200}{150} + 2 \cdot \frac{500}{3500} + 0,07 + 0,03 + 0,5 = 2,22,$$

где  $V_p = 150 \text{ м/час}$  – рабочая скорость трубоукладчика,  $L_{пл} = 500 \text{ м}$  – среднее расстояния проезда до площадки складирования бухт,  $V_{тр} = 3,5 \text{ км/ч}$  – транспортная скорость трубоукладчика,  $t_{пр} = 4 - 5 \text{ мин.}$  – время на погрузочно-разгрузочные операции,  $t_m = 2 - 3 \text{ мин.}$  – время необходимых маневров,  $t_{св} = 30 \text{ мин.}$  – время проведения сварочной операции.

Если подставить в (2) найденное значение  $t_{ц}$ , то производительность за смену составит  $\Pi_{2см} = 720$  метров.

Годовой фонд времени

$$T_2 = T_{ф} \cdot K_{см} = 248 \cdot 1,2 = 297,6 \text{ смен},$$

РИС. 1. Плужный трубоукладчик



где  $T_{ф} = 248 \text{ дн.}$  – количество рабочих дней,  $K_{см} = 1,2$  – коэффициент сменности работы техники.

С учетом годового фонда времени годовая производительность по обоим вариантам составит

$$\Pi_1 = \Pi_{1см} \cdot T_2 = 610 \cdot 297,6 = 181536 \text{ м/год},$$

$$\Pi_2 = \Pi_{2см} \cdot T_2 = 720 \cdot 297,6 = 214272 \text{ м/год}.$$

Удельные капитальные затраты на один километр строящегося трубопровода определяются как

$$K_{1уд} = \frac{K_1}{\Pi_1} = \frac{4578}{181,536} = 25,21 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{2уд} = \frac{K_2}{\Pi_2} = \frac{3540,32}{214,272} = 16,5 \text{ тыс. руб.}$$

Средняя себестоимость машино-смены ( $C_{м-см}$ ) составляет: для гусеничного экскаватора 4-й размерной группы – 1200 рублей, для бульдозера на базе трактора Т-170 – 1500 рублей, для мини-погрузчика МКСМ-800 – 1000 рублей.

$C_{м-см}$  – сменные эксплуатационные затраты, включают: заработную плату рабочих, обслуживающих машину; расходы на горючее; расходы на все виды ремонтов, кроме капитальных; расходы на сменяемую оснастку; расходы на смазочные и обтирочные материалы.

Учитывая, что плужный бестраншейный трубоукладчик по отношению к базовой тяговой машине (трактор Т-170) модернизирован установкой ходоуменьшителя и усложненной гидросистемой, себестоимость его машино-смены увеличена на 10% по отношению к бульдозеру и принята в размере 1650 рублей.

Себестоимость продукции, определяют на единицу измерения соответствующего вида механизированных работ. Себестоимость продукции получают делением стоимости машино-смены на сменную норму выработки машины:

$$C_1 = C_{1м-см} / \Pi_{1см} = (1200 + 1500) / 0,61 = 4426,2 \text{ руб/км},$$

$$C_2 = C_{2м-см} / \Pi_{2см} = (1000 + 1650) / 0,72 = 3680,6 \text{ руб/км}.$$

Удельные приведенные затраты для техники определяются по формуле:

$$z = C + K_{уд} \cdot (p + E_n), \quad (3)$$

где  $p = 0,12$  нормативный коэффициент отчислений на реновацию от капитальных затрат,  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент эффективности.

В соответствии с (3)

$$z_1 = 4,426 + 25,21 \cdot (0,12 + 0,15) = 11,233 \text{ тыс. рублей},$$

$$z_2 = 3,680 + 16,5 \cdot (0,12 + 0,15) = 8,135 \text{ тыс. рублей}.$$

Таким образом, экономический эффект от использования плужного бестраншейного трубоукладчика при сооружении одного километра трубопровода составит

$$\Xi = z_1 - z_2 = 11,2327 - 8,135 = 3,098 \text{ тыс. рублей}.$$

Годовой экономический эффект от использования техники может быть получен умножением экономического эффекта при сооружении одного километра трубопровода на годовую производственную программу. ●

#### Литература

1. Иванов В.А., Кочурова В.В., Серебренников Д.А. Устройство для бестраншейной прокладки полиэтиленовых трубопроводов. патент на изобретение RU 2237783 21.01.2003.
2. Лавров И.Г., Серебренников Д.А. Анализ конструкций машин и устройств для бестраншейной прокладки полиэтиленовых трубопроводов // Проблемы функционирования систем транспорта Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. Тюмень, 2012. С. 247 – 251.
3. Лавров И.Г., Серебренников Д.А. Экспериментальная оценка деформации полиэтиленовых труб при изгибе в рабочем органе бестраншейного трубоукладчика // Наземные транспортно-технологические комплексы и средства. Материалы Международной научно-технической конференции. Тюмень, 2015. С. 177 – 181.
4. Серебренников А.А., Курочкин С.Г. Устройство для бестраншейной прокладки полиэтиленовых трубопроводов. В сборнике: Эксплуатация и обслуживание транспортно-технологических машин. Межвузовский сборник научных трудов. Тюмень, 2003. С. 174 – 176.
5. Серебренников Д.А. Обоснование рабочих параметров машины для бестраншейной прокладки полиэтиленовых газопроводов: дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2004.
6. Серебренников Д.А. Обоснование рабочих параметров машины для бестраншейной прокладки полиэтиленовых газопроводов: автореферат дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2004.
7. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Распределение и учет: учебное пособие, Под ред. Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014 – 370 с.
8. Серебренников Д.А., Лавров И.Г., Хакимов З.Р. Использование машин с плужным рабочим органом при сооружении полиэтиленовых трубопроводов // Проблемы функционирования систем транспорта Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. Тюмень, 2012. С. 344 – 348.
9. Торопов С.Ю., Земенков Ю.Д., Подорожников С.Ю. Повышение экологической надежности ремонта трубопроводов в сложных природно-климатических условиях // Газовая промышленность. – М.: ООО «Газойл пресс», 2015, № 5720 (720), С. 95 – 98.
10. Земенков Ю.Д. Повышение безопасности эксплуатации линейных участков магистральных газопроводов // Ю.Д. Земенков, С.М. Дудин, Г.В. Бахмат // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – Москва: ВНИИСТ, 2012. – № 5 – с. 36 – 39.

KEY WORDS: pipelayer plow, trenchless technology, plastics pipes.

# 25 ЛЕТ НЕПРЕРЫВНОГО ПОИСКА



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА «ПОЛИТЕХНИКА» БЫЛА ОРГАНИЗОВАНА В 1991 ГОДУ С ЦЕЛЬЮ ВНЕДРЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВО НОВЫХ РАЗРАБОТОК. СРЕДИ ЕЁ ОСНОВАТЕЛЕЙ СОТРУДНИКИ ОТДЕЛА НАДЕЖНОСТИ ВНИИ «ПОЛИГРАФМАШ», КОТОРЫХ ПОДДЕРЖАЛ «ЦЕНТР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И СОЦИАЛЬНЫХ ИНИЦИАТИВ» АН СССР. НЕ СЕКРЕТ, ЧТО ИМЕННО ВНЕДРЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВО ДОСТИЖЕНИЙ НАУКИ И ТЕХНИКИ, НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ, ЯВЛЯЕТСЯ АХИЛЛЕСОВОЙ ПЯТОЙ ЛЮБОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО КОЛЛЕКТИВА. ЭТА ЗАДАЧА НА ПРОТЯЖЕНИИ ДВАДЦАТИ ПЯТИ ЛЕТ УСПЕШНО РЕШАЕТСЯ ООО НПФ «ПОЛИТЕХНИКА»

RESEARCH AND PRODUCTION COMPANY POLYTECHNIKA WAS ESTABLISHED IN 1991 FOR INTRODUCTION OF NEW DEVELOPMENTS TO THE PRODUCTION. AMONG ITS FOUNDING MEMBERS WERE EMPLOYEES OF RELIABILITY DEPARTMENT OF VNIИ «POLYGRAFMAШ» [ALL-UNION RESEARCH AND DEVELOPMENT INSTITUTE «POLYGRAFMAШ»] WHO WERE SUPPORTED BY «CENTER OF SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL ACTIVITIES AND SOCIAL INITIATIVES» OF USSR ACADEMY OF SCIENCES. IT IS NO SECRET THAT TODAY THE INTRODUCTION OF SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL ACHIEVEMENTS INTO THE PRODUCTION IS THE ACHILLES' HEEL OF ANY RESEARCH TEAM. FOR OVER TWENTY FIVE YEARS THIS PROBLEM HAS BEEN SUCCESSFULLY SOLVED BY NPF POLYTECHNIKA

Ключевые слова: Политехника, эластичные резервуары, научно-технические разработки, инновации, локализация разливов нефти.

Среди открытий и достижений коллектива предприятия хочется отметить следующие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы: «Хранение компримированного природного газа в шахтах и подземных выработках с применением эластичных рукавных газгольдеров», «Эластичные, мягкие резервуары для хранения соляных растворов», «Разработка газгольдеров для хранения гелия», «Эластичные ретриверы для экстренного подъема гидрофизического оборудования»,

«Мобильные противопожарные резервуарные комплексы», «Купольный эластичный наполнитель для локализации глубоководных разливов нефти», «Локализация глубоководных разливов нефти с применением эластичных куполов накопителей-сепараторов», «Добыча природного газа из донных отложений газогидратов с помощью эластичных куполов накопителей» и другие. Основная производственная деятельность ООО НПФ «Политехника» тесно связана с разработкой и серийным

производством эластичных резервуаров и мягких оболочек для нужд Министерства Обороны, МЧС, предприятий нефтегазовой и химической промышленности, производственных, научных, аграрных и коммерческих компаний самого различного профиля. Здесь пальма первенства принадлежит ООО НПФ «Политехника». Предприятие впервые в России, ещё с 1997 года, начало разработку и производство нового вида изделий – эластичных мобильных, мягких резервуаров для хранения и транспортировки

РЕКЛАМА

нефти и нефтепродуктов, в том числе эластичных вкладных резервуаров для нефтеналивных судов из термопластичных и комбинированных барьерных материалов. Они пришли на смену брезенту, изопропену каучуку и маслостойкой нитрильной резине, долгие годы применявшихся в производстве мобильных резервуаров. Современные эластичные резервуары стали легкими икратно более надежными.

Благодаря ООО НПФ «Политехника» передвижные эластичные резервуары (ПЭР) стали привычным элементом складов ГСМ в различных точках планеты. Они пришли на смену громоздким стальным емкостям. Оболочка ПЭРов изготавливается из сверхпрочной синтетической ткани баллистического плетения, обеспечивающей механическую надежность изделия. Нейлоновые нити по прочности в семь раз превышают прочность стали. Тканевая основа композита с двух сторон покрыта стойким к нефти полимерным эластомером, который обеспечивает герметичность и прочность сварной оболочки резервуара. Сварка отдельных полотен оболочки резервуаров в готовое изделие производится в заводских условиях, что позволяет достичь вакуумной герметичности и обеспечить уникальные эксплуатационные характеристики резервуаров. При этом материал обеспечивает прочность, герметичность и работоспособность изделий в температурном диапазоне от -60°C до +80°C. Срок эксплуатации таких резервуаров составляет 25 лет и более.

По своему назначению ПЭРы делятся на несколько основных типов в соответствии с химическими особенностями наливного продукта, в качестве которого может выступать: керосин авиационный ТС-1; специальные топлива и жидкости; сырая нефть, бензины-

газойль, трансформаторные и гидравлические масла; дизтопливо, базовые масла, мазут; водонефтяные эмульсии, нефтяные загрязнения (локализации аварийных разливов); неорганические ингибиторы гидратообразования и тяжелые растворы; метанол, этиленгликоли. Добавим, что все типы эластичных резервуаров конструктивно выполнены одинаково, однако их отличает материал оболочки.

Успешными проектами предприятия на Крайнем Севере являются организация в 2007 году полевого склада горячего (Арктическая ДТ) на базе ПЭР-Н для нефтепродуктов (3000 м³) берегового базирования на участке пионерного выхода магистрального трубопровода Ямал – Европа, Байдарская губа. ПСГ был доставлен на место морским путем и смонтирован на береговой линии в течение 3-х дней, также был установлен мобильный полевой склад ГСМ, состоящий из 25 ПЭР-320Н (15 000 м³), производства ООО НПФ «Политехника». Он размещен на площадке между Сабеттой и Южно-Тамбейским месторождением. Склад был построен за 42 дня с момента обращения Заказчика в компанию. Добавим, что установка проводилась на неподготовленной поверхности, в условиях осенних минусовых температур.

НПФ «Политехника» одной из первых предложила экологически чистые и безопасные в эксплуатации нефтяные амбары – передвижные эластичные резервуары-сепараторы (ПЭР-НГ) многоазового использования. ПЭР-НГ объемом 3000 м³ может вместить в себя 50 ж/д цистерн, а сам в сложенном виде размещается в ящике с габаритами 3,8×2,8×2,2 м. Вес его оболочки составляет всего 1900 кг. Эластичный нефтегазовый резервуар-сепаратор представляет собой замкнутую герметичную оболочку в форме подушки из сваренных внахлест полотен композитной ткани с двухсторонним полиуретановым покрытием. Она гарантирует механическую прочность сравнимую с грузовой стропой.

Оболочка с двухсторонним полиуретановым покрытием обладает следующими техническими характеристиками: стойкостью (инертностью) к нефти и пластовой воде, низкой диффузией, стойкостью к действию внешней среды и УФ радиации, морозостойкостью до -60°C, высокой прочностью сварных соединений полотен, высокой абразивной устойчивостью, а также ремонтпригодностью изделия в полевых условиях в случае



механического повреждения. Передвижной эластичный резервуар-сепаратор легко монтируется.

Среди достижений ООО НПФ «Политехника» – двух-оболочечные эластичные резервуары. Их изобретение связано с различными свойствами материалов, применяемых в производстве эластичных резервуаров. Так, оболочки эластичных резервуаров из ТПУ хороши для длительного хранения солянки и простых бензинов. Между тем, у эксплуатационщиков есть потребность в организации оперативного хранения более агрессивных жидкостей, в т.ч. сырой нефти, кислот, щелочей и растворителей. Для этих целей применяются фторопласт и полиэтилен. Они обладают исключительной химической устойчивостью к агрессивным средам. Однако их высокая инертность обуславливает также и низкую адгезию этих полимеров, что не позволяет производить прочные синтетические ткани с покрытием из фторопласта или полиэтилена. Для решения данной задачи специалистами 25 ГосНИИ МО РФ и ООО НПФ «Политехника» были разработаны двух-оболочечные эластичные резервуары (патент РФ 2304553).

В данной конструкции внешняя оболочка резервуара производится из высокопрочного нейлона с ТПУ или ПВХ покрытием, или без него, а внутренняя герметичная оболочка изготавливается

из ПВДФ (фторопласт) или композитной многослойной полиэтиленовой пленки. В остальном двух-оболочечные резервуары выполнены также, как и стандартные одно-оболочечные эластичные резервуары.

Необходимо отметить, что применяемая полиэтиленовая пленка – необычная. Это композит, который имеет семь слоев, два из которых – барьерный полиамид. Барьерный слой радикально снижает диффузию через оболочку, как продукта хранения, так влаги и воздуха извне. Пленка является вакуумной и аналогична пищевой вакуумной упаковке, с разницей в толщине барьера и самой пленки. Пищевые вакуумные пакеты имеют 5 мкм барьерного слоя, резервуарные пленки имеют толщину барьера 60 мкм!

Сегодня резервуары с полиэтиленовым вкладышем применяются для хранения сырой нефти при ремонтах магистральных трубопроводов. Более того, материал вкладыша при своей повышенной инертности имеет невысокую стоимость, что позволяет производить его замену на новый после нескольких циклов применения. Это также необходимо для удаления парафиновых и механических (песок) осадков из оболочек. Для исключения накопления статического напряжения в состав полимеров вводятся специальные гидрофильные добавки, которые полностью исключают риски пробоя искрой.

ПВДФ-вкладыши исключительно стойки к концентрированным соляной и серной кислоте (обогащение руд драгоценных металлов), а также к метанолу (ингибитор гидратообразования при добыче нефти и газа). Высокие барьерные свойства композитов позволяют производить не только эластичные резервуары, но также газгольдеры для паров углеводородов, природного газа, гелия и даже для водорода. Такие газгольдеры применяют на нефтебазах для исключения потерь при малых и больших дыханиях резервуарных парков нефтебаз. Также газгольдеры широко применяются на химических и ядерных предприятиях.

Двух-оболочечные технологии активно используются для производства бытовых портативных топливных мягких баков (ПТМБ) и портативных ранцевых канистр (ПРК), которые серийно производятся вместимостью от 6 л до 500 л. Данный вид изделий под общим брендом «СУПЕРБАК»™ широко применяется любителями активного отдыха. Походы, яхтинг, 4x4, ралли-рейды, малая авиация, экспедиции и далее везде, где размер имеет значение. ПРК и ПТМБ своей практичностью уже заслужили высокую оценку потребителей. ●

KEY WORDS: *Polytechnic, stretchy tanks, scientific and technical development, innovations, localization of oil spills.*



НОВИНКИ

ООО «Демьян»  
+7 (495) 9847629



МОСКОВСКИЙ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД  
ИНСТРУМЕНТ, ПРОВЕРЕННЫЙ ВРЕМЕНЕМ



Проектирование и изготовление стандартного и специального режущего и мерительного инструмента, технологической оснастки, приспособлений и других изделий

<http://www.miz.ru>

105094, Москва, ул. Б.Семёновская, д. 42  
Телефон: +7 (499) 369-07-50, 369-18-86  
Факс: +7 (499) 369-04-22 E-mail: om@miz.ru





# АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПЕРЕДОВЫХ ПРАКТИК

для применения технологии полимерного заводнения  
на месторождениях России и стран ТС

ЦЕЛЬ ДАННОЙ РАБОТЫ – ПРОДЕМОНСТРИРОВАТЬ НАКОПЛЕННЫЙ МИРОВОЙ ОПЫТ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И ПЕРЕДОВЫХ ПРАКТИК ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ВОВЛЕЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ В ПОЛНОМАСШТАБНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ И СТРАН ТС

THE PURPOSE OF THIS WORK IS TO DEMONSTRATE ACCUMULATED INTERNATIONAL EXPERIENCE OF OPPORTUNITIES AND BEST PRACTICES OF POLYMER FLOODING FOR INVOLVEMENT OF THE TECHNOLOGY INTO THE FULL-SCOPE PROCESS IN FIELDS OF RUSSIA AND COUNTRIES OF THE CUSTOMS UNION

Ключевые слова: синтетический полимер, технология полимерного заводнения, добыча нефти, коэффициент извлечения нефти, реагент.

РЕКЛАМА



**Гвелесиани Ирина Александровна,**  
Генеральный директор  
ООО СНФ-Восток

**Химченко Павел Владимирович,**  
Инженер-нефтяник,  
специалист по техническому  
и коммерческому сопровождению  
EOR проектов

Большинство месторождений РФ и стран ТС находится на поздней стадии разработки. Значительная доля запасов сосредоточена на заводненных месторождениях в низкопроницаемых пластах. Доля запасов тяжелой нефти в объемах добычи ежегодно растет, что в свою очередь требует детальной проработки вопроса применения третичных методов увеличения нефтеотдачи. Одним из таких методов является полимерное заводнение.

Полимерное заводнение – это процесс физико-химического вытеснения нефти на поверхность за счет создания оторочки нужной вязкости. При этом снижается подвижность воды в зоне продвижения, что приводит к увеличению коэффициента охвата нефтяного пласта и увеличению коэффициента нефтеотдачи.

### Эффективность технологии:

Средняя эффективность технологии – 60–80 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного полимера.

Технология полимерного заводнения показывает высокую эффективность при ее реализации на месторождениях с самыми различными характеристиками по всему миру от традиционных нефтей до высоковязких. Наибольшее применение технология получила в Северной Америке.

### Особенности технологии:

Технология заключается в закачке водного раствора синтетического полимера – чаще всего на базе анионного полиакриламида – с концентрацией в среднем 0,15%.

Размер закачиваемой оторочки должен составлять минимум 30% порового объема коллектора.

Исходя из опыта внедрения проектов более чем на 165 месторождениях по всему миру, были сформированы технологические аспекты, которые должны быть учтены в процессе подготовки программы ОПР.

## 1. Процесс подготовки, растворения и закачки полимерного раствора

Оборудование для закачки должно иметь быструю и бескислородную методику подготовки, растворения и закачки полимерного состава в пласт без образования комков и «рыбьих глаз».

Присутствие в растворе свободных радикалов в результате действия редокс-системы, наличие ионов железа, сероводорода и кислорода приводит к разрыву слабых связей в полимере, снижению вязкости и срыву проектных показателей закачки.

## 2. Качество воды

Плохо проанализированный или неучтенный минеральный состав подтоварной воды для смешивания реагента, несоблюдения договорных параметров по КВЧ и АСПО приводит к деструкции, потере вязкости, неправильному учету концентрации при процессе заводнения и срыву проекта. На этапе проектирования необходим анализ действующей системы ППД для возможной установки системы водоподготовки, бурения артезианских скважин и установки гидроциклонных фильтров.

## 3. Механическая и термическая деструкция полиакриламида

В ходе лабораторных исследований необходимо учитывать температуру породы коллектора и проводить тесты на старение реагента. Это необходимо во избежание термической деструкции полимерного реагента в пласте. Реагент должен выдерживать температуры пласта с перекрытием 10–15%.

В момент закачки реагента через нагнетательные скважины должно подбираться соответствующее насосное оборудование во избежание механического разрыва полимерных цепей. По той же причине необходимо проверить все имеющиеся задвижки и штуцера на линии на предмет соответствия расположению и на наличие неисправностей. (При изменении диаметра отверстия на линии происходит потеря вязкости реагента).

## 4. Выбор коллектора

При выборе месторождения и коллектора необходимо провести лабораторные тесты на адсорбцию реагента в породе, чтобы оценить целесообразность применения данной методики.

## 5. Закупка пор

Несмотря на ключевой критерий селекции – получение максимальной вязкости при минимальных



концентрациях, подбор полимера должен строго регламентироваться проницаемостью породы и размером молекулы полимера во избежание закупорки.

## 6. Переход от НИОКРа к ОПР

Главной проблемой данного этапа является «шитье костюма» разными мастерами.

Дабы избежать риски в несоответствии реагента, оборудования, программы закачек, срыв сроков и т.д., необходимо по возможности выбирать компанию подрядчика, способную организовать все виды работ под ключ.

## 7. Вязкость нефти

Приходится констатировать, что отбраковка многих проектов по вязкости без должного анализа результатов практического применения стала распространенным «решением» проблемы внедрения технологии полимерного заводнения.

Реальные проекты по миру: Нуралы 0,4–1,7 сП (Казахстан), Marmul 90 сП (Оман), месторождение Pelican-Lake 1000–7000 сП (Канада), East Bodo 1500–2000 сП, (США), Tambaredjo 500–3000 (Суринам), Brintell > 1000 (Канада).

При выборе месторождения необходим детальный анализ, обращение к физхимии процесса и консультации специализированных компаний.

Основные результаты заключаются в формировании свода методических указаний и передовых практик для реализации проекта по полимерному заводнению.

Новизна работы заключается в получении данных и анализе пилотных и полномасштабных проектов за пределами РФ с аккумуляцией основных технологических требований на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами УВ. Указанные критерии помогут избежать и учесть основные трудности при формировании этапа ОПР (опытно-промышленных работ) и осуществлении проекта по полимерному заводнению без срыва сроков, лишних капитальных и операционных затрат на разработку.

Учет всех вышеперечисленных факторов, проведение лабораторных исследований, опирающихся на фундаментальные знания, и накопленный статистический опыт помогут повысить коэффициент извлечения нефти от 7 до 12%. ●

KEY WORDS: synthetic polymer technology polymer flooding, oil production, oil recovery factor, reagent.

# ПЕРЕРАБОТКА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

## Ярегского месторождения с использованием внешних полей

В СТАТЬЕ ОПРЕДЕЛЕНО ОПТИМАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ ТЯЖЁЛОЙ И ЛЁГКОЙ НЕФТЕЙ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ УЛУЧШИТЬ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СМЕСИ. УСТАНОВЛЕН ФАКТ, ЧТО ПРИ СМЕШЕНИИ ДВУХ РАЗНОРОДНЫХ НЕФТЕЙ СУММАРНЫЙ ВЫХОД СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ НЕАДДИТИВНО, ЧТО ПОДТВЕРЖДАЕТ ЭФФЕКТ СИНЕРГИЗМА. ПОСЛЕ АНАЛИЗА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ БЫЛИ ВЫЯВЛЕНЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ СНИЗИТЬ ВЯЗКОСТЬ ТЯЖЁЛОЙ ЯРЕГСКОЙ НЕФТИ, А ТАКЖЕ ПОВЫСИТЬ ВЫХОД СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ

THE ARTICLE DETERMINES AN OPTIMAL RATIO OF HEAVY AND LIGHT OILS ALLOWING IMPROVING OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF THE MIXTURE. IT WAS REVEALED THAT IN THE PROCESS OF MIXING OF TWO DIFFERENT OILS THE TOTAL OUTPUT OF LIGHT FRACTIONS INCREASES IN NON-ADDITIVE MANNER, WHICH CONFIRMS A SYNERGISTIC EFFECT. AFTER ANALYZING THE RESULTS, THE IMPACTS ALLOWING REDUCING OF THE VISCOSITY OF YAREGA HEAVY OIL, AS WELL AS INCREASING OF THE YIELD OF LIGHT FRACTIONS, HAVE BEEN REVEALED

Ключевые слова: тяжёлая нефть, физические поля, СВЧ, магнитное поле, реология, физико-химические свойства, ультразвук, разбавление.

**Н.К. Кондрашева,**  
профессор,  
заведующий кафедрой  
«Химические технологии  
и переработка  
энергоносителей»

**А.А. Бойцова,**  
Аспирант  
Национального минерально-  
сырьевого университета  
«Горный»

Разработка и освоение нефтяных месторождений, содержащих тяжёлые нефти и природные битумы, ставит перед нефтяниками ряд проблем в связи с отсутствием не только необходимого оборудования для их добычи, транспортировки и переработки, но и опыта эксплуатации таких углеводородов.

Большинство таких месторождений находится в районах с низкими температурами окружающей среды, вечномёрзлыми грунтами и малой степенью обжитости.

Вязкость тяжёлых нефтей при понижении температуры возрастает до такой степени, что они становятся не транспортабельными. Гидравлические потери на трение становятся столь велики, что серийное оборудование оказывается неработоспособным. Транспорт подобных нефтей по трубопроводам без снижения их вязкости в условиях Крайнего Севера невозможен [1].

Выбор адекватных способов добычи, транспортировки и переработки тяжёлых нефтей и остатков требует детального изучения их характеристик. Необходимо тщательно исследовать все методы, влияющие на их физико-химические свойства, с целью

подбора оптимальных воздействий для каждой конкретной нефти.

Для снижения физико-химических показателей добываемой нефти на месторождениях тяжёлой, высоковязкой нефти используют целый ряд технологий: термическую, ультразвуковую, магнитную обработки и другие методы физического воздействия, а также разбавление лёгкими фракциями нефти или различными растворителями [2].

В данной работе в качестве растворяющей среды использовали лёгкую нефть Тэбукского месторождения Тимано-Печорской провинции. Для интенсификации процессов смешения и анализа влияния внешних полей на физико-химические свойства тяжёлой ярегской нефти применяли ультразвуковые преобразователи, сверхвысокие частоты и магнитное поле постоянного и импульсного характеров.

В качестве ультразвукового излучателя использовали ультразвуковую ванну с цифровым управлением и системой нагрева ИЛ100-4. В корпус ванны было вмонтировано шесть преобразователей по 600 Вт, с помощью которых в воде возникает ультразвуковая кавитация. Пробы обрабатывались в течение 25 мин.

УДК 66-963

РИС. 1. Зависимость параметра P-value от концентрации ярегской нефти



Опыты по микроволновой обработке тяжёлой нефти и её смеси с лёгкой проведены в микроволновой печи Elenberg выходной мощностью 600 Вт при интенсивной циркуляции воздуха в системе. Образцы подвергали микроволновому излучению в течение 5 мин. Следует отметить, что при использовании СВЧ и УЗ нельзя исключить дополнительное влияние нагрева на нефть.

Источниками постоянного магнитного поля для проведения экспериментальных исследований служили постоянные неодимовые магниты (NdFeB), обладающие большей магнитной силой, чем ферритовые магниты (в 8–10 раз эффективнее феррита).

Для облучения нефти импульсным магнитным полем применяли установку ИЛ100-30, предназначенную для воздействия на различные материалы, помещаемые в индуктор. Установка может быть использована для намагничивания нефтегазового оборудования (стальная арматура трубопроводов, и т.п.); для облучения магнитным полем нефти и нефтепродуктов; для

изменения реологических свойств нефтепродуктов.

Дополнительным методом воздействия было разбавление тяжёлой высоковязкой нефти (плотность 946 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 650 мм<sup>2</sup>/с при 40°С) Ярегского месторождения лёгкой тэбукской нефтью (плотность 848 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 2,1 мм<sup>2</sup>/с при 40°С), добываемой также в Тимано-Печорском регионе.

При определении параметров стабильности (рис. 1) смешения нефтей Тэбукского и Ярегского месторождений было выявлено, что все исследуемые смеси (с шагом в 1% мас.) обладают высоким значением P-value (>3), но наиболее оптимальными являются смеси с концентрацией тяжёлой нефти более 7% ввиду отсутствия резких скачков в показателях стабильности.

Следует отметить, что показатель стабильности смесей выше, чем у отдельно взятой нефти.

Таким образом, в настоящей работе для приготовления проб были выбраны следующие массовые содержания ярегской нефти в смеси

с тэбукской, %: 8+92, 24+76, 50+50 соответственно и нефти в чистом виде.

Под влиянием внешних воздействий не только в индивидуальных соединениях, молекулярных растворах, но и в дисперсных системах происходят фазовые переходы (например, растворение или ассоциирование).

Для того чтобы управлять процессами фазовых переходов, необходимо знать поведение компонентов нефтяных систем индивидуальных соединений, молекулярных растворов и дисперсных систем при их взаимодействии.

Глубина и скорость протекания физических процессов зависит от состояния равновесия системы и регулируется параметрами процесса (температура, давление и пр.). Характерной особенностью физических процессов является неизменность состава исходных и конечных продуктов в системе в целом, хотя свойства нефтяных дисперсных систем могут существенно изменяться [3].

Таким образом, при попытке реализации химических явлений все исследуемые смеси были обработаны четырьмя видами физических полей: ультразвук, СВЧ, магнитное поле постоянного и импульсного типов. Следует отметить, что мощности (600 Вт) ультразвуковой установки не хватило для изменения физико-химических свойств тяжёлой ярегской нефти.

В результате исследований установлено, что при использовании внешних полей кинематическая вязкость исходных нефтей меняется (рис. 2, 3).

РИС. 2. Изменение кинематической вязкости ярегской (а) и западно-тэбукской (б) нефтей в результате воздействий

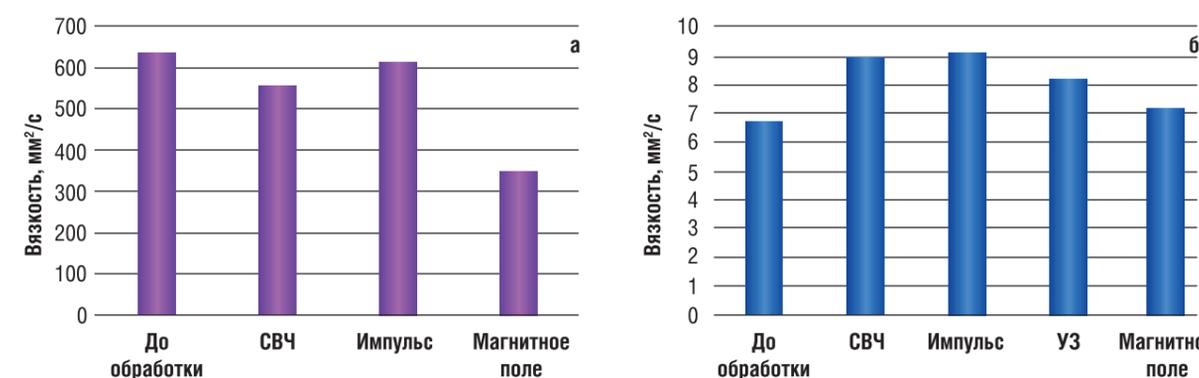
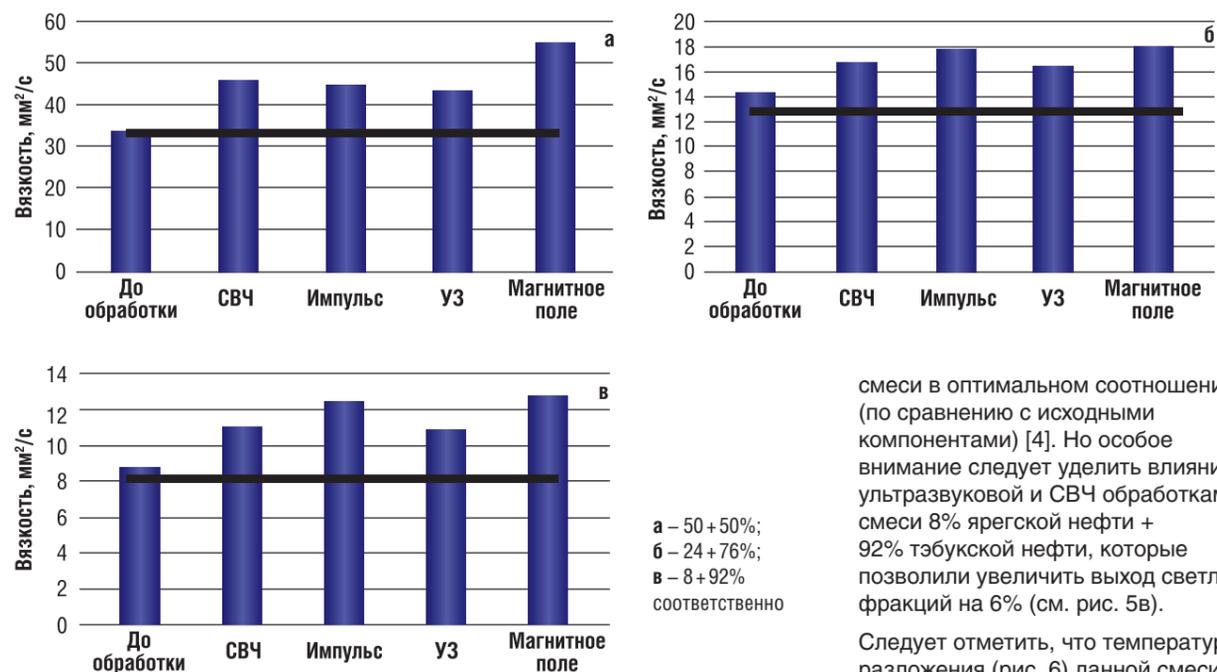


РИС. 3. Изменение кинематической вязкости смесей ярегской и западно-тэбукской нефти в результате воздействий



а – 50+50%;  
б – 24+76%;  
в – 8+92%  
соответственно

смеси в оптимальном соотношении (по сравнению с исходными компонентами) [4]. Но особое внимание следует уделить влиянию ультразвуковой и СВЧ обработкам смеси 8% ярегской нефти + 92% тэбукской нефти, которые позволили увеличить выход светлых фракций на 6% (см. рис. 5в).

Следует отметить, что температура разложения (рис. 6) данной смеси при СВЧ обработке составила 369°C, в то время как при ультразвуке – 365°C.

Так как по регламенту температура низа основной ректификационной колонны составляет не более 365°C, то целесообразно рекомендовать к использованию именно ультразвуковую обработку.

Для уточнения полученных результатов был определён коэффициент светопоглощения. Так, при СВЧ воздействии на 100- и 50%-ю концентрацию ярегской нефти в смеси коэффициент светопоглощения выше, нежели при других видах обработок (рис. 7). Это означает, что при этом уменьшается растворимость асфальтенов за счёт усиления процесса их ассоциации, укрупнения размеров частиц и выделения в твёрдую фазу.

На тяжёлую ярегскую нефть особое влияние оказало магнитное поле, понизив значение вязкости почти в 2 раза. На лёгкой тэбукской нефти и смесях нефтей физические поля дали обратный эффект, увеличив показатели. Прямой обозначена вязкость смеси, полученная расчётом.

при смешении двух разнородных нефтей проявляется эффект синергизма, т.е. суммарное действие двух и более факторов превышает воздействие каждого по отдельности или среднеарифметическое аддитивное воздействие. Так, при разделении смесей 8–92% и 50–50% ярегской и тэбукской нефтей фактический выход светлых фракций отличается от значений, полученных расчётным методом (прямая линия). Это объясняется экстремальным снижением энергии активации молекул или энергией межмолекулярного взаимодействия в граничном слое, что, в свою очередь, приводит к снижению энергии фазового перехода (энтальпия испарения) и температуры начала кипения

Следующим этапом было определение влияния полей на выход светлых фракций исследуемых нефтей и их смесей (рис. 4–5). В результате имеем, что внешнее воздействие отрицательно влияет на ярегскую нефть и положительно на тэбукскую нефть и их смеси.

Прямой линией обозначены расчётные значения выхода лёгких фракций. Следует отметить, что

РИС. 4. Изменение выхода светлых фракций ярегской (а) и западно-тэбукской (б) нефтей в результате воздействий

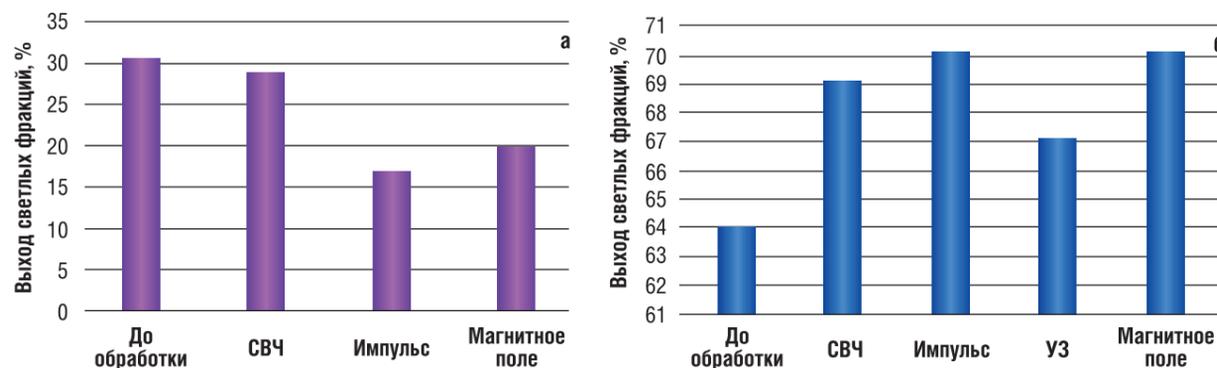
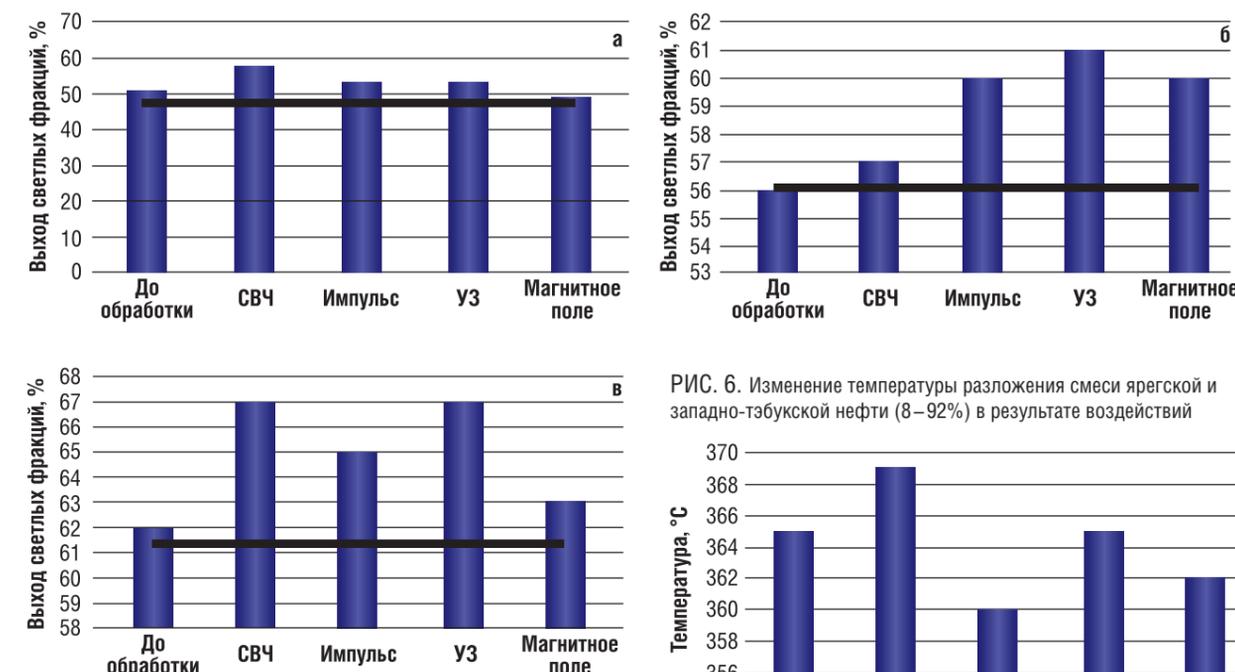


РИС. 5. Изменение выхода светлых фракций смеси ярегской и западно-тэбукской нефти в результате воздействий



а – 50+50%; б – 24+76%; в – 8+92% соответственно

В смеси нефтей 8–92% полученные значения коэффициента при ультразвуковой обработке ниже остальных (рис. 8), что подразумевает изменение структуры асфальтенов, делая их более легко растворимыми.

При увеличении концентрации тэбукской нефти в смеси частично разрушается сольватная оболочка, происходит её уменьшение и диспергирование ядра частиц дисперсной фазы нефтяной дисперсной системы.

Коэффициент светопоглощения свидетельствует о размерах частиц дисперсной фазы (асфальтенов), окружённых сольватными оболочками (смолами), которые образуют сложные структурные единицы. На данный параметр влияют концентрация частиц дисперсионной фазы и растворяющая сила дисперсионной среды. Следует отметить, что концентрация в исследованиях была одинакова.

При воздействии ультразвука образуются частицы более мелкие по сравнению с частицами, образующимися под действием других физических полей. Механизм заключается в воздействии разбавителя (лёгкой тэбукской нефти) на сольватную оболочку

РИС. 6. Изменение температуры разложения смеси ярегской и западно-тэбукской нефти (8–92%) в результате воздействий

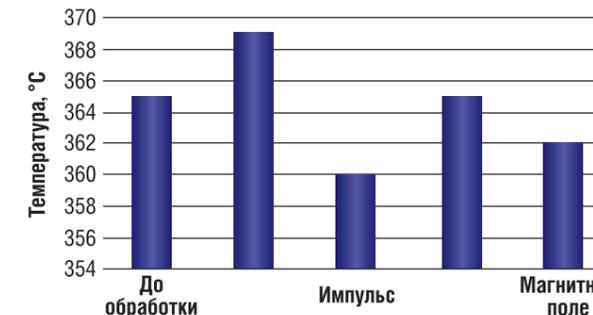


РИС. 7. Зависимость коэффициента светопоглощения ярегской (а) и её 50%-й смеси с западно-тэбукской (б) нефтей от используемого внешнего воздействия

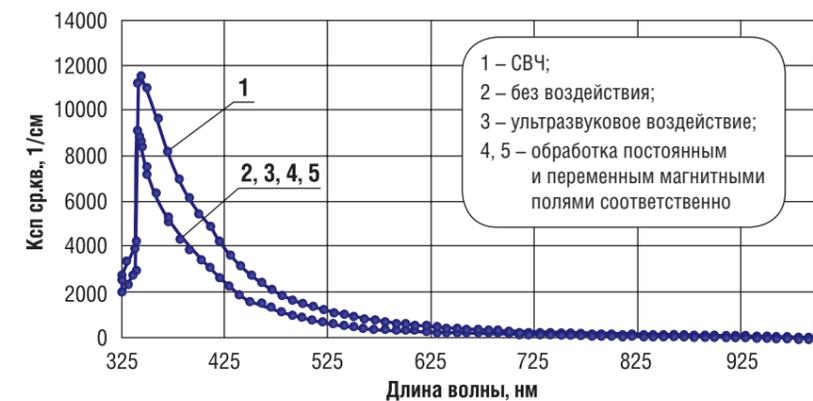


РИС. 8. Зависимость коэффициента светопоглощения смеси (8% ярегская + 92% тэбукской нефтей) от физических полей

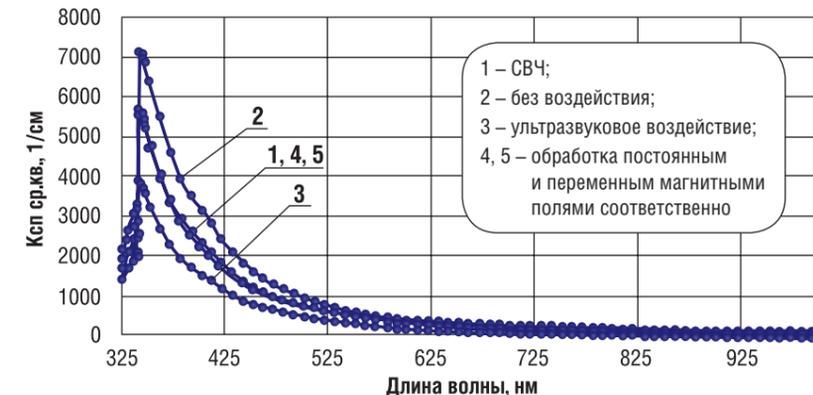
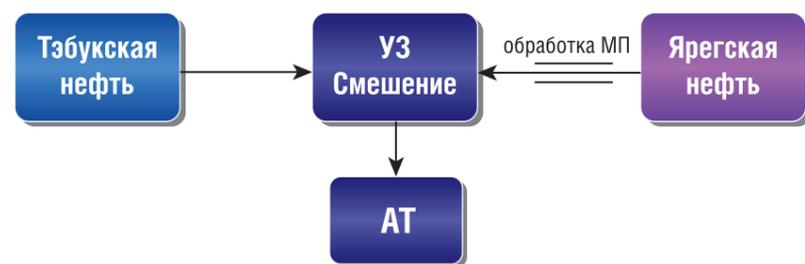


РИС. 9. Способ подготовки тяжёлой ярегской нефти к переработке



сложной структурной единицы (ССЕ), которая при концентрации 8% тяжёлой и 92% лёгкой нефтей сжимается или частично растворяется, а ядра частиц ССЕ диспергируют до более мелких размеров под воздействием внешнего поля. Световому потоку легче пройти через мелкие частицы, чем через крупные. Таким образом, полученная система является неустойчивой. Под термином «неустойчивость» (способность к агрегированию и дезагрегированию) понимают способность ССЕ к изменению радиуса частиц под действием внешних сил.

При исследовании изменения динамической вязкости нефтей было выявлено различное поведение динамической вязкости ярегской и тэбукской нефтей, которое объясняется их различным компонентным составом и строением надмолекулярных структур (асфальтенов, смол и твёрдых парафинов).

В случае нефти Ярегского месторождения отношение смол к сумме парафинов и асфальтенов равно 5,7, т.е. преобладает коагуляционная структура, образованная из частиц асфальтенов, окружённая смолами и полициклической ароматикой.

В случае тэбукской нефти соотношение смол к сумме парафинов и асфальтенов равно 1,96. Содержание парафинов в 10 раз больше, что означает образование кристаллической структуры из твёрдых парафиновых углеводородов, которая при увеличении скорости сдвига упрочняется и это приводит к увеличению вязкости системы.

В случае нефтяных смесей образуется смешанная структура, представленная в виде коагуляционной структуры с фрагментами парафиновых углеводородов, что подтверждает

возрастание вязкости при увеличении содержания тэбукской нефти от 0 до 50%.

Сложная структурная единица в дисперсионной среде обладает определённой механической прочностью и способностью сопротивления к расслоению на фазы под действием сил тяжести. Под влиянием внешних сил ССЕ изменяет свою форму – деформируется. Внутренние силы упругости, стремящиеся вернуть ССЕ первоначальную форму, обуславливают её механическую прочность.

По мере перехода первичных ССЕ во вторичные и формирования в нефтяных дисперсных системах (НДС) решётки или каркаса непрерывно изменяются структурно-механические свойства системы [5].

На первом этапе при формировании первичных ССЕ толстые сольватные оболочки и молекулярный раствор обуславливают свойства НДС: сравнительно низкую механическую прочность, структурную вязкость, высокую устойчивость против расслоения.

Сольватные слои и молекулярный раствор НДС играют роль смазочных слоев и определяют вместе с тем подвижность ССЕ, пластичность и ползучесть НДС даже при самых малых напряжениях сдвига. Медленно развивающиеся и спадающие после разгрузки обратимые деформации сдвига характерны не для ССЕ, а для образованной ими решётки или каркаса с тонкими прослойками среды по участкам контакта. Такие структуры обладают тиксотропными свойствами, т.е. способны к обратимому восстановлению после механического разрушения [6].

Асфальтены, адсорбируясь на рёбрах и вершинах парафиновых структур, не дают им слипаться для образования кристаллической решётки. Но при увеличении скорости сдвига происходит

перемешивание, в результате наблюдается структурообразование за счёт увеличения числа эффективных структур, приводящих к образованию единой структуры, пронизанной асфальтенами.

Формирование из ССЕ сплошной пространственной сетки или каркаса может происходить за счёт сил физического или химического взаимодействия, приводящего к образованию единого монолита [5].

Таким образом, зная соотношения компонентов в сложной структурной единице, устойчивость и структурно-механическую прочность нефтяных дисперсных систем, можно управлять процессами формирования надмолекулярных структур и сольватных оболочек при промышленной реализации технологических процессов в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности.

На основании проведённых исследований была предложена схема подготовки тяжёлой ярегской нефти к переработке (рис. 9).

Ярегская нефть обрабатывается магнитным полем для снижения вязкости и затем смешивается с нефтью Тэбукского месторождения. Смешение происходит посредством ультразвуковой обработки, позволяющей интенсифицировать процесс растворения разнородных нефтей друг в друге за счёт уменьшения толщины сольватных оболочек. Далее полученная смесь поступает на первичную переработку. Результатом является снижение вязкости тяжёлой нефти в 2 раза и увеличение выхода светлых фракций на 6%. ●

**Литература**

1. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей. Дис. на соискание уч. ст. д.т.н. – Ухта, 2003.
2. Ершов М.А. Снижение вязкости нефти методом гидродинамической кавитации: Дис. на соискание уч. ст. к.т.н. – М., 2011.
3. Сюняев З.И. Физико-химическая механика нефтей и основы интенсификации процессов их переработки: Учебное пособие. – М., 1979. – 94 с.
4. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Химия, 1975. – 512 с.
5. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
6. Батуева И.Ю., Гайле А.А. Химия нефти. – Л.: Химия, 1984. – 360 с.

KEY WORDS: heavy oil, field, microwave, magnetic field, rheology, physico-chemical properties, ultrasound, dilution.

# СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ: есть ли будущее?

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН КРАТКИЙ ОБЗОР СИТУАЦИИ С РАЗВЕДКОЙ И ДОБЫЧЕЙ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В США, КИТАЕ, ФРАНЦИИ, ПОЛЬШЕ, УКРАИНЕ, РОССИИ. АВТОР ПРЕДСТАВИЛ ДАННЫЕ ПО ЗАПАСАМ И ДОБЫЧЕ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА, ДАЕТ ПРОГНОЗ ПО ПЕРСПЕКТИВЕ ДОБЫЧИ В БУДУЩЕМ

ARTICLE CONTAINS A BRIEF OVERVIEW OF THE SITUATION WITH SHALE GAS EXPLORATION AND PRODUCTION IN THE USA, CHINA, FRANCE, POLAND, UKRAINE AND RUSSIA. THE AUTHOR PROVIDES DATA ON SHALE GAS RESERVES AND PRODUCTION AND MAKES A FORECAST FOR PRODUCTION PROSPECTS IN THE FUTURE

Ключевые слова: сланцевый газ, запасы, прогноз, добыча.

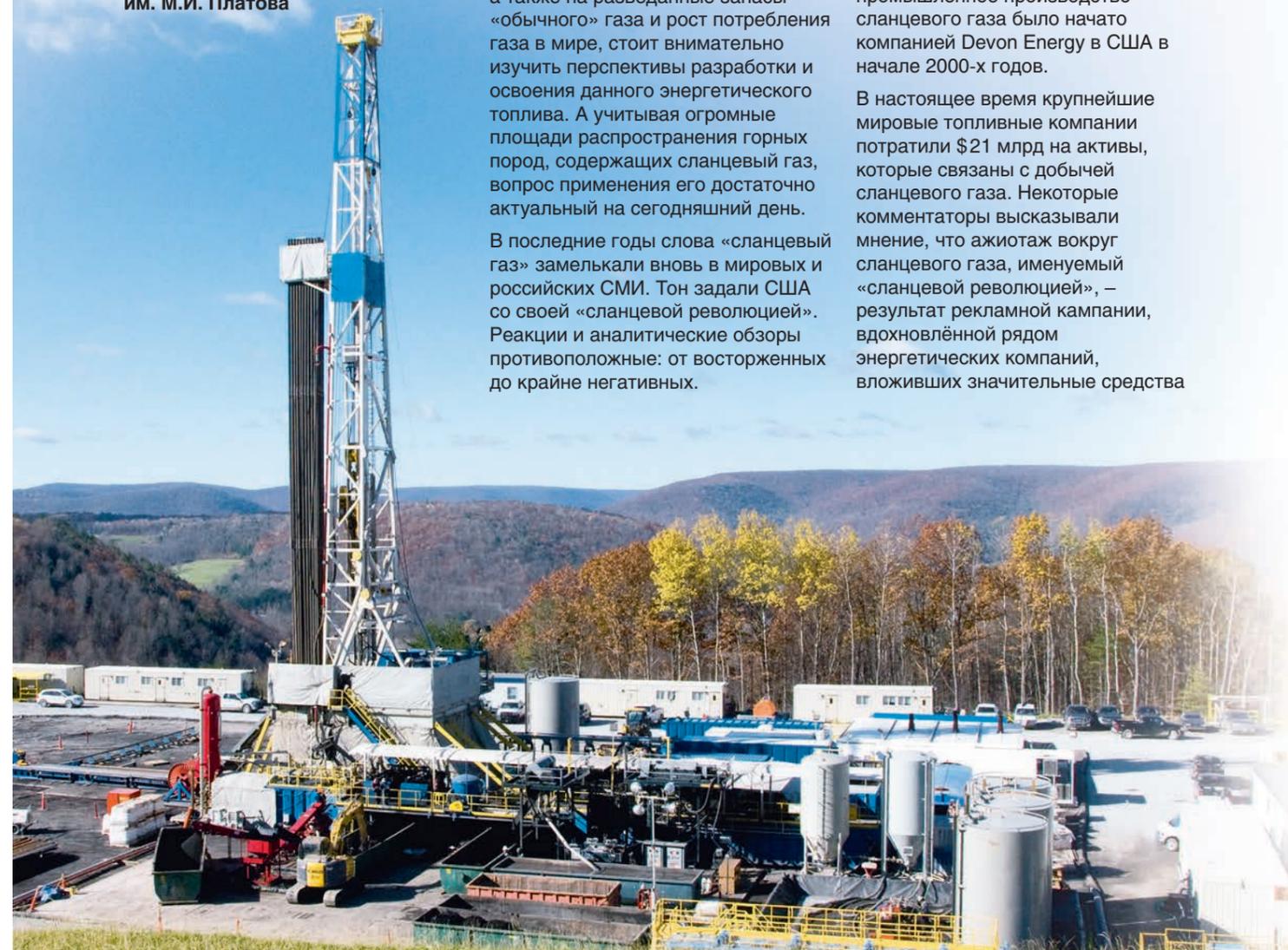
**Третьяк Александр Яковлевич,** доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой «Нефтегазовая техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова

Одним из наиболее перспективных источников энергии является сланцевый газ. По данным МАГАТЕ его запасы в развитых странах (США, России, Австралии и других) составляют более 200 трлн м<sup>3</sup>. Опираясь на приведенные данные по запасам сланцевого газа и существующие в настоящее время цены на газовом рынке, а также на разведанные запасы «обычного» газа и рост потребления газа в мире, стоит внимательно изучить перспективы разработки и освоения данного энергетического топлива. А учитывая огромные площади распространения горных пород, содержащих сланцевый газ, вопрос применения его достаточно актуальный на сегодняшний день.

В последние годы слова «сланцевый газ» замелькали вновь в мировых и российских СМИ. Тон задали США со своей «сланцевой революцией». Реакции и аналитические обзоры противоположные: от восторженных до крайне негативных.

Первая коммерческая газовая скважина в сланцевых пластах была пробурена в США в 1821 году Уильямом Хартон во Фредонии, Нью-Йорк, который считается в США «отцом природного газа». Инициаторами масштабного производства сланцевого газа в США являются Джордж Ф. Митчелл и Том Л. Уорд. Масштабное промышленное производство сланцевого газа было начато компанией Devon Energy в США в начале 2000-х годов.

В настоящее время крупнейшие мировые топливные компании потратили \$21 млрд на активы, которые связаны с добычей сланцевого газа. Некоторые комментаторы высказывали мнение, что ажиотаж вокруг сланцевого газа, именуемый «сланцевой революцией», – результат рекламной кампании, вдохновлённой рядом энергетических компаний, вложивших значительные средства



в проекты по добыче сланцевого газа и нуждающихся в притоке дополнительных сумм. Как бы то ни было, после появления сланцевого газа на мировом рынке цены на газ стали падать.

На данный момент добыча сланцевого газа производится на семи месторождения в США и на двух месторождениях в Канаде. По прогнозу Международного энергетического агентства, добыча сланцевого газа в США к 2030 году будет не более 150 млрд кубометров в год, а в мире к 2018 году может составить 180 млрд кубометров в год. США в 2009 году добыли 593,4 млрд м<sup>3</sup> газа и впервые обошли Россию по объему добычи. Во многом это стало благодаря росту добычи сланцевого газа. Успехи в добыче нетрадиционного газа, а также снижение спроса на энергоресурсы ставит под сомнение перспективы поставок на рынки США сжиженного природного газа. Добыча сланцевого газа в США оказала негативное влияние на рыночное положение «Газпрома». В 2012 году было заморожено освоение Штокмановского месторождения в Баренцевом море, так как добытый газ предполагалось поставлять в США. Данная технология наносит колоссальный вред окружающей среде. Независимые экологи подсчитали, что применяемый при бурении раствор содержит более ста наименований химикатов: ингибиторы коррозии, загустители, кислоты, биоциды, ингибиторы, гелеобразователи. Десятки тонн раствора из сотен химикатов смешиваются с грунтовыми водами и вызывают широчайший спектр непрогнозируемых негативных последствий. При этом разные нефтяные компании используют различные составы раствора. Опасность представляет не только раствор сам по себе, но и соединения, которые поднимаются из-под земли в результате гидроразрыва. В местах добычи наблюдается мор животных, птиц, рыбы, кипящие ручьи с метаном. Ядовитые продукты попадают в питьевую воду и воздух. У американцев, которым «посчастливилось» жить поблизости от буровых скважин, наблюдаются головные боли, потери сознания, астма, отравления, раковые заболевания и многие другие болезни. Отравленная питьевая вода становится непригодной

для питья и может иметь цвет от обычного до чёрного.

Отсутствие определенных технологий, оборудования, дороговизна переработки, имеющиеся разведанные месторождения традиционных углеводородов затормозило разведку и разработку сланцевого газа, и только в 2000 году промышленная добыча, как в Америке, так и в других странах, начала бурно развиваться. Что же явилось причиной такой «сланцевой лихорадки»? Это возможность бурения горизонтальных скважин и производство усовершенствованных технологий гидроразрывов пласта, уменьшение экономических затрат, сроков окупаемости скважин, а учитывая вскрытие больших площадей, сложенных сланцевыми породами, стало возможным получение значительного объема сланцевого газа. Освоение запасов сланцевого газа привело к тому, что многие страны (Польша, Германия, Турция, Украина, Марокко, Чили и другие), которые в значительной степени зависят от импорта газа, могут, со временем, включить в национальный энергобаланс добычу сланцевого газа и таким образом избавиться от импортной зависимости.

Китай пересматривает планы добычи сланцевого газа на своей территории. Это означает, что сланцевая революция на потенциально емком азиатском рынке откладывается. Это даёт определённые надежды «Газпрому» на расширение своего присутствия на китайском рынке, которое крайне необходимо корпорации с учетом сокращения сбыта на европейском направлении.

На сегодняшний день КНР располагаем крупнейшими запасами сланцевого газа в мире. Тем не менее, организация добычи сланцевого газа могла бы существенно улучшить энергетический баланс КНР, которая стабильно наращивает потребление газа. Объем импорта газа в Китай растёт стремительно. Однако, развитие собственной сланцевой газодобычи в Китае тормозится. И причин тому несколько. Особенности залегания сланцев в Китае приводят к тому, что необходимо бурить скважины на глубину 4–6 км, что значительно глубже американских скважин. При этом на операции по

гидроразрыву пласта необходимо тратить примерно на 30 процентов больше воды и химикатов, чем в США. Все это резко увеличивает затраты на освоение сланцев, и самые крупные государственные компании Китая в эти проекты не идут. Декабрьский аукцион по распределению перспективных участков обозначил интерес к сланцевому газу со стороны угледобывающих компаний, но никак не газовиков или нефтяников. Тем не менее, китайцы попытаются воспользоваться американским сланцевым бумом, который, к слову, пока не повторила ни одна страна мира. Наверняка компании из КНР заинтересованы в получении технологий бурения, а диверсификация поставок позволяет КНР чувствовать себя хозяином положения в переговорах с поставщиками традиционного газа, в том числе и с «Газпромом», который пока не может добиться приемлемой для себя цены газа в переговорах с КНР.

Сейчас Китай активно строит терминалы по приему сжиженного природного газа. В нынешнем году в стране будет введено в эксплуатацию рекордное количество терминалов по приему СНГ с совокупной пропускной способностью 15,7 миллиардов кубометров, что удваивает имеющееся количество имеющихся мощностей. Попытаться побороться за китайский рынок может и Россия, но для этого необходимо ускорить реализацию проекта строительства ещё одного газового завода под Владивостоком. Китай планирует в 2016 году добыть 7,0 млрд кубометров сланцевого газа. Общий объём производства природного газа в стране вырастет на 6% от текущего уровня. К 2020 году Китай планирует выйти на уровень добычи в диапазоне от 60 млрд до 100 млрд кубометров сланцевого газа ежегодно.

Заслуживает внимание регресс в вопросе сланцевого газа в Польше, особенно на фоне ура-оптимистических оценок его запасов и ожидаемого супербогатства для будущих поколений поляков. Международные концерны начали отказываться от дальнейших поисковых работ в Польше. Их менеджеры устали, в частности, от ведения постоянных битв с польской бюрократией. Правда, власти уже давно обещали новый специальный «сланцевый»



закон, который устранил бы административные процедуры. Но подготовка законопроекта затягивается. В итоге в течение 4 лет «сланцевого бума» в Польше пробурено лишь 67 скважин, хотя по данным специалистов, для оценки польского сланцевого потенциала необходимо 200 скважин. Поисковыми работами занимаются теперь в основном польские фирмы (Lotos, PGNIG и Oden), а их темп ограничивает высокая стоимость: на одну скважину приходится израсходовать 15 млн долларов. В начале апреля 2010 года сообщалось, что в Польше открыты значительные запасы сланцевого газа, освоение которых планировалось в мае того же года компанией ConocoPhillips. В середине 2011 года американское издание Stratfor отмечало, что «даже если поляки и обнаружат огромные запасы сланцевого газа в Померании, им потребуются десятки миллиардов долларов, чтобы построить необходимую для добычи инфраструктуру, трубопроводы для доставки, объекты для производства электроэнергии и химические заводы, необходимые, чтобы воспользоваться преимуществами этих запасов». По мнению Stratfor, «прогресс в этом направлении будет измеряться годами, возможно десятилетиями». В конце 2011 года ExxonMobil пробурила в Польше две экспериментальные скважины, но уже в 2012 году свернула проект, заявив о его нерентабельности.

В 2010 году Украина выдала лицензии на разведку сланцевого газа для Exxon Mobil и Shell. В

мае 2012 года стали известны победители конкурса по разработке Юзовской (Донецкая область) и Одесской (Львовская область) газовых площадей. Ими стали Shell и Chevron, соответственно. Ожидается, что промышленная добыча на этих участках начнется в 2018–2019 годах. 25 октября 2012 Shell начала бурение первой поисковой скважины газа уплотненных песчаников в Харьковской области. Соглашение между компанией Shell и «Надра Юзовская» о разделе продукции от добычи сланцевого газа на Юзовском участке в Харьковской и Донецкой областях было подписано 24 января 2013 года в Давосе (Швейцария), при участии президента Украины. Практически немедленно после этого в Харьковской и Донецкой областях начались акции и пикеты экологов и других активистов, направленные против разработки сланцевого газа и, в частности, против предоставления такой возможности зарубежным компаниям. Ректор Приазовского технического университета, профессор Вячеслав Волошин, заведующий кафедрой охраны труда и окружающей среды, не разделяет их радикальных настроений, указывая, что добыча может быть произведена и без ущерба для окружающей среды, но необходимы дополнительные исследования предлагаемой технологии добычи.

Во Франции действует введенный в 2012 году 5-летний запрет на использование технологии гидроразрыва для разработки запасов сланцевого газа.

Среди других стран имеющих месторождения сланцевого газа необходимо отметить: Австралия, Индия, Канада, Англия, Германия.

Одни считают сланцевый газ могильщиком нефтегазового сектора российской экономики, а другие – грандиозной аферой планетарного масштаба. По своим физическим свойствам метан из сланцев ничем не отличается от метана «традиционных» месторождений. Однако технология его добычи и очистки подразумевает гораздо большие по сравнению с традиционным газом затраты. И дело тут не только в пресловутом «гидроразрыве пласта». Эта технология применяется при добыче нефти и газа из «традиционных», в том числе и российских, месторождений. Гидроразрыв пласта сделал принципиально возможным разработку сланцевых месторождений, а для традиционных месторождений эта технология позволила существенно сократить расходы. Принципиальным отличием является то, что, несмотря на все возможные ухищрения, в том числе применение новых реагентов для гидроразрыва (между прочим, весьма ядовитых), для разработки таких месторождений требуется постоянное бурение новых скважин. Фактически добывающая компания не может отпустить от себя сервисную компанию, занимающуюся бурением, что значительно поднимает цену сланцевого газа. Ответов на вопрос почему в России не развивается сланцевая добыча газа два: дороговизна по сравнению с традиционными месторождениями и экологи, не позволяющие этого делать, т.к. добыча углеводородов путём гидроразрыва влечёт колоссальный экологический ущерб. Гидроразрыв в США никем не контролируется и, в погоне за прибылью компании, допускают нарушения естественных изоляторов водных горизонтов, превращая огромные территории в непригодные для нормальной жизни человека. В России подобное невозможно.

Экономика сланцевых проектов отличается от экономики по добыче традиционного газа. Дело в том, что горизонтальная скважина, пробуренная в сланцевых пластах, дает приток газа в течение значительно более короткого времени, чем традиционная. Скважина сланцевого газа дает дебит от 170 тысяч до 340 тысяч



кубометров газа. Так, в России себестоимость природного газа со старых газовых месторождений, с учетом транспортных расходов, составляет около 50 долларов за тысячу кубометров, в то время, как наиболее дешевый сланцевый газ стоит 150 долларов за тысячу кубометров.

Современная технология добычи сланцевого газа подразумевает бурение одной вертикальной скважины и нескольких горизонтальных скважин длиной до 2–3-х км. В пробуренные скважины закачивается смесь воды, песка и химикатов, в результате гидродуара разрушаются стенки газовых коллекторов и весь доступный газ откачивается на поверхность.

Технология добычи сланцевого газа имеет положительные и отрицательные стороны. К положительным моментам можно отнести: значительные сланцевые месторождения газа находятся в непосредственной близости от конечных потребителей, близость месторождений к рынкам сбыта, значительные запасы, заинтересованность властей ряда стран в снижении зависимости от импорта топливно-энергетических ресурсов.

К недостаткам относятся: относительно высокая

себестоимость, непригодность для транспортировки на большие расстояния, быстрая истощаемость месторождений, низкий уровень доказанных запасов в общей структуре запасов, значительные экологические риски при добыче, технология гидроразрыва пласта требует крупных запасов воды вблизи месторождений, для гидроразрыва используется смесь воды, песка и химикатов, вблизи месторождений скапливаются значительные объемы отработанной загрязненной воды, которая не утилизируется добытчиками с соблюдением экологических норм, сланцевые скважины имеют гораздо меньший срок эксплуатации, чем скважины обычного природного газа, формулы химического коктейля для гидроразрыва в компаниях, добывающих сланцевый газ, являются конфиденциальными, добыча сланцевого газа приводит к значительному загрязнению грунтовых вод толуолом, бензолом, диметилбензолом, этилбензолом, мышьяком, компании используют соляно-кислотный раствор, загущенный с помощью полимера, для одной операции гидроразрыва используется 80–300 тонн химикатов, при добыче сланцевого газа имеются значительные потери метана, что приводит к усилению парникового эффекта. Добыча

сланцевого газа рентабельна только при наличии спроса и высоких цен на газ.

В США, в районах разработки месторождений, уже отмечены случаи загрязнения подземных вод, которые используются для водоснабжения. Кроме того, для извлечения сланцевого газа нужна достаточно густая сетка скважин. Для Европы с ее высокой плотностью населения и жестким природоохранным законодательством подобные перспективы не приемлемы. Наиболее успешные сланцевые месторождения относятся к палеозойской и мезозойской эре, имеют высокий уровень гамма-излучения, который коррелирует с термической зрелостью сланцевого месторождения. В результате гидроразрыва радиация попадает в верхний слой осадочных пород, в районах сланцевой добычи газа наблюдается повышение радиационного фона.

Выполненные в настоящее время исследования подчеркивают необходимость дальнейшего усовершенствования технологии добычи сланцевого газа с целью контроля выбросов метана, загрязнения почвы и грунтовых вод, учитывая высокий уровень неопределенности в оценочных

цифрах. К сожалению, на фоне картины истощения традиционных запасов газа, сланцевый газ не сможет стать в ближайшее время достойной альтернативой природному газу, так как не соответствует современным экологическим требованиям к энергоресурсу. Перспективы крупной добычи сланцевого газа в настоящее время имеются только в слабозаселенных районах и в странах, которые согласны на снижение экологической безопасности.

Технология бурения скважин на сланцевый газ предполагает бурение вертикальных стволов, в которых вырезаются окна и осуществляется бурение боковых горизонтальных стволов. Технология и оборудование для бурения вертикальных стволов сегодня освоены на высоком техническом уровне практически всеми специализированными сервисными нефтегазовыми компаниями. Бурение горизонтальных стволов может осуществляться как с использованием традиционных буровых комплексов, так и с использованием колтюбингового оборудования. При этом, особенно важное значение для повышения эффективности добычи углеводородного сырья, имеет бурение в условиях депрессии на продуктивный пласт.

В настоящее время существуют резервы повышения эффективности добычи сланцевого газа. Резервы эти следующие: ответственный прогноз месторождений сланцевого газа, возможность моделирования процессов при разработке месторождений, бурение большего количества горизонтальных стволов скважин, колтюбинговое бурение, ведение многоэтапных ГРП, создание и применение безопасных для экологии химических реагентов и материалов фиксации трещиноватости в сланцевых породах, применение новейших средств (возможно нанотехнологий), стимулирующих добычу сланцевого газа, применение плазменно-импульсного воздействия на пласт.

«Газпром» не планирует в ближайшие десятилетия начинать разработку месторождений сланцевого газа в России. Компания отложила добычу сланцевого газа «в долгий ящик» и к вопросу о его добыче, возможно, вернется «лет через 50–70». Ряд

высокопоставленных чиновников и представителей «Газпрома» долгое время высказывался в том духе, что сланцевая революция – не более чем пиар-кампания, призванная подорвать интересы России. В октябре 2012 года президент России В.В. Путин впервые признал опасность для «Газпрома» глобальных изменений на рынке энергоносителей, происходящих вследствие наращивания объемов добычи сланцевого газа, поручив в этой связи Минэнерго скорректировать генеральную схему развития газовой отрасли до 2030 г.

По мнению ряда зарубежных экспертов, ожидающиеся через несколько лет поставки сланцевого газа из США в Евразию не создадут угрозы для поставок трубопроводного газа от «Газпрома», поскольку российский газ более конкурентоспособен по сравнению с американским из-за того, что расходы по добыче и транспортировке газа из России намного ниже аналогичных расходов для сланцевого газа из США.

Объем добычи сланцевого газа в США растет, инновационной, новой технологии добычи пока нет, и здесь есть над чем поработать ученым и специалистам нефтегазового дела. Особенно с учетом того, что Минэнерго прогнозирует истощение действующих газовых месторождений в ближайшие 5–7 лет.

Нетрадиционная энергетика, прежде всего солнечная, ветровая энергия и газификация углей используются в России, как и во всем мире, но процент ее в общем потреблении имеются свои трудности. И «виной» этому опять же газ легкодоступный, «традиционный» и имеющийся пока во многих странах мира. Но газ, как и нефть, не являются возобновляемыми источниками энергии. Пройдет еще несколько лет и эра легкодоступного газа закончится.

Запасы сланцевого газа в нашей стране действительно громадны. По предварительным расчетам они составляют более 8 трлн м<sup>3</sup>. Добывать этот газ, действительно, пока не эффективно, но вкладывать деньги в научные исследования по проблеме сланцевого газа необходимо уже сегодня.

Оценивая ситуацию со сланцевым газом необходимо отметить следующее:

1. В ближайшем будущем наступит время, когда цена сланцевого газа будет равна цене газа добываемого из газовых скважин обычным способом. Связано это прежде всего с тем, что эра открытия крупных и легких, в плане добычи и разведки, месторождений газа, прошла.
2. Наступает время, когда районы, где планируется открытие новых месторождений газа будут расположены далеко на Крайнем Севере, в акватории северных морей и, соответственно, возрастет стоимость буровых работ, а также стоимость газа.
3. Истощение запасов газа на известных месторождениях в перспективе приведет к ситуации, когда газопровод есть, а газа нет. В этих случаях одним из способов загрузки газотранспортной сети может стать добыча сланцевого газа.
4. Необходимо организовать, в первую очередь, разведку и пробную эксплуатацию залежей сланцевого газа вдоль трасс действующих и проектируемых месторождений.
5. Применение инновационных технологий добычи сланцевого газа позволит избежать экологически вредных последствий применения гидроразрыва пластов при освоении месторождений сланцевого газа и, наконец-то, начать добычу сланцевого газа в России.
6. Необходимо развернуть поисково-разведочные работы на сланцевый газ, при этом особое внимание уделить разработке технологии разведки и добычи сланцевого газа.
7. Сланцевый газ, в ближайшее время, станет одним из альтернативных источников энергии для России.

Отвечая на вынесенный в название статьи вопрос, можно с уверенностью сказать – будущее у сланцевого газа есть и оно достаточно перспективное. Сегодня нужна новая, продуманная политика в плане энергобезопасности страны. ●

KEY WORDS: shale gas, inventory, forecast, production.

# ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ ORCHIDEX ПРИ ПОЖАРОТУШЕНИИ

## EXPERIENCE OF APPLICATION OF FOAM FOR FIREFIGHTING ORCHIDEX

«ORCHIDÉE INTERNATIONAL GMBH» (ORCHIDÉE GROUP) И «FINIFLAM» LTD (SERVICESNABGAS GROUP) ЯВЛЯЮТСЯ ВЕДУЩИМИ МИРОВЫМИ ИГРОКАМИ В ОБЛАСТИ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ, ЧЬИ ИНТЕРЕСЫ СОСРЕДОТОЧЕНЫ НА РАЗВИТИИ, ПРОИЗВОДСТВЕ И РАСПРОСТРАНЕНИИ ВЫСОКОГО СТАНДАРТА СРЕДСТВ ТУШЕНИЯ

“ORCHIDÉE INTERNATIONAL GMBH” (ORCHIDÉE GROUP) AND “FINIFLAM” LTD (SERVICESNABGAS GROUP) IS A LEADING GLOBAL PLAYER IN FIRE PROTECTION BUSINESS, FOCUSED ON DEVELOPMENT, MANUFACTURING AND DISTRIBUTION EXCELLENCE OF EXTINGUISHING AGENTS

Ключевые слова: пожаротушение, пенообразователи, нефтехимический предприятия.

Мариана Михалк,  
“Orchidée International GmbH”

Сергей Скворцов,  
“FINIFLAM” LTD

Mariana Michalk,  
“Orchidée International GmbH”

Sergey Skvortsov,  
“FINIFLAM” LTD

«Orchidée International GmbH» (Orchidée Group) и «FINIFLAM» Ltd (ServiceSnabGas Group) являются ведущими мировыми игроками в области противопожарной защиты, чьи интересы сосредоточены на развитии, производстве и распространении высокого стандарта средств тушения. 3 линии продуктов включают в себя:

- Водяные присадки, включая класс A, AB, B, D, F, ABF, Milieukeur и незамерзаемые присадки, а также долговременные устойчивые присадки со фтором и без,
- Порошки для огнетушителей всех видов, включая порошки ABC всех видов и специальные порошки, такие как порошки топ класса BC и порошок класса D,
- Пенообразователи и заряды для огнетушителей, содержащие AFFF, AFFF-AR, протеиновые пенообразователи, пенообразователи класса A и высокоэффективные пенообразователи без фтора.

Ведущие мировые группы в данной индустрии, а также большие пожарные подразделения, используют для пожаротушения такие пенообразователи производства Orchidex, как:

- orchidex AFFF 3% F
- orchidex AFFF/AR-LV 3x3

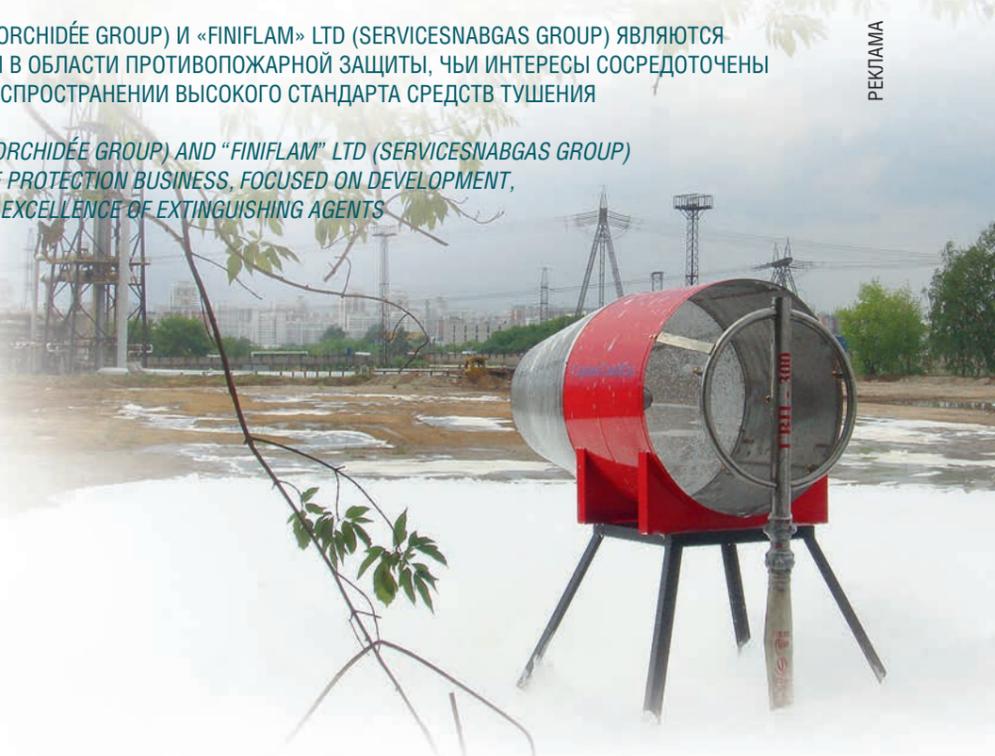
“Orchidée International GmbH” (Orchidée Group) and “FINIFLAM” LTD (ServiceSnabGas Group) is a leading global player in fire protection business, focused on development, manufacturing and distribution excellence of extinguishing agents. The three product lines comprise

- water additives, including class A, AB, B, D, F, ABF, Milieukeur and freeze protected additives, as well as long-term stable premixes with and without fluorine,
- extinguishing powder of all kinds including ABC powders of all kinds as well as special powders like top class BC powders and class D powder,
- foam extinguishing agents comprising AFFF, AFFF-AR, protein foam, class A foam, and fluorine free high performance foams.

World-leading groups in industry, as well as big fire brigades, are using Orchidex extinguishing foams such as

- orchidex AFFF 3% F
- orchidex AFFF/AR-LV 3x3

РЕКЛАМА



Эти продукты были созданы после прохождения стадии долгой и тщательной разработки, и в настоящее время во всем мире используются для обеспечения высокого уровня пожарной безопасности.

Они показывали безупречные результаты при использовании и применении в различных высокорискованных ситуациях.

Orchidée регулярно участвует в выставке мирового масштаба INTERSCHUTZ, которая в 2015 году проходила в Ганновере (российские производители пены на данной выставке не представлены)

Уникальная технология позволила Orchidée, как единственному мировому производителю, обеспечить производство лучших продуктов с защитой от замерзания, выдерживающих температуру до -45°C и меньше, что позволяет использовать пенообразователь orchidex AFFF/AR-LV в условиях Крайнего Севера.

Пенообразователи Orchidex AFFF обеспечивают максимальную производительность при пожаротушении, в том числе показывают малое количество времени, требующегося для тушения, и при этом являются абсолютно безопасными для людей и конструкций.

Мировые представители химической и фармацевтической промышленности, такие как:

- BASF
- DSM
- Bayer
- Lyondell Basell
- Evonik
- и иные,
- Roche

выбрали пенообразователи Orchidex и частично использовали при пожаротушении, добившись высоких результатов с Orchidex AFFF.

Мировые нефтяные группы и нефтехимические заводы, такие как:

- Shell
- Conoco
- Танеко
- BP
- North refinery
- Транснефтепродукт
- Rumpetrol
- Татнефть
- Газпром Нефть

в своей системе управления средствами противопожарной защиты полагаются на применение таких пенообразователей Orchidex, как AFFF 3% F и Orchidex ARC LV.



These products have been elaborated after a long of carefully phase of development, and are nowadays globally used providing top sfire safety and perfect excellence in use and appliation in several high risc applications.

Orchidée regularly participates in global INTERSCHUTZ exhibition, which in 2015 was held in Hannover (Russian foam manufacturers at the exhibition not shown)

A unique technology has enabled Orchidée as globally sole producer to provide top freeze protected products down to -45°C and less., that allows the use of foam orchidex AFFF/AR-LV in the Far North. Orchidex AFFF foams provide top fire performance including ultimately low extinguishing times providing top safety for human being and installations.

Global players in chemical and pharmaceutical industry like

- BASF
- DSM
- Bayer
- Lyondell Basell
- Evonik
- and others,
- Roche

have selected Orchidex foams and partly extinguished fires in reality at ultimate performance with Orchidex AFFF.

Global oil groups and petrochemical plants like

- Shell
- Tatneft
- BP
- Taneco
- Rumpetrol
- Transnefteproduct
- Coneco
- Gazprom Neft
- North refinery

rely in their fire protection management system and in application on Orchidex foams like AFFF 3% F, and Orchidex ARC LV foams.



Мировая автомобильная группа VW выбрала Orchidex в качестве поставщика своего противопожарного оборудования на новом производстве, а Daimler Benz планирует обновить пенные системы, на которых будут использовать пеннообразователь Orchidex.

Миссия «Пожаротушение с инновациями» привела к тому, что многие покупатели полагаются на инновационную продукцию Orchidex, сделанную по спецификации заказчика, а также выбирают Orchidex в качестве поставщика новых технологий и концепций в области пожаротушения.

Производственные площадки Orchidex в глобальном смысле являются единственными, на которых используется производственный процесс постоянного совершенствования типа Кайдзен, включая 5s, передовой опыт и работа по программам безопасности согласно ISO 9001 и Кайдзен, а также оптимизация производства.

Японцы используют Кайдзен и 5s для четкой структуризации процессов производства и материальной оснащённости. Это позволяет достичь наибольшей эффективности и создать для рабочих оптимальные условия труда.

Очень высокий инновационный потенциал основывается на НИОКР (R&D centers), которые предоставляют как новые продукты, так и решения заказчиков.

Пленкообразующий фторсинтетический пенообразователь Orchidex AFFF в мировом значении применяется для защиты на нефтеперерабатывающих заводах, в нефтехимической промышленности, на химических заводах, у текстильных и нитяных производителей, на заводах, производящих краски и покрытия, а также в автомобильной и строительной промышленности.

Пенообразователь рекомендуется для тушения пеной низкой кратности горючих жидкостей. Высокоэффективен при использовании метода подслоного тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах, и при тушении пожаров нефти и нефтепродуктов пеной низкой кратности, подаваемой мониторами большой производительности и лафетными стволами.

Сочетает высокую огнетушащую эффективность, низкую коррозионную активность и возможность хранения в виде рабочего раствора. Ведущие бригады пожаротушения в большинстве крупных городов Европы и Азии полагаются на высокую производительность продукта Orchidex AFFF.

Технология низкой вязкости AFFF/AR была оптимизирована Orchidex и предоставляет высококлассную пожарную безопасность при экологически безопасных характеристиках, а также очень быстрое тушение огня и высокопроизводительную сопротивляемость к обратному возгоранию. Ведущие заводы выбрали эти продукты, отличающиеся низкой вязкостью даже при крайне низкой температуре использования, и при этом высокоэффективны при применении на всех видах легковоспламеняющихся жидкостей.

Пенообразователи прошли крупномасштабные испытания на оборудовании СервисСнабГаз и Tema Systemi S.p.A. ●

The global automotive group VW has decided for Orchidex for the fire protection of a major new plant, so Daimler Benz is planning for an up-date of their foam systems.

The mission "Fire fighting with Innovation" has led to the fact that many customers rely on Orchidex for tailor-made innovative products, as well as selecting Orchidex as supplier of new technologies and conceptions in extinguishing performance.

The manufacturing sites of Orchidex are the globally solely ones in this line with a continuous Kaizen production process, including 5s, excellence and work safety programs according to ISO 9001 and Kaizen, as well as optimization of operational excellence.

The very high innovation potential is based on the R&D centers which provide both new products as well as customer solutions.

The Orchidex AFFF line globally protects refineries, petrochemical industry, chemical plants, textile and fibre manufacturers, paints and coatings sites, as well as automotive and building industry. Leading fire brigades in most of the major cities in Europa and Asia rely on the top performance of Orchidex AFFF.

The AFFF/AR low viscosity technology has been optimized at Orchidex and provides top fire safety at environmentally friendly properties as well as very rapid fire knockdown and ultimate burnback resistance. Leading refineries have chosen these products, being low viscous even at lowest temperature for use, and leading to top fire performance on all kinds of flammable liquids.

Foam was a large-scale test equipment ServisSnabGaz Groups and Tema Systemi S.p.A.

KEY WORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## 30 мая – 1 июня

VIII Международный Форум «АТОМЭКСПО»

Москва, Гостиный двор

## 8 – 9 июня

V международная конференция «ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2016»

Салехард

## 15 – 16 июня

Конференция Нефтепереработка и нефтехимия Центральной Азии

Астана

## 22 июня

Конференция «Полимерные добавки-2016»

Москва, гостиница Балчуг Кемпински

## ИЮНЬ

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

## 17 июня

XI Международная конференция «Полимеры в упаковке-2016»

Москва, гостиница Балчуг Кемпински

## 23 июня

Конференция «Метанол-2016»

Москва, гостиница Балчуг Кемпински



# ГЕРМЕТИЧНЫЕ НАСОСЫ ОТ HERMETIC-PUMPEN GMBH

для работы в агрессивных и опасных средах

НЕЗАВИСИМЫЕ ЭКСПЕРТЫ СХОДЯТСЯ ВО МНЕНИИ, ЧТО ИЗ ВСЕХ ТИПОВ НАСОСОВ НАИБОЛЕЕ НАДЕЖНЫМИ, ДОЛГОВЕЧНЫМИ, РЕМОНТОПРИГОДНЫМИ И ЭКОНОМИЧНЫМИ ПРИЗНАНЫ ГЕРМЕТИЧНЫЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ С ЗАЩИЩЕННЫМ СТАТОРОМ. СЕГОДНЯ В МИРЕ ЕСТЬ ЛИШЬ НЕСКОЛЬКО ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НАСОСОВ, В ЧЬЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЛИНЕЙКЕ ПРИСУТСТВУЮТ ЭТИ НАСОСЫ. СРЕДИ ТАКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ БЕЗУСЛОВНЫМ ЛИДЕРОМ ЯВЛЯЕТСЯ НЕМЕЦКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ HERMETIC-PUMPEN GMBH, В НОМЕНКЛАТУРЕ КОТОРОГО ГЕРМЕТИЧНЫЕ БЕССАЛЬНИКОВЫЕ НАСОСЫ ЗАНИМАЮТ ГЛАВНОЕ МЕСТО

INDEPENDENT EXPERTS AGREE THAT THE MOST RELIABLE, DURABLE, MAINTAINABLE AND COST-EFFECTIVE PUMPS ARE CANNED CENTRIFUGAL-TYPE PUMPS WITH A SHIELDED STATOR. TODAY, THERE ARE ONLY A FEW PUMP MANUFACTURERS IN THE WORLD, WHOSE PRODUCT LINE INCLUDES THESE PUMPS. THE HERMETIC-PUMPEN GMBH COMPANY IS AMONG THESE MANUFACTURERS, PUMPING EQUIPMENT OCCUPIES AN IMPORTANT PLACE IN ITS PRODUCTION NOMENCLATURE

Ключевые слова: герметичные центробежные насосы, жидкостно-кольцевые вакуумные насосы и системы, шестерёнчатые и ротационно-поршневые насосы.

**Маттиас Нестлер,**  
официальный представитель  
Hermetic-Pumpen GmbH  
в России и Таможенном  
Союзе ЕАЭС

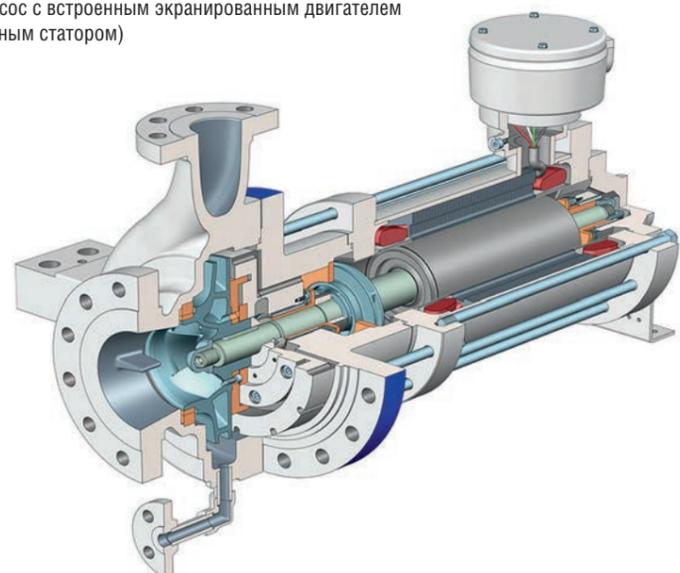
**Виктор Бочаров,**  
ведущий специалист  
по проектам  
Hermetic-Pumpen GmbH

С учетом всё более строгих требований, предъявляемых к охране здоровья и обеспечению техники безопасности, согласно

мировой тенденции, механические торцевые уплотнения во все возрастающей мере заменяются герметичными системами.

Ведущая немецкая компания HERMETIC-Pumpen GmbH, являющаяся мировым лидером в разработке и производстве надежных и экономичных герметичных центробежных насосов, выпускает широкую гамму насосного оборудования для высокоэффективного применения в химической, нефтехимической, нефтегазовой, и другой перерабатывающей промышленности

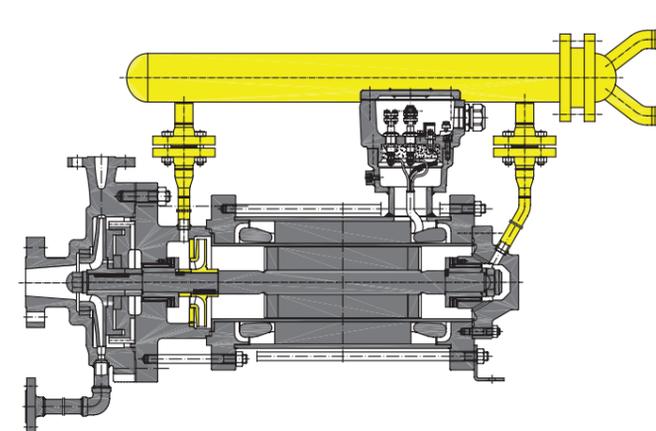
РИС. 1. Насос с встроенным экранированным двигателем (с защищенным статором)



Насосы фирмы HERMETIC – это полностью закрытые циркуляционные насосы без какого-либо уплотнения вала относительно атмосферы, т.е. это бессальниковые насосы без изнашивающихся торцевых уплотнений. Привод их осуществляется электромагнитным путем при помощи так называемого экранированного двигателя.

Сравнивая герметичные насосы разных производителей, следует учитывать целый ряд критериев: степень обеспечения герметичности, безопасность, взрывозащита, простота ремонта, температура перекачиваемой среды, диапазон давлений, КПД, момент запуска, монтаж и требуемая площадь для установки, уровень шумов, затраты на эксплуатацию и безотказность.

РИС. 2. Насосы HERMETIC для применения в условиях высоких температур



Двигатели с охладителем



Двигатели для высоких температур

РИС. 3. Насосы HERMETIC для процессов с высокими давлениями



Среди преимуществ насосов HERMETIC с экранированными двигателями стоит упомянуть такие, как: абсолютная герметичность, что означает полное отсутствие протечек и эмиссии за счет наличия двойного разделительного контура (между рабочей и внешней средой), гарантирующего максимальную безопасность; компактность конструкции, саморегулируемое выравнивание осевого положения ротора, не подверженность износу и самый низкий уровень шумов, благодаря наличию только двух подшипников скольжения, смазываемых самим перекачиваемым продуктом, а также за счет отсутствия быстроизнашивающихся и издающих повышенные шумы шарикоподшипников, муфт и вентиляторов электродвигателя.

Кроме того, выгодной отличительной особенностью этих насосов является простота и

удобство монтажа, технического обслуживания и ремонта, высокая экономичность, наибольший срок наработки на отказ и наименьшие затраты на техобслуживание. Ведь для насосов HERMETIC не требуются никакие торцевые уплотнения, балансировка муфты и вала, инструментари для контроля герметичности, комплексные системы затворного газа и смазки, громоздкие фундаментные плиты с дренажом и всё прочее, усложняющее эксплуатацию и обслуживание оборудования, а также увеличивающее его комплектацию и совокупную стоимость.

Насосы HERMETIC безотказно работают в самых тяжелых условиях эксплуатации, в частности, в диапазонах температур от -160°C до +450°C, при давлении в системе до 120 Мпа и мощности двигателя от 1 до 625 кВт. Благодаря совершенству и герметичности

РИС. 4. API 685 – герметичные бессальниковые насосы с экранированным двигателем



РЕКЛАМА

РИС. 5. Одноступенчатые насосы HERMETIC



РИС. 6. Многоступенчатые насосы HERMETIC



конструкции, отсутствию сальниковых уплотнений, исполнению в соответствии с высокими требованиями международных стандартов и норм EN ISO 22858, ISO 2858 и API 685, насосы HERMETIC обеспечивают высокопроизводительное перекачивание различных сред.

Особенно рекомендуется применение герметичных бессальниковых насосов HERMETIC, когда перекачиваются среды в высокотемпературных процессах (с использованием теплоносителей) и среды в процессах глубокого замораживания. Также при перекачке ядовитых и воспламеняющихся жидкостей, радиоактивных, взрывчатых веществ и канцерогенов.

В нынешних непростых экономических условиях важно снижать издержки производства. Повысить эффективность производства путем сокращения затрат возможно за счет применения прогрессивного оборудования, такого, как герметичные бессальниковые насосы HERMETIC.

Именно насосы HERMETIC зарекомендовали себя наиболее надежными и эффективными в непрерывных процессах по перекачке большинства базовых продуктов нефтегазохимического комплекса и нашли широкое применение на НПЗ, где успешно используются в различных процессах при работе с ароматическими соединениями, при алкилировании, дистилляции, гидроочистке, изомеризации, крекинге и пр.

В зависимости от условий эксплуатации и пожеланий заказчика, насосы HERMETIC могут производиться в одноступенчатом или многоступенчатом, унифицированном или специальном, горизонтальном, вертикальном или погружном исполнении.

Также они могут быть укомплектованы устройствами контроля уровня и температуры перекачиваемой среды, защиты обмотки, осевого смещения и направления вращения вала электродвигателя, а

также и различными другими принадлежностями.

На предприятиях всего мира уже работает порядка 180 000 насосов HERMETIC для эксплуатации в самых тяжелых условиях, в том числе и с точки зрения взрывоопасности и токсичности, при которых утечки перекачиваемой среды совершенно недопустимы.

Таким образом, для соответствующих сложных процессов наиболее эффективно применение герметичных насосов со встроенным электродвигателем по API 685. ●

KEY WORDS: *hermetic centrifugal pumps, liquid ring vacuum pumps and systems, gear and rotary piston pumps.*



121059, Москва, ул. Киевская, д. 7  
+7 495 221 36 73/74  
www.hermetic-pumps.ru  
hermetic@co.ru



# СТРАТЕГИЯ И ТАКТИКА

## Аспекты управления производственными процессами

СОЗДАНИЕ И РАЗВИТИЕ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ И БЕЗОПАСНОСТЬЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, БУДЕТ СПОСОБСТВОВАТЬ ЭФФЕКТИВНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РЕСУРСОВ, ВНЕДРЕНИЮ РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, МОДЕРНИЗАЦИИ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ, СНИЖЕНИЮ РИСКА ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОРИЕНТИРОВАНА НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ. МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МОНИТОРИНГА ПОКАЗАТЕЛЕЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ СПОСОБСТВУЕТ ПЕРЕХОДУ ОТ «ПОСЛЕОТКАЗОВОЙ» СИСТЕМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТОВ К «ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОЙ» ПО ПРОГНОЗНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ НАДЕЖНОСТИ. В СТАТЬЕ ОПИСАНА СИСТЕМА ПРОГНОЗНОГО КОНТРОЛЯ, ФУНКЦИОНИРУЮЩАЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

*CREATION AND DEVELOPMENT OF MODERN PRODUCTION PROCESSES RELIABILITY AND SAFETY MANAGEMENT SYSTEM WILL CONTRIBUTE TO THE EFFICIENT USE OF RESOURCES, IMPLEMENTATION OF RESOURCE-SAVING AND ENVIRONMENTALLY FRIENDLY TECHNOLOGIES, MODERNIZATION OF FIXED CAPITAL ASSETS, REDUCING OF THE RISK OF MAN-CAUSED EMERGENCIES OCCURRENCE. DEVELOPMENT OF A MONITORING SYSTEM USING DOMESTIC TECHNOLOGIES IS FOCUSED ON PROVIDING TECHNOLOGICAL INDEPENDENCE OF THE NATIONAL ECONOMY. METHODOLOGICAL SUPPORT OF PERFORMANCE MONITORING IN REAL TIME FACILITATES THE TRANSITION FROM "AFTERFAILURE" SYSTEM OF MAINTENANCE AND REPAIRS TO THE "PREVENTIVE" ONE USING FORECAST INDICATORS OF RELIABILITY. THE ARTICLE DESCRIBES A PREDICTIVE CONTROL SYSTEM THAT OPERATES IN REAL TIME ALLOWING IMPROVED DECISION MAKING*

Ключевые слова: *управление производственными процессами, мониторинг показателей, система прогнозного контроля.*

**Земенкова М.Ю.,**  
к.т.н.,  
доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов ТюмГНГУ

**Курушина Е.В.,**  
к.э.н.,  
доцент кафедры экономики, организации и управления производством ТюмГНГУ

Согласно Федеральному закону «О промышленной политике в Российской Федерации» (31.12.2014) [1] развитие нефтегазовой отрасли России ориентирована на формирование высокотехнологичной, конкурентоспособной промышленности и обеспечение обороны страны и безопасности государства. Как показывает анализ публикаций и действующей нормативно-правовой базы, основным ориентиром для нефтегазового комплекса на

сегодняшний день является технологическая независимость, надежность и безопасность основных энергетических объектов. Особенности организации, а также постановки целей, задач и выбор методов стратегического управления безопасностью и надежностью в нефтегазотранспортной отрасли России определяют экономические, политические, научно-технические, социальные и другие факторы. В связи с этим к основным задачам промышленной политики России в

энергетической сфере относятся следующие:

- создание и развитие современной промышленной инфраструктуры, соответствующей целям и задачам стратегического планирования на федеральном уровне;
- стимулирование в сфере внедрения результатов интеллектуальной деятельности и освоение производства инновационной промышленной продукции, рационального и эффективного использования ресурсов, внедрения импортозамещающих, ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий;
- поддержка технологического перевооружения субъектов деятельности в сфере промышленности, модернизация основных производственных фондов исходя из темпов, опережающих их старение;
- снижение риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера на объектах промышленной инфраструктуры;
- обеспечение технологической независимости национальной экономики.

### Стратегическое управление

Согласно Энергетической стратегии России до 2030 года [2], важнейшей задачей при

транспортировке нефти и газа является реконструкция объектов трубопроводов, системная организация технологических режимов их работы, сокращение потерь нефти, внедрение автоматизированных систем управления и телемеханики, улучшение технического состояния нефтеперекачивающих агрегатов [1].

Главными стратегическими ориентирами для нефтегазотранспортной системы являются энергетическая и экологическая безопасность, эффективность. При этом особое значение приобретает необходимость совершенствования системы показателей результативности и формирования информационно-аналитического обеспечения системы мониторинга стратегической программы.

Западная Сибирь была и остается на сегодняшний день главной топливно-энергетической базой России, обеспечивающей почти половину валютных поступлений за счет экспорта нефти и газа. Основной объем нефтеставляется на нефтеперерабатывающие заводы по трубопроводам, надежность которых достаточно высока, однако полностью устранить аварии на магистральных трубопроводах практически невозможно. Особенно актуальным этот вопрос становится в настоящее время в условиях сложной международной экономической обстановки в

нефтегазовом секторе и задачах стратегической энергетической политики России.

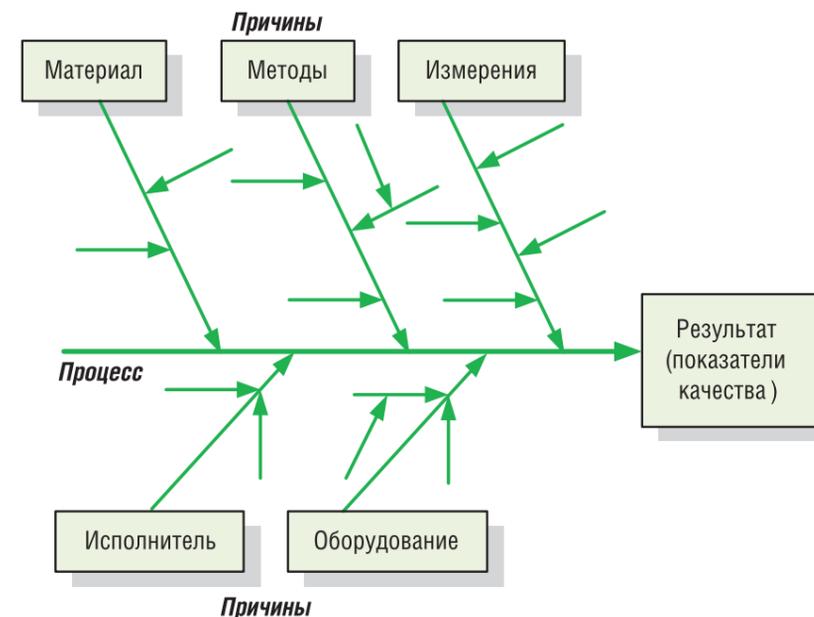
Динамика общего числа аварий по результатам проверок Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору [3], показывает (рис. 1), что в течение 10 лет наблюдается их снижение, осуществляемое за счет совершенствования технологии и автоматизации процесса перекачки нефти, внедрения современных средств телемеханики и активной защиты трубопроводов от коррозии, реформ в области системы технического регулирования. Однако, оценить эффективность системы управления надежностью и безопасностью технологических объектов по данной статистике достаточно сложно, так как структура баз данных, полученная за анализируемый период не позволяет оценить снижение локального показателя удельной аварийности (на единицу транспортируемого продукта, в режимах неполной загрузки транспортных систем, при эксплуатации в различных технологических и природно-климатических условиях, динамики изменения капитальных вложений, роста цен, ввода и действия новых нормативных документов и регламентов и др.).

Поэтому, в настоящее время наиболее приемлемой является стратегия технического обслуживания по результатам:

РИС. 1. Динамика аварийности на объектах магистрального трубопроводного транспорта



РИС. 2. Типовая схема анализа по методу К.Исикавы



а) диагностирования методами неразрушающего контроля; б) мониторинга технологических параметров эксплуатации объектов. Такая практика предусматривает выявление дефектов первоочередного ремонта и участков для реконструкции, оценку остаточного ресурса. В силу специфики применяемых математических моделей и методик такая регистрация параметров по сути является дискретной, так как проводится с периодичностью до нескольких лет. С одной стороны, это приводит к необходимости регулярно проводить реконструкцию линейной части, с другой – разрабатывать до наступления аварий методы и способы, позволяющие в короткий срок оценить тяжесть возможной аварии, прогнозировать время ликвидации и определять и обеспечивать необходимые средства для производства аварийно-восстановительных работ. Однако, все большую актуальность приобретают методики непрерывного он-лайн контроля надежности и безопасности объектов в связи с необходимостью разрабатывать оперативные технологии предупреждения, для которых приоритетными становятся методы мониторинга технологических параметров.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных

объектов» независимо от организационно-правовых форм и форм собственности, организации осуществляющей свою деятельность на территории Российской Федерации, определяет требования прогнозирования и обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов. Закон определяет понятие «промышленная безопасность» как состояние защищенности жизненно-важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий аварий. Важнейшей задачей обеспечения безопасности является не

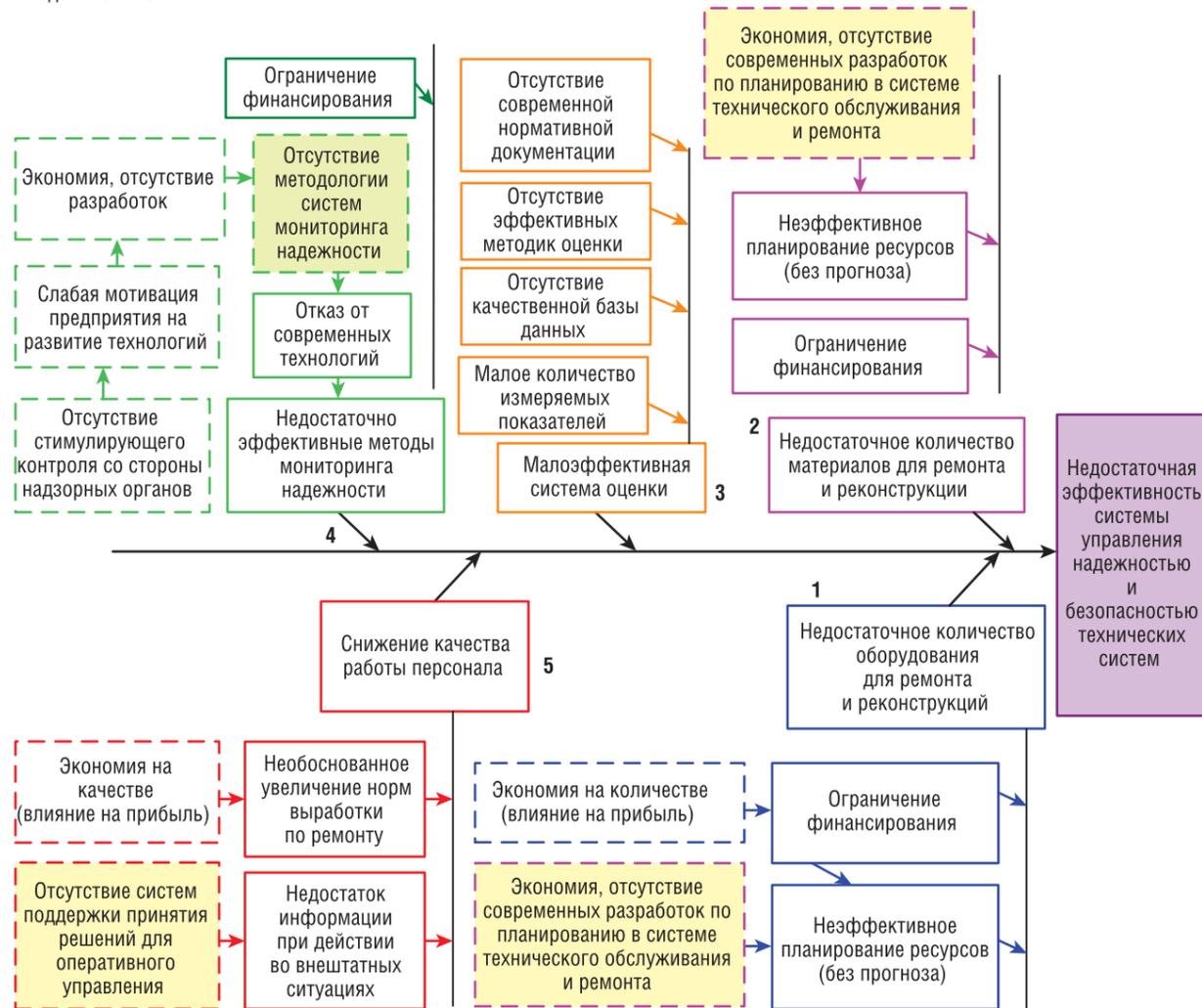
констатация факта возникновения отказа или аварии, а, прежде всего, его предупреждение.

Анализ проблемного поля вопроса целесообразно проводить с применением экспертного анализа по методу К.Исикавы. Причинно-следственная диаграмма К.Исикавы – инструмент, обеспечивающий системный подход к определению фактических причин возникновения проблем при разработке и непрерывном совершенствовании процессов. Цель метода – изучить, отобразить и обеспечить технологию поиска причин рассматриваемой проблемы для эффективного их разрешения. Причинно-следственная диаграмма – это ключ к решению возникающих проблем. Диаграмма позволяет в простой и доступной форме систематизировать все потенциальные причины рассматриваемых проблем, выделить самые существенные и провести поуровневый поиск первопричины. В соответствии с известным принципом Парето, в итоге среди множества потенциальных причин (причинных факторов), порождающих проблемы (следствие), лишь две-три являются наиболее значимыми и подлежат устранению. Для поиска ключевых проблем осуществляется:

- сбор и систематизация всех причин, прямо или косвенно влияющих на исследуемую проблему;
- группировка этих причин по смысловым и причинно-следственным блокам;



РИС. 3. Построение диаграммы К.Исикавы для анализа потенциальных проблем и причин в системе обеспечения безопасности и надежности ТС



- ранжирование их внутри каждого блока;
- анализ результатов.

Исследуемая проблема записывается с правой стороны в середине диаграммы и заключается в рамку, к которой слева подходит основная горизонтальная стрелка – «хребет» (диаграмму К. Исикавы из-за внешнего вида часто называют «рыбьим скелетом»).

В качестве примера, рассмотрим диаграмму К. Исикавы по оценке проблемного поля в системе управления безопасностью и надежностью технологических объектов при трубопроводном транспорте (рис. 3), полученную по результатам опроса более 40 экспертов и ранжирования. Основным принципом построения диаграммы позволил сформировать 5 основных блоков потенциальных проблем, которые могут повлиять

- на эффективность системы управления:
- недостаточное количество оборудования для мероприятий технического обслуживания, ремонта и реконструкции;
  - недостаточное количество материалов для мероприятий технического обслуживания, ремонта и реконструкции;
  - недостаточно эффективная система оценки безопасности и надежности;
  - малоэффективные методы мониторинга безопасности и надежности;
  - снижение эффективности работы персонала.

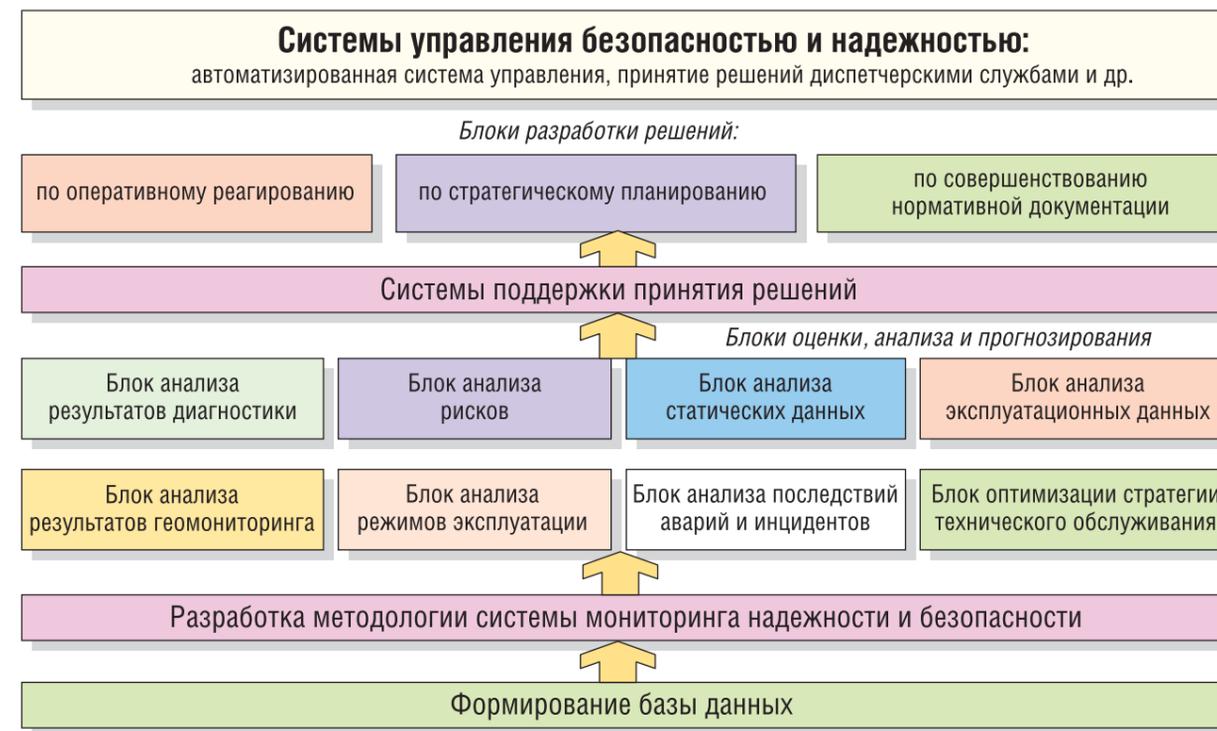
Кроме того, во всех блоках присутствуют группы причин – «ограничение финансирования», «экономия» – естественные причины, устраняемые на уровне

экономического планирования на предприятии и принятия решений руководством конкретной компании.

Согласно системе вертикальных иерархий целей и по результатам анализа проблемного поля несложно установить, что разработка современной системы оценки и разработка концепции системы мониторинга будут являться комплементарными целями следующего уровня.

Анализ системы целей с использованием «фильтра» позволяет исключить как вторичные по приоритетам и неустранимые на данном уровне исследований конфликтующие антагонистические условия – необходимость в экономии и ограничении в финансировании (ФЗ «О промышленной безопасности» и др.), предполагая, что выполнение требований федеральных законов и

РИС. 4. Функциональная структура системы многоуровневого модульного геотехнического мониторинга ТС (трубопроводной системы)



обеспечение безопасности является задачей первого приоритета. Кроме того, стоит учесть, что данные условия будут являться сдерживающими и корректировать этапы решения проблем.

Вопросы нормативного государственного технического регулирования являются политическим фактором и в настоящее время решаются путем внедрения новых технологических регламентов, стандартов и требований.

Таким образом, управляемыми являются факторы в научно-технической сфере, устранение которых связано с разработкой:

- современных методов и технологий по планированию в системе технического обслуживания и ремонта;
- методологии и создание систем поддержки принятия решений для оперативного управления безопасностью и надежностью;
- методологии систем мониторинга надежности.

Следовательно, первоочередному решению подлежат проблемы, связанные с созданием встроенной системы онлайн-мониторинга и разработкой современной системы оценки

надежности и безопасности. Причем стоит отметить, что разработка таких систем необходима как эксплуатирующим предприятиям, так и государственным надзорным органам в сфере технологической и экологической безопасности.

Предметом стратегического управления в целях обеспечения энергетической безопасности нефтегазотранспортной системы является создание системы мониторинга надежности и безопасности объектов, позволяющей осуществлять прогнозирование показателей в краткосрочном и долгосрочном планировании, а главное – повысить эффективность стратегии технического обслуживания и мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций на объектах (рис. 4). Такая система представляет собой долгосрочный инфраструктурный проект с поэтапным внедрением. Методологическое обеспечение для контроля технических систем объектов транспорта и хранения углеводородов формируется с использованием методов системного анализа надежности. В настоящее время на некоторых нефтегазотранспортных предприятиях используются системы

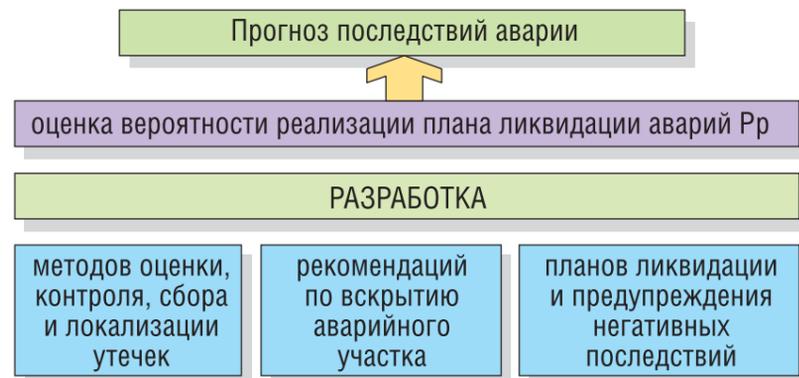
мониторинга и отдельные блоки и модули импортного производства. Обслуживание таких систем весьма дорогостоящее и зависит от экономической ситуации на валютном рынке и политической ситуации. Важное значение имеет тот факт, что такая система должна быть отечественного производства, максимально объективна и оперативна, независима от иностранных компаний-производителей, особенно при реализации стратегии импортозамещения в России.

Таким образом, основная цель верхнего уровня управления может быть сформулирована следующим образом – повышение эффективности мониторинга технических систем объектов транспорта и хранения нефти с использованием методов системного анализа и прогнозирования показателей надежности и безопасности.

### Оперативное управление

Вопрос оперативного прогнозирования и реагирования в штатных ситуациях является актуальным при управлении безопасностью и надежностью при трубопроводном транспорте

РИС. 5. Этапы прогнозирования последствий аварий при разливе нефти



углеводородов. Особую важность принимает разработка систем поддержки принятия решений, позволяющая специалисту или автоматизированной системе принимать решения по оперативному управлению объектами или процессами в нештатных ситуациях. Практика показывает, что даже регламентированные нормативными документами штатные ситуации в ряде случаев содержат неоднозначные алгоритмы действия, требующие дополнительной уточняющей информации для принятия специалистом эффективного решения по управлению.

Последствия аварий и инцидентов на трубопроводах продолжают обострять экологические проблемы. При анализе аварийных ситуаций или прогнозе риска целесообразно использовать системный подход (рис. 4, 5), рассматривая каждую из них как сложную систему, где многие входящие в нее факторы (продолжительность ремонтно-восстановительного периода, природные и метеорологические условия, характер повреждения, режим перекачки, объем выбросов и др.) являются взаимозависимыми в силу быстрой диссипации массообменных переходов и антропогенных процессов.

Область применения экспертных расчетов объемов утечек и выбросов углеводородов при их трубопроводном транспорте весьма широка. Из типовых задач, решаемых экспертами различного уровня, необходимо отметить следующие:

- оценка и прогнозирование показателей надежности и безопасности;

- оценка вероятности возникновения аварий различных типов;
- оценка возможных сроков ликвидации последствий аварии;
- оценка степени опасности выброса с учетом его объема и токсичности и физико-химических свойств;
- прогнозирование последствий аварии;
- составление перечня возможных событий при распространении утечки и выброса;
- определение наиболее вероятных интервалов времени между отказами;
- определение достоверности результатов экспертизы и создание банка информации;
- расчет финансовых, материальных и трудовых ресурсов и их минимизация и т.д.

Например, прогнозирование последствий аварий должно быть основано на показателях надежности, в частности ремонтнопригодности, так как

время ликвидации аварийных разливов является функцией как вероятностной, так и детерминированной. При этом методика планирования работ и прогнозирования последствий аварии должна учитывать (рис. 5) оценку вероятности реализации плановых мероприятий по различным причинам.

Так, показатель ремонтнопригодности для объектов магистрального нефтепровода – среднее время среднее время внепланового (аварийного) восстановления (ремонта)  $\bar{T}_B$ , согласно статистическим данным по действующей нормативной документации, оценивается по формуле (1):

$$\bar{T}_{восст} = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^r t_{восст i}, \quad (1)$$

$r$  – число отказов, произошедших за период наблюдений  $t$ ;

$t_{vi}$  – продолжительность восстановления после  $i$ -го отказа

Нормативное время восстановления  $T_{i(норм)}$  для каждой  $i$ -ой аварии целесообразно оценивать по формуле в условии возникновения штатных ситуаций

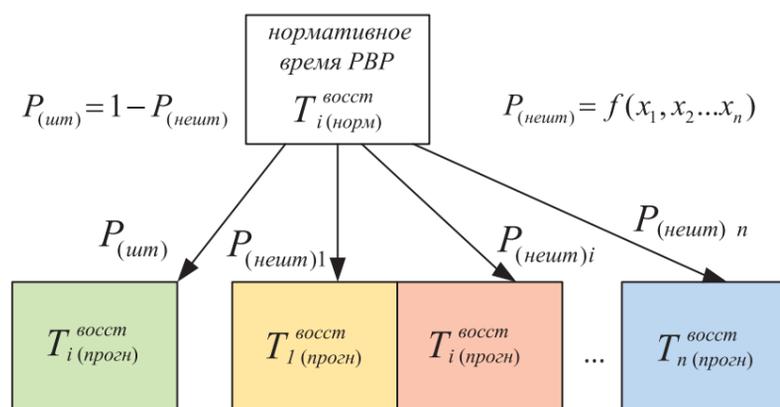
$$T_{норм}^{восст} = \sum_{i=1}^n T_{i(штат)}^{восст} P_{штат i}$$

Прогнозируемое время восстановления в целом и для каждой  $i$ -ой аварии  $T_{i(прогн)}$  авторами предлагается оценивать из условия (рис. 6):

$$T_{прогн}^{восст} = \sum_{i=1}^n T_{i(прогн)}^{восст} P_{штат i} + \sum_{i=1}^n T_{i(прогн)}^{восст} P_{штат i} \quad (2)$$

где  $P_{штат i}$  – вероятность возникновения нештатной ситуации  $i$ -го типа при проведении ремонтных работ.

РИС. 6. Диаграмма состояний при восстановлении системы с учетом затраченного времени



В свою очередь вероятность возникновения нештатной ситуации  $P_{штат}$  определяется по формуле:

$$P_{штат} = 1 - P_{норм}, \quad (3)$$

$P_{норм}$  – вероятность возникновения нормативных условий для проведения ремонтно-восстановительных работ.

Вероятность  $P_{норм}$  можно оценить статистическим методом, однако, условия ликвидации аварий могут существенно отличаться друг от друга, что делает погрешность расчетов неоправданно высокой.

Для оценки вероятностей возникновения нештатных ситуаций целесообразно установить многофакторную модель для оценки вероятности  $P_{штат}$  с применением детерминированных составляющих:

$$P_{штат} = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (4)$$

где  $x_1, x_2, \dots, x_n$  – факторы, определяющие возможность проведения восстановительных работ (технологические, метеорологические, экономические, политические и т.д.).

Определение вероятности нештатных ситуаций является сложной вероятностно-статистической задачей с элементами комбинаторики, физики, промышленно-технологического анализа, однако необходимо для обеспечения надежности и безопасности объектов.

Таким образом, создание и развитие современной системы управления надежностью и безопасностью производственных процессов, основанной на

методологической базе оценки и прогнозирования показателей будет способствовать решению задач рационального и эффективного использования ресурсов, внедрения импортозамещающих, ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий, модернизации основных производственных фондов, снижению риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера. Разработка системы мониторинга с применением отечественных технологий ориентировано на обеспечение технологической независимости национальной экономики. Методологическое обеспечение мониторинга показателей в режиме реального времени, в том числе комплекс математических моделей и методов прогнозирования для систем поддержки принятия решений, способствует переходу от «послеотказовой» системы обслуживания и ремонтов к «предупредительной» по прогнозным показателям надежности.

Разработанная система прогнозного контроля, функционирующая в режиме реального времени, позволит повысить эффективность принятия решений по обеспечению надежности объектов и повысить уровень социальной и экологической безопасности системы. ●

Литература

1. Федеральный закон от 31.12.2014 N 488-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О промышленной политике в Российской Федерации».
2. Энергетическая стратегия России до 2030 года от 13 ноября 2009 года N 1715-р.

3. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/) Дата обр. 22.02.2016.
4. Костров В.А., Земенкова М.Ю., Соколов С.М., Чекардовский С.М., Рябков А.В. Разработка экспертной системы оценки показателей надежности оборудования трубопроводного транспорта углеводородов // Фундаментальные исследования. – Пенза: Издательский Дом «Академия Естественных наук», №10, 2015. – С. 274–278.
5. Земенкова М.Ю., Маркова Л.М., Закирзаков А.Г. Методология прогнозирования и контроля надежности трубопроводных систем // В сборнике: Интерстроймех-2005: Сборник трудов международной научно-технической конференции. – Томск: ТомГНГУ, 2005. – С. 106–108.
6. Певзнер Л.Д. Теория систем управления. – СПб.: Изд-во «Лань», 2013. – 424с.
7. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и газа: учебник // Шаммазов А.М., Мастобаев Б.Н., Сощенко А.Е., Коробков Г.Е., Писаревский В.М. – Санкт-Петербург: Недра, 2009 – 511с.
8. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Коробков Г.Е. Разработка метода расчета напряженно-деформированного состояния газопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях // Нефтегазовое дело, 2004. – № 2. – С. 119.
9. Земенков Ю.Д., Курушина В.А. Закономерности инновационно-циклического развития трубопроводного транспорта углеводородов России // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. №53. С. 85–98.
10. Земенков Ю.Д. Повышение безопасности эксплуатации линейных участков магистральных газопроводов // Ю.Д. Земенков, С.М. Дудин, Г.В. Бахмат // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – Москва: ВНИИСТ, 2012. – №5 – с. 36–39.

KEY WORDS: the management of production processes, monitoring indicators system predictive control.



# НАСОСЫ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА

Добыча и переработка



РЕКЛАМА

Компания Вепуко ПАНКЕ ГмБХ, основанная в 1932 году, является семейным, хорошо известным производителем трехплунжерных насосов для нефтяной и газовой промышленности. Наша компания поставляет насосы со свободным концом вала, а также полностью укомплектованные агрегаты с приводом, трубопроводом и контрольно-измерительной аппаратурой для давления нагнетания до 1000 бар и подачи до 4000 л/мин. Наши гидравлические насосы серии DP соответствуют сертификату ГОСТ-TP, сертификату PTH, API674, DIN EN ISO 13710 и другим стандартам.

Объемные насосы имеют преимущества по сравнению с центробежными – увеличенный КПД примерно в 2 раза, простоту обслуживания и ремонта. Наши насосы находятся в эксплуатации на нефтяных платформах в суровых зимних условиях Сибири, и в пустынях Алжира и Ливии. Они работают в непрерывном режиме 24 часа в сутки и во многих случаях 365 дней в году, на морских и береговых установках.

## ПРИМЕРЫ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ



Ректификация и интенсификация притока в скважину

**Заказчик:** Petrobras

**Место применения:** Бразилия, плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти

**Тип насоса:** DP 212



Нагнетание технической воды

**Заказчик:** Татнефть

**Место применения:** Россия, береговое нефтяное месторождение

**Тип насоса:** DP 410-125



Бутановая фракция

**Заказчик:** Ванкорнефть

**Место применения:** Россия, береговое нефтяное месторождение

**Тип насоса:** DP 212



Обслуживание скважин

**Заказчик:** Petrobras

**Место применения:** Бразилия, плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти

**Тип насоса:** DP 532-250



Циркуляция гликоля для обработки газа

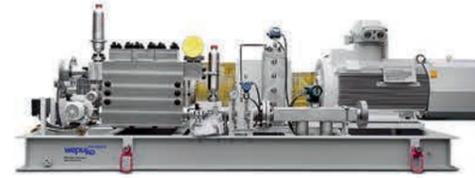
**Заказчик:** GDF Suez

**Место применения:** Франция

**Тип насоса:** DP 403-035

**Примечание:** Компактная конструкция

Нагнетание конденсата углеводорода



**Заказчик:** Башнефть

**Место применения:** Россия, береговое нефтяное месторождение за северным полярным кругом.

**Тип насоса:** DP 410-125



Нагнетание метанола / этанола

**Заказчик:** Statoil

**Место применения:** Норвегия, нефтяная платформа

**Тип насоса:** DP 408-100

Каждый насосный агрегат разработан с учётом удовлетворения требований клиентов по эксплуатационным качествам оборудования, удобству при монтаже и простоте обслуживания.

Для исключения непредвиденных простоев оборудования, которые могут повлечь огромные потери, мы удовлетворяем требования наших клиентов по бесперебойной работе насосных агрегатов, что особенно важно для оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Изготовленное нами оборудование адаптировано под каждую конкретную ситуацию, условия размещения и установки.

Высокое давление, создаваемое оборудованием, простота обслуживания и поставляемая система управления являются лишь частью общих требований, выставляемых нашими клиентами.

Кроме этих общих требований, мы учитываем и конкретные особые требования к оборудованию наших клиентов и обеспечиваем их необходимой документацией. **Мы не только разрабатываем, изготавливаем и продаем насосное оборудование, но и предлагаем комплексные решения!**

Благодаря нашей хорошо развитой системе управления проектами, мы тесно работаем с клиентами от начала анализа проекта, его разработки, этапа изготовления оборудования и его монтажа на месте эксплуатации. Наша сеть информирования о продажах по всему миру дает возможность решить любые задачи наших клиентов.

Наши клиенты могут также рассчитывать на нашу хорошо структурированную послепродажную организацию и возможность поставки запасных частей в течение всего срока эксплуатации оборудования более 40 лет.

**Посетите нас на выставке "Нефтегаз-2016" с 18 по 21 апреля 2016, Экспоцентр Москва Павильон №2, стенд 21В13 (на площадке Made in Germany).**

По всем вопросам, обращайтесь к нам по следующим адресам:

Контакт в странах СНГ:	Контакт фирмы-производителя:
<b>ООО "Вепуко ПАНКЕ Трейдинг"</b> 1-й Можайский тупик, д. 8А, строение 1 121059, г. Москва, РОССИЯ  <a href="http://www.wepuko.ru">www.wepuko.ru</a> <a href="mailto:info@wepukopahnke.ru">info@wepukopahnke.ru</a> Тел. +7 (499) 240-25-37 Факс +7 (499) 240-25-37	<b>Wepuko Pahnke GmbH</b> Max-Planck-Str. 10 72555 Metzingen, GERMANY  <a href="http://www.wepuko.de">www.wepuko.de</a> <a href="mailto:wepuko@wepuko.de">wepuko@wepuko.de</a> Tel. +49 7123 1805-0 Fax +49 7123 41231

ООО «ТрансЛогистик» — компания с многолетним опытом организации перевозок грузов по всему миру различными видами транспорта: автомобильным, воздушным, железнодорожным и морским

- ✓ Отправка грузов в Крым, Симферополь, Севастополь и др. города
- ✓ Страхование грузов, 0,1% от стоимости груза
- ✓ Мультимодальные перевозки

Наши филиалы работают в городах:



Пермь  
Елабуга  
Екатеринбург  
Тюмень  
Уфа  
Челябинск

Новосибирск  
Чехов  
Тверь  
Казань  
Санкт-Петербург  
Краснодар

- Перевозки грузов полными фурами 20 т. По России, СНГ и Европе
- Междугородние и международные грузоперевозки автомобильным транспортом
- Доставка сборных грузов по России и Европе
- Экспедирование, охрана и сопровождение грузов
- Ответственное хранение на складах компании ООО «ТрансЛогистик»
- Полный спектр логистических услуг
- Перевозки негабаритных грузов по России

Собственный подвижной состав «ТрансЛогистик» — более 100 единиц автопоездов в составе седельных тягачей SCANIA и тентовых полуприцепов Kogel с объемом загрузки 90 м<sup>3</sup>

# ВИБРАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ

ВИБРАЦИЯ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ В ОБЩЕМ СЛУЧАЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ СЛОЖНЕЙШИЙ ПРОЦЕСС, КОТОРЫЙ МАТЕМАТИЧЕСКИ ОПИСАТЬ ДОСТАТОЧНО НЕПРОСТО. ВРЕДНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ВИБРАЦИИ МАШИН ВЫРАЖАЕТСЯ В СНИЖЕНИИ ИХ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ, ВНЕПЛАНОВЫХ РЕМОНТАХ, СОЗДАНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, НАРУШЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА. НАДЕЖНОСТЬ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ, КАК РАЗНОВИДНОСТИ ДИНАМИЧЕСКИХ МАШИН, ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ В ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ МЕРЕ ИХ ВИБРАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ. НИЗКИЙ И СТАБИЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ВИБРАЦИИ, ОТСУТСТВИЕ РЕЗОНАНСНЫХ И АВТОКОЛЕБАТЕЛЬНЫХ ЯВЛЕНИЙ ВО ВСЕМ ДИАПАЗОНЕ РАБОЧИХ РЕЖИМОВ ГАРАНТИРУЕТ ТРЕБУЕМЫЕ НАДЕЖНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ. ПО СТАТИСТИКЕ, ПО ПРИЧИНЕ ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ ПРОИСХОДИТ БОЛЕЕ 60% ОТКАЗОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ. КАКОВЫ ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ВИБРАЦИИ И КАК МОЖНО ИЗБЕЖАТЬ НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ?

*VIBRATION OF MACHINES AND MECHANISMS, IN GENERAL, IS A VERY COMPLICATED PROCESS WHICH IS QUITE DIFFICULT TO DESCRIBE MATHEMATICALLY. HARMFUL EFFECT OF MACHINE VIBRATION IS EXPRESSED IN THE REDUCTION OF THEIR RELIABILITY AND DURABILITY, UNSCHEDULED REPAIRS, OCCURRENCE OF EMERGENCIES, DISTURBANCE OF PROCESS CONDITIONS. RELIABILITY OF THE CENTRIFUGAL-TYPE PUMPS AS A KIND OF DYNAMIC MACHINES IS CONSIDERABLY DETERMINED BY THEIR VIBRATIONAL RELIABILITY. LOW AND STABLE LEVEL OF VIBRATION, ABSENCE OF RESONANCE AND SELF-OSCILLATORY PHENOMENA THROUGHOUT THE RANGE OF OPERATING CONDITIONS ENSURES THE REQUIRED RELIABILITY AND DURABILITY. ACCORDING TO STATISTICS, MORE THAN 60% OF THE CENTRIFUGAL-TYPE PUMPS FAILURES IN OIL REFINING OCCUR DUE TO INCREASED VIBRATION. WHAT ARE THE MAIN SOURCES OF VIBRATION AND HOW TO AVOID ITS ADHERES EFFECTS?*

Ключевые слова: насосное оборудование, вибрационная надежность, нефтеперерабатывающий завод.



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

Вибрация – враг любой техники. Вибрация (лат. vibratio – колебание, дрожание) возникает в самых разнообразных технических устройствах вследствие их несовершенства, неправильной эксплуатации или внешних условий. Вибрация машин и механизмов в общем случае представляет собой сложный процесс, который математически описать достаточно непросто. Вредное воздействие вибрации машин выражается в снижении их надежности и долговечности, внеплановых ремонтах, создании аварийных ситуаций, нарушении технологического режима. В соответствии с ГОСТ 27.002-89 надежность – это «... свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значение всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах эксплуатации». Надежность центробежных насосов, как разновидности динамических машин, определяется в значительной мере их вибрационной надежностью. Общая вибрационная надежность любой машины является важнейшей её эксплуатационной характеристикой. Низкий и

стабильный уровень вибрации, отсутствие резонансных и автоколебательных явлений во всем диапазоне рабочих режимов гарантирует требуемые надежность и долговечность. По статистическим данным, по причине повышенной вибрации происходит более 60% отказов центробежных насосов в нефтепереработке.

В современных экономических условиях одним из основных способов повышения рентабельности постоянно действующих предприятий с непрерывным циклом производства, например, нефтеперерабатывающих, является снижение затрат на эксплуатацию насосно-компрессорного оборудования (НКО). А в каждом НПЗ или ГПЗ стран СНГ находится в эксплуатации от 1500 до 3500 центробежных насосов различных типоразмеров, поэтому вопрос обеспечения эксплуатационной надежности их работы достаточно злободневный.

Фактическое техническое состояние динамических насосов определяется по результатам анализа измеренных параметров и характеристик вибрации. Это объясняется следующим:

УДК 62-2

Во-первых, величины вибрации являются в настоящее время одним из основных показателей качества и надежности динамических машин, критерием уровня их проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации.

Во-вторых, вибрационные параметры и характеристики отражают динамическое состояние насосного агрегата и информативны благодаря чувствительности вибрационных сигналов к наиболее характерным типам неисправностей.

В-третьих, вибрационные параметры и характеристики доступны для аппаратурного измерения и анализа.

В-четвертых, проведение вибродиагностических обследований не требует значительных временных затрат и вмешательства в технологический режим работы установки.

В качестве величины, достаточно полно характеризующей вибрационное состояние динамической машины, используется значение интенсивности вибрации. Эта величина определяется как среднее квадратическое значение виброскорости в диапазоне частот от 10 Гц до 1000 Гц. В центробежных насосах контроль вибрации производится на корпусах подшипниковых опор в двух взаимно перпендикулярных поперечных и осевых направлениях по отношению к оси вала. Для разработки количественных норм вибрации

РИС. 1. Нормы вибрации центробежных насосов

Нормы вибрации по ISO 10816				
Виброскорость, мм/с	Класс I (малые машины)	Класс II (средние машины)	Класс III (крупные машины на жестком фундаменте)	Класс IV (крупные машины на нежестком фундаменте)
0.28				
0.45		хорошо		
0.71				
1.12				
1.80				
2.80		удовлетворительно		
4.50				
7.10		неудовлетворительно		
11.20				
18.00				
28.00		неприемлемо		
45.00				

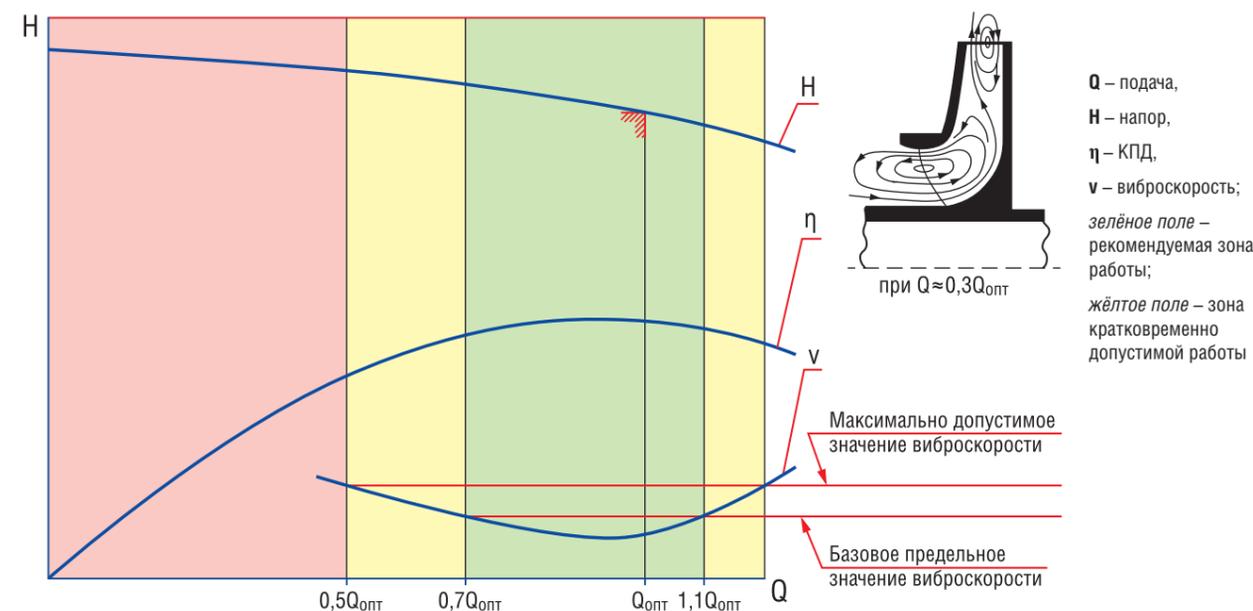
стандартами предусмотрены классы интенсивности вибрации в диапазоне значений (0,11 – 71,0) мм/с в соотношении соседних граничных значений – 1,6. Для центробежных насосов нормы вибрации установлены стандартом ISO 10816, значения которых приведены на рис. 1.

В стандарте ISO 13709:2003/API 610 зона работы центробежных насосов с точки зрения вибрации разбита на предпочтительную и допустимую, приведенные на рис. 2. Назначаются нормы вибрации для предпочтительной рабочей

зоны, а за её пределами, но в пределах допустимой рабочей зоны допускается увеличение уровней вибрации на 30%.

По своей природе источники вибрационных возмущений в центробежных насосах могут быть механического, гидродинамического, аэродинамического и электромагнитного происхождения. Одним из основных источников вибрации механического происхождения является неуравновешенность ротора (дисбаланс), обусловленная

РИС. 2. Взаимосвязь между расходом и вибрацией по ISO 13709:2003/API 610



несовпадением главной оси инерции ротора с осью вращения. Вибрация, вызванная неуравновешенностью ротора, проявляется на его частоте вращения, так называемой оборотной частоте  $f_0$ .

Вторым характерным источником вибрации механического происхождения является расцентровка роторов насоса и привода. При расцентровке роторов агрегата на полумуфтах возникают силовые воздействия, которые вызывают изгибы сопрягаемых роторов и воспринимаются подшипниковыми опорами. Вибрация, вызванная расцентровкой роторов, проявляется также на оборотной частоте  $f_0$ .

Менее характерным источником вибрации механического происхождения могут быть соединительные муфты – зубчатые, втулочно-пальцевые и др. При дефектах или износе элементов муфты на полумуфтах роторов появляются радиальные неуравновешенные силы, вращающиеся вместе с ротором. Они деформируют роторы, воспринимаются подшипниковыми опорами и приводят к возникновению вибрации на оборотной частоте  $f_0$ .

Интенсивным источником вибрации центробежных насосов являются подшипники качения. Даже идеально изготовленный подшипник качения является источником колебаний из-за упругих деформаций деталей, проскальзывания тел качения в местах контакта с кольцами, неправильным монтажом. Колебания, вызванные подшипниками качения, проявляются в широкой области – от десятков до десятков тысяч Гц. Наиболее энергоёмкие колебания сосредоточены в диапазоне от оборотной частоты до 3000 Гц.

Подшипники скольжения в вибрационном отношении менее активны, чем подшипники качения. Причина вибрации в них – неравномерная смазка поверхностей шейки вала и рабочей поверхности подшипника, вызывающая силы трения между этими поверхностями. В результате может возникать контакт этих поверхностей и, как следствие, скачкообразное движение шейки вала. Такие колебания происходят на субгармониках частоты

вращения  $1/2f_0$  или  $1/3f_0$ . Иногда в подшипниках скольжения возникает прецессия вала под влиянием вихревой смазки. Вибрация при прецессии вала проявляется на приблизительно половинной частоте вращения вала  $(0,42 - 0,48) f_0$ .

Гидродинамическая неуравновешенность, как и механическая, также проявляется на оборотной частоте  $f_0$ . Она обусловлена геометрическими различиями каналов рабочих колес (РК), из-за чего имеет место различное их заполнение перекачиваемой жидкостью. Неравномерное заполнение каналов приводит к несовпадению центра массы жидкости в РК с осью его вращения. Действие динамических составляющих радиальных и осевых сил, действующих на ротор насоса от неравномерности распределения давления в проточной части насоса, особенно проявляется при работе на частичных подачах – в режиме развитых обратных токов на входе в РК (см. рис. 2). В этом случае мощные пульсационные явления от вращающегося постоянно изменяющегося локализованного вихря на входе в РК вызывают сложные колебания как на оборотной частоте, так и на лопаточной –  $Z_1 \times f_0$  и их гармониках.

Одним из наиболее интенсивных и опасных источников колебаний гидродинамического происхождения являются гидродинамические силы, вызванные неоднородностью потока на выходе из РК. При пересечении таким неоднородным потоком языка спирального отвода или лопаток лопаточного отвода возникают импульсные колебания, которые проявляются на частоте  $Z_1 \times f_0$ , так называемой лопаточной частоте, где  $Z_1$  – количество лопастей в РК.

Многочисленные исследования, выполненные во многих предприятиях стран СНГ, в настоящее время позволяют на стадии проектирования определить оптимальные соотношения количества лопастей рабочего колеса  $Z_{рк}$  и числа лопаток лопаточного отвода  $Z_{ло}$  для различных размеров рабочих органов с целью обеспечения отсутствия вибрации на лопаточной частоте.

Специфическим источником гидродинамических колебаний является кавитация, которая возникает при недостаточном кавитационном запасе системы.

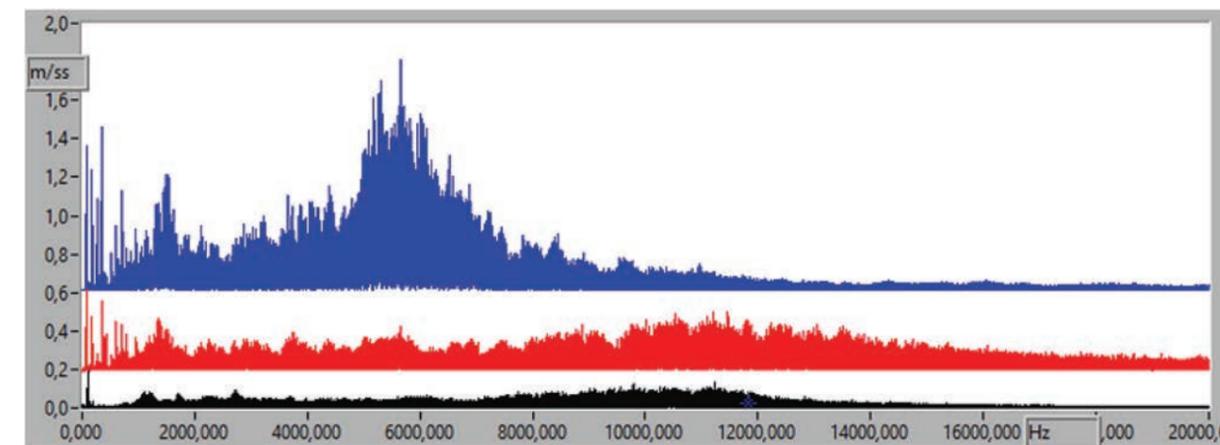
Разрыв сплошности потока кавитационными кавернами с последующим их интенсивным захлопыванием сопровождается образованием ударных волн. Кавитационные явления сопровождаются повышенным шумом и вибрацией, которая проявляется в диапазоне частот от 1000 Гц до 20000 Гц.

Источником вибрации электромагнитного происхождения являются силы, возникающие в воздушном зазоре между ротором и статором электродвигателя. Значение этих сил зависит от величины упомянутого зазора, его концентричности, количества полюсов и пазов в роторе и статоре. Колебания от электромагнитных источников проявляются в диапазоне частот от 800 до 2000 Гц.

Все приведенные выше параметры и характеристики вибрации, а также другие параметры работы насоса фиксируются и расшифровываются современными системами мониторинга при условии оснащении насосного агрегата соответствующими датчиками и КИП. Для выполнения вибродиагностики на корпусах подшипников насоса и электродвигателя предусмотрены места для крепления вибродатчиков. Типоразмеры вибродатчиков определяет поставщик эксплуатирующей в производственном комплексе системы вибромониторинга.

На вибродинамические характеристики насосных агрегатов существенное влияние оказывают качество подшипников качения и тип применяемых соединительных муфт. В последнее время в насосах и электродвигателях находят все более широкое применение подшипники качения компаний SKF, INA FAG, достаточно надежно зарекомендовавшие себя в тяжелых эксплуатационных условиях НПЗ. Из всех видов соединительных муфт наиболее благоприятными в вибродинамическом отношении являются упругие (полужесткие) муфты, например, типа МП (муфты пластинчатые) производства ФГПУ «ПО Севмаш», типа МУП (муфты упругие пластинчатые), или МК (муфты компенсирующие), или МСК (муфты соединительные компенсирующие) сумских производств ОАО «ВНИИАЭН», НПП «НАСОСТЕХКОМПЛЕКТ» и ООО «ТРИЗ». Муфты типа МП, МУП, МК и МСК считаются «виброгасящими»,

РИС. 3. Насосные агрегаты поз. Н-4 и поз. Н-8; верхняя часть улитки насоса, вертикальное направление. Насосы полностью нагружены. Давление во всасывающей магистрали минус 2 метра водного столба. Б) Спектр виброускорения



так как по своим техническим характеристикам допускают при длительной эксплуатации радиальное смещение валов до 1,5 мм, взаимное биение торцов полумуфт до 3,5 мм, взаимное осевое смещение валов до  $\pm 3,5$  мм и в этом их преимущество перед всеми остальными типами. Но пластинчатые муфты обладают ярко выраженной нелинейностью жесткостных характеристик, определение которых расчетным путем весьма затруднительно. Стандарт API 671 требует определения жесткостных свойств и собственных частот осевых колебаний проставок пластинчатых муфт путем специальных испытаний. Поэтому характеристики осевой жесткости всех типоразмеров муфт должны экспериментально определяться на специальном стенде.

С постановкой задачи проведения ремонтов НКО по фактическому техническому состоянию взамен плановых средних и капитальных ремонтов выявилась необходимость непрерывного получения информации о состоянии оборудования от стационарных приборов и устройств. Обеспечение наблюдаемости технического состояния производственного комплекса осуществляется путем мониторинга – наблюдением за техническим состоянием объектов мониторинга (ОМ) с целью определения фактического состояния каждого и предсказания момента перехода в предельное состояние. Результат мониторинга представляет собой совокупность диагнозов ОМ, получаемых в одно и то же время, в течение которого

состояние ОМ существенно не меняется. Для диагностики и мониторинга технического состояния динамического оборудования используются различные отечественные и зарубежные технические средства. На многих НПЗ в последнее время получила широкое применение и признание система «КОМПАКСР», созданная в НПЦ «Динамика» (г. Омск). Применительно к насосному оборудованию эта система в автоматизированном режиме производит оценку технического состояния каждого объекта по параметрам вибрации подшипников агрегата, температуре подшипников и торцовых уплотнений, утечке из концевых уплотнений вала, давлению на входе и выходе, подаче, потребляемому току электродвигателем. Система обеспечивает визуальное отображение текущего технического состояния цветовыми пиктограммами: зеленый цвет – «Допустимо»; желтый – состояние «Требуется принятия мер»; красный – «Недопустимо». Система также выдает предупреждения персоналу посредством речевого сообщения и рекомендаций по ближайшим неотложным действиям, которые необходимо провести для обеспечения безаварийной эксплуатации оборудования. Все измеряемые системой параметры накапливаются в базах данных за различные временные интервалы: 12 часов, 4 и 10 суток, 1 год, 9 лет.

Система «КОМПАКСР» обеспечивает надежное диагностирование дефектов подшипников, нарушение режимов

смазки, наличие кавитационных режимов работы насосов, нарушение центровки роторов и балансировки вращающихся частей, ослабление крепления насосов и электродвигателей, отказов торцовых уплотнений. Статистика показывает, что около 70% отказов торцовых уплотнений вызвано повышенным уровнем вибрации насосов и электродвигателей. Анализ статистики отказов показал, что благодаря системе «КОМПАКСР» более чем в 12 раз снизилось число внезапных отказов, более чем в 4 раза сократилось количество ремонтных работ. Произошло перераспределение объемов ремонтов от капитальных и средних в сторону текущих ремонтов и текущего обслуживания.

Начальное вибрационное состояние насосного агрегата определяется при его статочных испытаниях на предприятии-изготовителе в соответствии с требованиями ISO 13709:2003/ API 610. Полученные значения виброскорости, виброускорения или виброперемещения в местах измерения на корпусах подшипников насоса и приводного электродвигателя заносятся в паспорт насосного агрегата. Эти значения являются исходными для системы мониторинга в дальнейшей эксплуатации.

Для примера на рис. 3 приведены результаты вибрационных измерений двух насосов, где для насоса поз. Н-4 приведены характеристики двух измерений. ●

KEY WORDS: *pumping equipment, vibration reliability, refinery.*

# МИФЫ О ЗАКУПКАХ

## Как спасти контракт и репутацию

СРЕДИ УЧАСТНИКОВ ПРОЦЕССА ЗАКУПОК В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ, КАК И В ДРУГИХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, БЫТУЕТ МНЕНИЕ, ЧТО ОПУБЛИКОВАННЫЙ ЗАКАЗЧИКОМ ПРОТОКОЛ ПРИЗНАНИЯ ПОБЕДИТЕЛЯ ТОРГОВ УКЛОНИВШИМСЯ ОТ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОНТРАКТА ИЛИ ОДНОСТОРОННЕЕ РАСТОРЖЕНИЕ КОНТРАКТА ПО ИНИЦИАТИВЕ ЗАКАЗЧИКА, ЯВЛЯЮТСЯ БЕЗУСЛОВНЫМИ ОСНОВАНИЯМИ ДЛЯ ВКЛЮЧЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О ПОДРЯДЧИКЕ В РЕЕСТР НЕДОБРОСОВЕСТНЫХ ПОСТАВЩИКОВ. НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬЕЙ АВТОР РАЗВЕИВАЕТ ЭТО ЗАБЛУЖДЕНИЕ

*THERE IS A PERCEPTION AMONG THE PARTICIPANTS OF PROCUREMENT PROCESS IN FUEL AND ENERGY COMPLEX, AS WELL AS IN OTHER INDUSTRIES THAT PUBLISHED BY THE CUSTOMER PROTOCOL ON RECOGNIZING TENDER WINNER TO BE AVOIDING ENTERING INTO A STATE CONTRACT OR UNILATERAL BREACH OF CONTRACT ON THE CUSTOMER'S INITIATIVE ARE UNDOUBTED REASONS FOR THE SUPPLIERS DATA TO BE INCLUDED IN THE REGISTER OF UNFAIR SUPPLIERS. IN THIS ARTICLE THE AUTHOR DISPELS THIS ILLUSION*

Ключевые слова: закупки, государственный контракт, подрядчик, участник торгов, реестр недобросовестных поставщиков, ФАС, арбитражный суд.



**Аделина Мельк,**  
Ведущий юрист  
Юридическая компания  
«ПРИОРИТЕТ»

Рассмотрение вопроса о включении сведений об участнике торгов в реестр недобросовестных поставщиков в нефтегазовой и других отраслях промышленности регламентируется в соответствии с Правилами ведения реестра недобросовестных поставщиков (подрядчиков, исполнителей), утвержденными Постановлением Правительства РФ от 25.11.2013 № 1062 «О порядке ведения реестра недобросовестных поставщиков (подрядчиков, исполнителей)» (далее – Правила) и Законом о контрактной системе.

В соответствии с п. 2 ч. 15 ст. 99 Закона о контрактной системе Контрольный орган в сфере закупок проводит внеплановую проверку в

случае поступление информации о нарушении законодательства РФ и иных нормативных правовых актов о контрактной системе в сфере закупок.

Так, в соответствии с Приказом «О ведении реестра недобросовестных поставщиков и п. 11 Правил, на основании Закона о контрактной системе, включении и исключении сведений из реестра недобросовестных поставщиков, проведении проверок фактов уклонения участника размещения заказа от заключения государственного и муниципального контракта, осуществлении внеплановых проверок при рассмотрении сведений о недобросовестных поставщиках» (далее – Приказ № 267), согласно ч. 5 ст. 17 ФЗ Комиссии по контролю в сфере размещения заказов, при проведении проверок фактов уклонения от заключения государственного или муниципального контракта должна осуществлять внеплановые проверки соблюдения законодательства о контрактной системе.

При рассмотрении вопроса о включении сведений об организации в реестр недобросовестных поставщиков антимонопольный орган должен проводить внеплановую проверку всего размещаемого заказа и анализ всех установленных нарушений законодательства о размещении

заказов (допущенных всеми участниками проводимых торгов, в том числе и со стороны Заказчика) и антимонопольный орган в целях соблюдения баланса частных и публичных интересов не вправе ограничиться лишь констатацией наличия в поведении формального нарушения требований закона, а также формальной констатацией ненадлежащего исполнения участником торгов тех или иных нормативных требований без выяснения и оценки всех фактических обстоятельств дела в совокупности и взаимосвязи.

Таким образом, признание участника торгов уклонившимся от заключения контракта и включение сведений об организации в реестр недобросовестных поставщиков является санкцией исключительно за недобросовестное поведение участника размещения заказа, выражающееся

в намеренном и умышленном нарушении положений Закона о контрактной системе.

Включение заявителя в реестр недобросовестных поставщиков может рассматриваться в качестве необходимой меры ответственности, только при обеспечении реализации целей, как ведения такого реестра, так и Закона о контрактной системе, а также должна являться соразмерной ответственностью характеру допущенного участником торгов нарушения.

Исходя из анализа положений Закона о контрактной системе, включение сведений об участнике торгов в реестр недобросовестных поставщиков является санкцией за уклонение лица от заключения государственного контракта. Поскольку в данном случае речь идет о правоотношениях, возникающих между уполномоченным органом и частным лицом, в которых уполномоченный орган выступает как властный институт, данная санкция является мерой публично-правовой ответственности. Исходя из общих принципов права, обязательным элементом публично-правовой ответственности является вина привлекаемого к ответственности лица. Иными

словами, в области публичного права всегда действует презумпция невиновности (что подтверждается сложившейся судебной практикой).

Кроме того, хотим обратить внимание на тот факт, что положениями Закона о контрактной системе установлена возможность расторжения контракта в случае одностороннего отказа заказчика от исполнения контракта в соответствии с гражданским законодательством.

### В области публичного права всегда действует презумпция невиновности

Так как, в соответствии с ч. 16 ст. 95 Закона о контрактной системе информация о поставщике (подрядчике, исполнителе), с которым контракт был расторгнут, в связи с односторонним отказом заказчика от исполнения контракта, включается в установленном ФЗ порядке в реестр недобросовестных поставщиков (подрядчиков, исполнителей) – многие подрядчики считают факт расторжения контракта безоговорочным основанием попадания их компании в реестр недобросовестных поставщиков.

Вместе с тем вышеуказанные суждения также являются заблуждениями участников торгов, основанными на правовом нигилизме и как следствие порождающими бездействие подрядчиков по защите своих законных прав и интересов.

Так согласно части 13 статьи 95 Закона № 44-ФЗ решение заказчика об одностороннем отказе от исполнения контракта вступает в силу и контракт считается расторгнутым через десять дней с даты, надлежащего уведомления заказчиком поставщика (подрядчика, исполнителя) об одностороннем отказе от исполнения контракта.

При этом важным моментом для подрядчиков является тот факт, что Заказчик обязан отменить не вступившее в силу решение об одностороннем отказе от исполнения контракта, если в течение десятидневного срока с даты надлежащего уведомления поставщика (подрядчика, исполнителя) о принятом решении об одностороннем отказе от исполнения контракта,

подрядчиком устранено нарушение условий контракта, послужившее основанием для принятия указанного решения (ч. 14 ст.95 Закона о контрактной системе). Однако данное правило не применяется в случае повторного нарушения поставщиком (подрядчиком, исполнителем) условий контракта.

С учетом имеющейся судебной практики, для обоснования отмены расторжения контракта и

подтверждения добросовестности подрядчика при исполнении контракта, подрядчик должен хотя бы начать в вышеуказанные сроки устранять допущенные нарушения, послужившие основанием (причиной) расторжения контракта, а также предоставить заказчику обоснования возникшей задержки сроков исполнения работ и т.п.

Все вышеуказанные действия (взаимодействия с заказчиком) необходимо осуществлять с оформлением официальных писем и возражений на одностороннее расторжение контракта в адрес заказчика, направляемых ценными письмами с описью вложений в ценное письмо, так как только официальные документы могут рассматриваться судами как допустимое доказательство. Никакие неофициальные устные (или в форме электронной переписки) договоренности с заказчиком – не являются допустимым доказательством и соответственно не будут рассматриваться как действия, направленные на оспаривание одностороннего расторжения контракта.

В случае если заказчик все-таки не отменит свое решение об одностороннем расторжении контракта, то подрядчику необходимо в оперативном (незамедлительном) порядке обращаться в суд с заявлением об оспаривании расторжения контракта.

В рамках судебного процесса подрядчику необходимо будет доказывать отсутствие у заказчика правовых оснований для одностороннего расторжения



УДК 246.9

контракта и добиваться признания факта расторжения контракта недействительной односторонней сделкой на основании статьи 167 Гражданского кодекса Российской Федерации.

Такая позиция подрядчика о недействительности сделки об одностороннем отказе от исполнения контракта, подтверждается в том числе и сложившейся судебной практикой (в частности постановлением Десятого арбитражного апелляционного суда от 2 декабря 2014 года по делу № А41-21330/14, а также решением Арбитражного суда Московской области от 02 сентября 2015 года по делу № А41-19584/2015, дело по которому вел непосредственно автор настоящей статьи).

Также хотелось бы обратить внимание подрядчиков на ситуацию, когда заказчик каким-либо образом чинит препятствия подрядчику в дальнейшем исполнении контракта и (или) устранении причин (недоработок), послуживших основанием для расторжения контракта. В этом случае подрядчику необходимо

фиксировать указанные факты (путем осуществление видеосъемки, регистрации факта нахождения сотрудников подрядчика в помещениях заказчика, передаче заказчику итогов выполненных работ и т.п.), в том числе, путем направления соответствующих жалоб с требованием об устранении препятствий в исполнении контракта.

Подрядчику необходимо помнить, что при рассмотрении вопроса о включении сведений о нем в реестр недобросовестных поставщиков, антимонопольный орган также проводит проверку по факту выполнения работы по спорному контракту (в том числе и на момент рассмотрения решения о включении в РНП) и какие действия предпринимались подрядчиком с целью их выполнения (устранения причин расторжения контракта).

Судебная и антимонопольная практика говорит о том, что работы по расторгаемому контракту подрядчику желательно продолжать выполнять и (или) устранять выявленные заказчиком дефекты вплоть до рассмотрения

судебного иска по оспариванию расторжения контракта и рассмотрения антимонопольным органом вопроса о включении сведений о компании в РНП. Ведь только эти факты доказывают добросовестность подрядчика при исполнении контракта.

Поэтому, даже если Вы не боитесь потерять непосредственно сам государственный контракт и не считаете для себя необходимым его «спасать» и оспаривать действия заказчика, всегда необходимо помнить, что Вам еще придется «спасать» репутацию своей компании и учредителей от включения в РНП. Кроме того, придется доказывать собственную добросовестность при исполнении расторгаемого (или уже расторгнутого) государственного контракта. А спасти их возможно исключительно активными грамотными правовыми действиями. ●

KEY WORDS: *purchasing, government contract, contractor, bidder, the registry of unscrupulous suppliers, Federal Antimonopoly service, arbitration court.*

## OPAL

НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ



SERES  
environnement



РЕКЛАМА



- Анализатор содержания нефтепродуктов в воде OPAL.
- Предназначен для технологического контроля содержания нефтепродуктов в воде и выявления аварийных ситуаций.
- Взрывозащищенное исполнение.
- Непрерывный постоянный контроль.
- Принцип измерения — инфракрасный оптический.
- Диапазон измерения от 0 до 100 ppm (мг/л).
- Успешно эксплуатируется на технологических установках НПЗ РФ.

ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,  
196 км. (Окружная дорога),  
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29  
Моб: +7 (964) 158-31-21  
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru  
a.levchenkov@ardgrupp.ru



# КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ



Russian Oil&Gas Industry Week

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-я Международная выставка

## НЕФТЕГАЗ-2016



19-21 апреля 2016 г.  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

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

18-21 апреля 2016 г.  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

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

Реклама

12+



# РИСКИ КОНТРАКТНЫХ ОТНОШЕНИЙ

при реализации проектов строительства в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях

КОНТРАКТНЫЕ ОТНОШЕНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЭЛЕМЕНТОВ РАБОТЫ НАД ПРОЕКТОМ, И ОТ КАЧЕСТВА ИХ ОРГАНИЗАЦИИ И КООРДИНАЦИИ ДЕЙСТВИЙ УЧАСТНИКОВ ЗАВИСИТ КАК ДАЛЬНЕЙШАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТ, ТАК И КОНЕЧНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ ПРОЕКТА. К НЕОТЪЕМЛЕМЫМ УСЛОВИЯМ СУЩЕСТВОВАНИЯ ПРОЕКТА, КОТОРЫЕ НАХОДЯТ СВОЕ ОТРАЖЕНИЕ В КОНТРАКТАХ, ОТНОСИТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СТОРОН, ДРУГИМИ СЛОВАМИ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ПРИНЯТИЯ НА СЕБЯ РИСКА, А ТАКЖЕ ПОЛОЖЕНИЯ, СОГЛАСНО КОТОРЫМ УЧАСТНИКИ ИСПОЛНЯЮТ ТЕ ИЛИ ИНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО УСТРАНЕНИЮ ИЛИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПОСЛЕДСТВИЙ, СВЯЗАННЫХ С НАСТУПЛЕНИЕМ НЕБЛАГОПРИЯТНОГО СОБЫТИЯ. ЧТО ТАЯТ В СЕБЕ ЭТИ РИСКИ И КАК ИХ ИЗБЕЖАТЬ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА В НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛЯХ?

*CONTRACTUAL RELATIONSHIP IS AN ESSENTIAL ELEMENT OF THE PROCESS OF PROJECT DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION, AND THE QUALITY OF THIS RELATIONSHIP ARRANGEMENT AND COORDINATION OF PARTICIPANTS' ACTIONS AFFECTS BOTH THE EFFICIENCY OF FURTHER WORK AND THE PROJECT FINAL RESULTS. INTEGRAL CONDITIONS OF THE PROJECT EXISTENCE, WHICH ARE REFLECTED IN THE CONTRACTS, INCLUDE THE NEED FOR THE DISTRIBUTION OF THE PARTIES' RESPONSIBILITIES, IN OTHER WORDS, DETERMINATION OF THE RISK ACCEPTANCE DEGREE, AS WELL AS PROVISIONS UNDER WHICH THE PARTICIPANTS PERFORM CERTAIN OBLIGATIONS AIMED AT REMOVAL OR PREVENTION OF THE CONSEQUENCES ASSOCIATED WITH THE OCCURENCE OF UNDESIRED EVENTS. WHAT DO THE RISKS INCLUDE AND HOW TO AVOID THEM IN THE PROCESS OF IMPLEMENTATION OF CONSTRUCTION PROJECTS IN THE PETROCHEMICAL AND REFINING INDUSTRIES?*

Ключевые слова: нефтехимия, нефтепереработка, инвестиционно-строительные проекты, риски контрактных отношений, EPC-контракты.



**Екатерина Калинина,**  
Менеджер проекта  
Euro Petroleum  
Consultants Ltd.

Виды рисков, характерные для инвестиционно-строительных проектов и, соответственно, для заключаемых в процессе проектной деятельности контрактов, имеют структуру, сходную с классической классификацией: технические, социально-экологические, экономические, политические, отраслевые и т.д. При этом значение и влияние каждой из групп рисков на основные параметры проекта (сроки, качество, стоимость) и проектные показатели – например, безопасность или энергоэффективность) настолько велико, что недостаточный учет воздействия или игнорирование ключевых рисков на стадии разработки и подписания контрактов может привести к срыву планов по реализации проекта как по причине многократного увеличения сроков, стоимости или перенесения даты принятия решения по инвестиционному плану.

В качестве стандартной схемы реализации проектов в России существовал традиционный

(хозяйственный) метод выполнения работ, предполагающий управление всем комплексом работ силами организации-потребителя, что подразумевало наличие сильной проектной команды, опыта реализации аналогичных проектов и отсутствие в инвестиционном портфеле конкурирующих крупных проектов.

По мере развития проектного управления стали появляться комплексные контракты «под ключ», подразумевающие выполнение необходимого объема работ со сдачей готового объекта. Им отдавалось предпочтение в случае необходимости высвобождения части кадровых ресурсов и распределения рисков, при этом подрядчик мог являться как единственным исполнителем, так и заключать субподрядные соглашения, однако ответственность за результат возлагалась именно на генерального подрядчика.

В последние годы все большее распространение начинают приобретать контракты EPC и

EPCM, сочетающие в себе как функции по непосредственному выполнению технических работ, так и управление деятельностью подрядчиков, субподрядчиков и проектом в целом.

В случае EPC-контракта генеральный подрядчик выполняет все основные этапы работ и принимает на себя риски до момента сдачи проекта заказчику, а иногда и включая эксплуатацию и гарантийное обслуживание. При этом EPC-подрядчик несет ответственность за действия привлекаемых им субподрядчиков, в том числе материальную.

При EPCM-контракте также существует генеральный подрядчик, который также несет ответственность за результаты работ. Его основными задачами является оценка и выбор субподрядчиков и поставщиков, проведение тендерных процедур, планирование проекта, выбор и приобретение всех необходимых материалов, технологий, оборудования, управление и оптимизация деятельности субподрядчиков, контроль сроков, стоимости проектных работ, иногда базовое и расширенное проектирование выполняется также этим подрядчиком. Однако выполнение непосредственно строительных работ при данной модели регулируется прямым контрактом между строительным подрядчиком и заказчиком.

На основе EPC и EPCM-моделей появились варианты контрактов с более широким набором услуг, выполняемых подрядчиком, а также «усеченные» версии, что, с одной стороны, дает большую свободу участникам проекта для наиболее эффективного решения стоящих перед ними задач, а с другой – нивелирует ряд преимуществ из-за увеличения количества связей между подрядчиками, размытия ответственности и недоработки юридических аспектов, которые неизбежно возникают вследствие недостаточной практики применения разных типов контрактов в совокупности.

В настоящее время мы можем наблюдать все вышеописанное многообразие контрактных взаимоотношений в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях России – при сохранении традиционного подхода российские заказчики стараются снизить свои риски,

внедряя EPC и EPCM-модели. Однако, в общем случае, несмотря на выбранный подход к реализации, риски недостижения параметров проекта сохраняются, что требует четкого выстраивания системы их управления.

В качестве одного из примеров рисков строительства нефтеперерабатывающего объекта, в том числе, контрактных, предлагаем рассмотреть реализованный проект строительства комплекса установки изомеризации на одном из действующих нефтеперерабатывающих заводов. Для данного заказчика была разработана и внедрена система управления и контроля рисков проекта строительства, в результате которой была достигнута экономия бюджета и реализованы мероприятия по недопущению увеличения сроков по сравнению с плановой продолжительностью. Данная программа поэтапного снижения рисков включала:

1 шаг – идентификация рисков, например, отставание проекта от сроков или срыв, загруженность поставщиков и несвоевременная поставка материалов и оборудования, снижение качества работ вследствие сжатых сроков, несоответствие оборудования заявленным требованиям и прочие, с указанием причин, групп, категорий, а также последствий;

2 шаг – ранжирование рисков и составление предварительной стратегии возможного управления ими, руководствуясь данными о типах рисков, их значимости для проекта, возможности заказчика и подрядчиков, а также предпочтительных результатов – полное или частичное устранение, избегание, перераспределение ответственности и т.д.;

3 шаг – реагирование на риски: выбор стратегии, например, минимизации последствий, с описанием плана мероприятий для конкретного риска в общем виде и ответственного лица.

Если говорить о снижении рисков применительно исключительно к области договорной деятельности, то данная общая схема дополнительно делилась на следующие этапы:

- до выбора генерального подрядчика – составление карты рисков проекта, включая

идентификацию, анализ вероятности наступления риска и масштаба последствий, составление плана управления рисками;

- проектирование – инженерный анализ рисков, включающий изучение документации проекта, систем безопасности, сравнение с лучшими практиками, расчет максимального размера рисков и разработка конкретных мер по снижению;
- заключение договоров с подрядчиками и инвесторами – анализ контрактных рисков и страхование.

Для обеспечения надлежащей поддержки заказчика, в том числе для управления рисками, существует вид консультационных услуг, включающий в себя только функцию управления проектом – CPE (Client Project Engineer). Данные услуги используются достаточно давно в России, ранее они назывались «технический агент или эксперт», «(технический) инженер заказчика», сейчас все более популярным становится термин «инженер проекта заказчика».

Сущность данных услуг заключается в передаче полномочий от заказчика по согласованию технических заданий, выборе подрядчиков, консультировании в выборе технологии, ключевого оборудования и поставщиков и т.д. – то есть оказание услуг по техническому ведению проекта или содействию усилиям заказчика на различных этапах проекта, начиная от предпроектной проработки и заканчивая вводом в эксплуатацию.

CPE может помочь в разрешении спорных вопросов и оказывать услуги на нескольких стадиях проекта: распространенный в России анализ технического проекта 2-го уровня, контроль разработки РБП, контроль процесса закупок, управление затратами, качеством и графиком, экспедирование, инспектирование и все виды надзора, контроль предпусковых работ, пуско-наладочных работ и ввода в эксплуатацию.

Для этой цели выбирается независимая инженеринговая компания, часто – зарубежная, с опытной командой для проведения указанных работ и независимой оценки деятельности подрядчиков. CPE незаменим при реализации проекта традиционным способом, но может быть оправдан для любого

РЕКЛАМА

типа сложных промышленных объектов. Также существует разновидность данных услуг – «инженер кредитора», если оценка осуществляется в интересах инвестора или заимодателя, иногда «инженер проекта заказчика» может представлять интересы обеих сторон – заказчика и инвестора/кредитора.

В качестве примера работы CPE-консультанта по снижению контрактных рисков можно привести пример того, как компания Euro Petroleum Consultants разрабатывала стратегию снижения рисков, возникших в связи с EPC-контрактом при строительстве крупного нефтехимического объекта в России.

На момент привлечения консультанта EPC-контракт был уже подписан, причем проектной командой, которая в последствии была полностью обновлена. Новая проектная команда заказчика была обеспокоена тем, что в контракте отсутствовала должная защита владельца объекта от запросов на возмещение дополнительных затрат подрядчику. В контракте отсутствовал реестр рисков, также анализ текста контракта подтвердил, что в него включены стандартные юридические положения, не имеющие исключений, касающиеся трактовки заранее оцененных убытков (штрафных неустоек) за задержку сроков или невыполнение плана. Контракт включал в себя стандартные процедуры управления изменениями.

Очевидной была зависимость проекта от графика реализации, поэтому в целях соблюдения запланированной даты завершения работ, имеющей социально-политическое значение, работы по проектированию были запущены по временным соглашениям с подрядчиком за некоторое время до заключения основного EPC-контракта. Данное мероприятие входило в стратегию минимизации риска запуска завода в эксплуатацию позже назначенного срока.

Было принято согласованное решение вести работу по управлению двумя значимыми структурными рисками. Предполагалось, что заказчик создаст отдельное юридическое лицо для владения и управления объектом строительства, что подразумевало передачу EPC-контракта новому заказчику, что, однако, могло быть сделано



лишь с согласия EPC-подрядчика. Также существовали трудности с организацией финансирования, частично по причине необходимости создания новой организации. Для того, чтобы снизить риск, связанный с финансированием, в договор была включена пункт «дата вступления контракта в силу», ограничивающий обязательства владельца до момента, пока не будут решены вопросы финансирования путем привлечения заемного капитала. Подрядчик получал некоторые гарантии благодаря включению условия, которое позволяло ему приостановить работы или расторгнуть договор, если он не вступал в силу после указанной даты. Установленная дата была пройдена несколькими месяцами ранее, поэтому риск сдерживался исключительно дипломатическими методами.

Формальная проверка EPC-контракта проводилась с использованием простой методики, риски были идентифицированы на основе стандартного перечня и оценены согласно вероятности возникновения (высокая/средняя/низкая), а также степени влияния как на затраты, так и на продолжительность строительства. Такой подход часто применяется для сокращения перечня рисков до управляемого количества, прежде чем начинать выполнение детальной количественной оценки и вероятностного анализа стоимости и сроков проекта.

Один из рисков зачастую упускается из виду в случаях, когда подрядчик представлен консорциумом из нескольких компаний, нередко представителей разных стран. Обычно консорциум не является юридическим лицом и не обладает соответствующим статусом,

для того чтобы участвовать в контракте как одна сторона. На практике ответственность участников консорциума делится на индивидуальную и солидарную, а в теории – каждый из участников несет полную ответственность за выполнение контракта. При этом, имеют место ситуации, когда соблюдение условий, прописанных в стандартных международных контрактах, находится в зависимости от соблюдения каждым участником консорциума собственных регламентов в области безопасности, качества и документооборота. В этом случае риски проекта существенно возрастают, учитывая наличие 3 или 4 различных организаций в консорциуме.

В данном конкретном случае контрактные соглашения между участниками консорциума не были известны заказчику. Однако, поскольку существовало намерение перерегистрировать контракт на нового заказчика, представилась возможность минимизировать риски, убедившись, что соглашение между представителями консорциума с указанием эффективных способов координации, контроль документации, обеспечения безопасности и качества работ будет включено позднее в обновленный контракт.

Также, как уже отмечалось, основное беспокойство заказчика вызывал контроль за растущим числом запросов на изменение от подрядчика. Выбранная форма EPC-контракта обладала прекрасной действующей схемой управления порядком внесения изменений. Проблема заключалась в отсутствии у заказчика отлаженного процесса организации администрирования контрактов. Рекомендованные

меры по управлению рисками включали определение заказчиком исполнителя обязанностей куратора контракта для текущего проекта, в его задачи входило ведение учета всех вопросов, возникающих в связи с возможными изменениями, а также превентивное управление и согласование до достижения единой позиции.

Иногда недостаточное внимание уделяется технологичности строительства нового завода: когда подрядчиком выступает консорциум и за проектирование и строительство отвечают различные компании, может случиться, что компетенции в вопросах строительства не будут использованы проектировщиками. Предлагалось прикрепить опытных специалистов строительного подрядчика к проектной организации на период проведения ранних этапов проектирования – такой метод позволяет эффективно бороться с рисками внесения дорогостоящих изменений на строительной площадке вследствие возникающих технологических проблем.

Однако главной рекомендацией заказчику было установить формализованную схему оценки рисков проекта и управления ими с системой учета, которая охватывает весь инвестиционный процесс, начиная с планирования, создания и эксплуатации объекта до остановки и вывода из эксплуатации. Перечень рисков должен подвергаться проверке на всех ключевых стадиях проекта – процесс может производиться силами самой компании и не носить директивный характер. Тем не менее, аналогично специализированным проверкам, которые обязательны в сфере безопасности (HAZID, HAZOP), результативность проверки выше, если она выполняется независимым и беспристрастным координатором.

Другим примером заимствования зарубежных передовых практик управления проектами и рисками в нефтегазовой отрасли в целях повышения деятельности является компания "Газпром нефть".

Несколько лет назад компания начала создание собственной структуры на базе дирекции крупных проектов, избрав за основу интегрированный подход к управлению проектами. Под интегрированным подходом подразумевается поэтапное включение основных стадий

проекта: проектная и реализация. Для второй стадии «Газпром нефть» выбрала в качестве базовых контрактных моделей EPC и EPCM, разработав на их основе несколько разновидностей, которые, по мнению компании, наиболее полно соответствуют специфике проектов в ее портфеле. Результатом этого стала возможность интеграции управления и процессов, входящих в контракты – если ранее проектирование, снабжение и строительство относились к разным блокам, то совмещение их в рамках одного подхода позволило добиться определенных успехов в качестве управления проектами.

Основные контрактные модели были проранжированы по их привлекательности для компании с точки зрения распределения рисков и стоимости:

- 1) EPC – риски заказчика минимальны, стоимость – выше прочих. Пример: установка АВТ на Омском НПЗ, характеристика проекта – относительная простота технологии при значительном масштабе и значении проекта;
- 2) EP+CM – заказчик заключает отдельный договор со строительным подрядчиком и с инжиниринговой компанией, действующей на основе договора с фиксированной стоимостью, а также осуществляющей надзор за строительством – «переходный» тип контракта. Пример: комплексная установка переработки нефти на Московском НПЗ, характеристика проекта – ограниченность территории и необходимость интеграции установки в действующее производство, отдельное внимание уделялась сокращению сроков;
- 3) EPCM – заказчик отдает подрядчику лишь полномочия по управлению, координации и интеграции действий подрядчиков, с которыми он заключил контракты. В этой модели компания отдает предпочтение аутсорсингу процессов без создания полноценной структуры управления проектом внутри своей дирекции крупных проектов.

При этом в целях дальнейшего повышения эффективности управления компанией широко используется такой инструмент, как привлечение консультанта по управлению проектом, который

компенсирует пробелы компетенций подрядчиков или заказчика.

Подытоживая вышесказанное, можно выявить основную методику управления рисками контрактов: участники проекта договариваются о разделении рисков таким образом, чтобы общая сумма принимаемых на себя обязательств была оптимальной и в случае наступления указанного события могла быть покрыта средствами стороны без нарушения нормального хода ее деятельности.

Стратегия выбора контрактов может предполагать не только заключение договора на весь объем предполагаемых работ, что упрощает контроль, но вызывает необходимость нести больший объем рисков, но и на отдельные ключевые этапы, например: проектирование с фиксированной ценой, проектирование и поставка материалов с фиксированной ценой и прочее.

Общие пути поиска баланса могут включать: изменение объемов работ по контракту и выбор в пользу заключения нескольких договоров с подрядчиками вместо одного комплексного контракта с генеральным подрядчиком, изменение модели ценообразования по мере прогресса проекта (конвертируемые контракты), минимизация рисков в рамках уже выбранной модели – например, определение минимального объема работ для каждого исполнителя при компенсации затрат.

Выбор типа контракта зависит от специфики проекта и условий его осуществления, в последнее время наблюдается тенденция роста использования EPC-контрактов, поскольку они обеспечивают требуемый уровень ответственности подрядчика за выполнение работ по проекту, степень гибкости условий контракта, распределения рисков и предлагают широкий выбор вариантов определения цены договора.

В целом, система управления рисками проекта должна быть построена таким образом, чтобы достичь положительного синергетического эффекта, возникающего от правильного сочетания входящих в нее элементов и подсистем. ●

KEY WORDS: petrochemicals, oil refining, investment and construction projects, the risks of contractual relations, EPC contracts.

# ИНТЕГРИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

## как новая дисциплина для подготовки молодых специалистов

ПРИ ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ В РАМКАХ МАГИСТЕРСКОЙ ПРОГРАММЫ «МОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ» ОБУЧЕНИЕ ПОСТРОЕНИЮ И СОПРОВОЖДЕНИЮ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ПРОВОДИТСЯ НА РЕАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ РЯД ПРОБЛЕМ, С КОТОРЫМИ СТАЛКИВАЕТСЯ БОЛЬШИНСТВО ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ, ПОКАЗЫВАЮТСЯ МЕТОДИКИ ИХ РЕШЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ РАССМАТРИВАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ТАКОЙ ПОДХОД ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЕЙШИМ ФАКТОРОМ УСПЕХА В НАПРАВЛЕНИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ В НОУ «АКАДЕМИЯ ИНЖИНИРИНГА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

AS PART OF THE MASTER'S DEGREE PROGRAMME "OFFSHORE OIL AND GAS ENGINEERING", STUDENTS ARE INTRODUCED TO INTEGRATED ASSET MODELING. THE LEARNING PROCESS UTILIZES REAL FIELD CASES. STUDENTS ARE EXPOSED TO PROBLEMS TYPICALLY FACED BY ENGINEERS, THE EXISTING SOLUTION STRATEGIES, AND RECOMMENDATIONS FOR FIELD DEVELOPMENT OPTIMIZATION. THIS APPROACH SHOWCASES INDUSTRY-RELEVANT TRAINING OFFERED FOR INCOMING PROFESSIONALS AT OIL AND GAS ENGINEERING ACADEMY

Ключевые слова: интегрированное моделирование, потенциал фонтанирования скважин, оптимизация прибыли, планирование разработки месторождения, глобальная оптимизация.

**А.В. Поднебесных,**  
к.г.-м.н., НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений»

**А.В. Губаев,**  
НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений»

**Л.В. Прохода-Шумских,**  
НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений»

**О.В. Нестеренко,**  
к.ф.н., НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений»

**В.П. Овчинников,**  
д.т.н., ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет»

Академия Инжиниринга Нефтяных и Газовых Месторождений запустила в августе 2013 г. магистерский курс «Offshore Oil and Gas Engineering». Курс разработан Университетом Роберта Гордона (RGU, Aberdeen, Scotland) и специально адаптирован под проблематику российского морского нефтегазового сектора. Содержание учебной программы направлено на формирование у выпускников Академии компетенций и навыков, необходимых для проектирования, обустройства и разработки месторождений нефти и газа на море. Неотъемлемой частью подготовки высококвалифицированных кадров в этой области является процесс составления геолого-технологической модели пласта, моделей скважин и системы обустройства с учетом специфик освоения морских месторождений. Для обоснования принятия решений в настоящее время стал активно развиваться подход интегрированного моделирования (ИМ), где все модели работают с взаимным и непрерывным обменом входных и выходных данных посредством специальных программных платформ, таких как ResolveTM, AvocetTM, MaximusTM и др.

### Особенности методики интегрированного моделирования

Интегрированная модель – это математическое описание процессов в компонентах системы добычи углеводородов (УВ), включая пласт, скважины и поверхностное обустройство [1]. К основным задачам, которые решает метод ИМ, можно отнести расчет фазовых дебитов, профилей изменения давления и температуры в трубопроводах и оценка продуктивности пласта-коллектора в течение всего периода разработки [2]. Ключевой особенностью ИМ, объединяющей все вышеперечисленные модели, является отсутствие задаваемых вручную фиксированных значений на конечном элементе расчетной системы, например, устьевого давления в гидродинамических симуляторах [3].

Метод ИМ подразумевает возможность проведения комплексной оптимизации эксплуатации месторождения [4]. Для решения любой оптимизационной задачи необходимо обозначить три группы параметров:

ТАБЛИЦА 1. Основные параметры месторождений А и В

Основные параметры месторождений	Месторождение А	Месторождение В
Система освоения	Гравитационная платформа	ПДК с подключением к платформе
Геологические запасы, млн т	60	20
Количество добывающих скважин	8	3
Глубина целевого объекта, м	3000	3100
Глубина воды, м	50	90
Начальное пластовое давление, атм.	320	350
Пластовая температура, °С	76	77
Плотность нефти в ст. усл., кг/м³	865	860
Вязкость пластовой нефти, сПз	2.4	2.27
Давление насыщения, атм.	165	205
ГФ, м³/м³	121	130
Аквифер	Активный	Активный
Стоимость барреля нефти, \$	38	40
Удельные затраты на добычу 1 барреля нефти, \$	9/10(ЭЦН)	9
Удельные затраты на добычу 1 барреля воды, \$	7/8(ЭЦН)	13
Удельные затраты на добычу 1 тыс. м³ газа, \$	100/150(ЭЦН)	180
Фиксированные затраты, тыс. \$/сут	50/55(ЭЦН)	15
Норма дисконта	15%	15%

- ограничения системы (максимальные давления, расходы, скорости потока и др.)
- оптимизируемые параметры (максимизация добычи УВ, денежных потоков, минимизация обводненности и др.)
- оптимизационные переменные (задвиги, штуцера, насосы, новые скважины, схемы сбора и подготовки, диаметры и др.)

Обучение слушателей ведется на нескольких синтетических примерах, которые описывают наиболее характерные ситуации, встречающиеся при освоении морских месторождений нефти и газа.

### Описание синтетического примера

«Компания» начиная с 2005 года, ведет разработку нефтяного месторождения добывающей платформой. Доля Компании в этом проекте составляет 80 %. Геологические запасы месторождения составляют 80 млн тонн. Начиная с 2016 года,

месторождение вступает в стадию падающей добычи, которая характеризуется растущей обводненностью продукции и падающим пластовым давлением. При этом скважины в ближайшее время прекратят фонтанирование, и будет необходимость спуска УЭЦН. Определение данного момента запуска УЭЦН является частной задачей, которая также решается в рамках интегрированного моделирования.

В 10 километрах от платформы открыто другое более мелкое нефтяное месторождение, где компания имеет долю в 30%. Месторождение предлагается осваивать системой подводных скважинных комплексов с добычей скважинного флюида на платформу. Основные параметры синтетических месторождений А и В представлены в таблице 1.

Компании-оператору необходимо принять решение, в какой момент времени необходимо вводить месторождение-спутник для получения максимальной дисконтированной прибыли

с проекта. При этом есть условие, что три скважины будут вводиться из бурения со скоростью одна скважина в год. При одинаковой доле в проектах и одинаковых удельных затратах на добычу задача сводилась бы к максимизации добычи нефти с учетом существующих ограничений. Однако в рассматриваемом случае есть факторы, осложняющие оптимизационную задачу, среди которых:

- ограничение по добыче жидкости на платформе на сепараторе первой ступени, равное 5000 м³/сут
- различные удельные операционные затраты на добычу нефти, попутного газа и воды для двух месторождений в связи с различными подходами к освоению
- различная доля в проектах

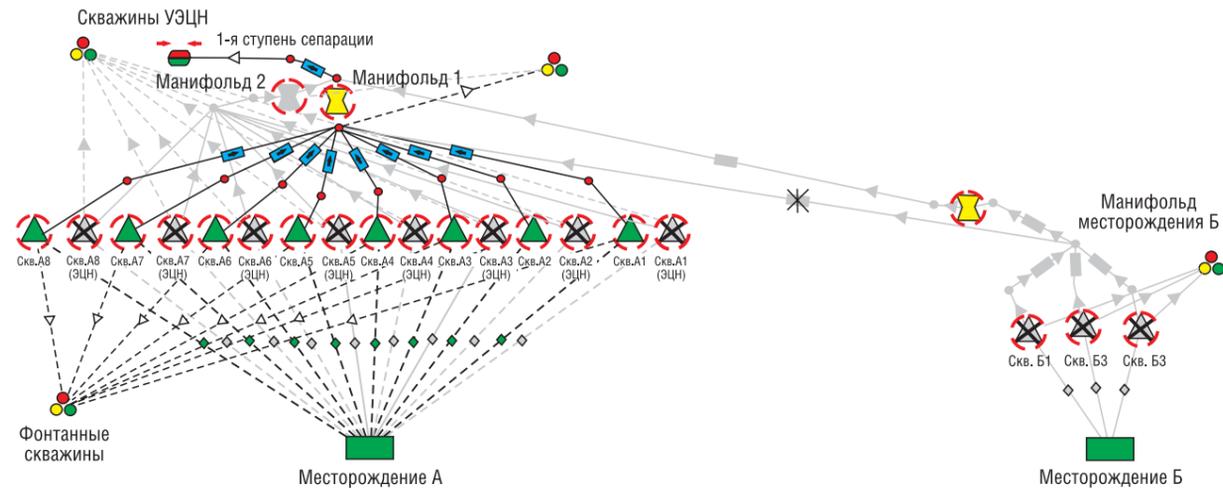
Решение данной задачи возможно с помощью применения интегрированного подхода.

### Построение и интеграция моделей

Для решения поставленной задачи строится модель системы сбора, модели скважин и модели материального баланса. В модуле-интеграторе ResolveTM, который является частью программного пакета IPM от компании Petroleum Experts, обеспечивается обмен данными между моделью пласт-скважины-система сбора в GAPTM и экономической моделью, составленной в Excel. Помимо этого, в ResolveTM формируются логические алгоритмы и глобальная оптимизация системы «пласт-скважины-система сбора-экономика» [4].

Моделирование скважин и узловой анализ были осуществлены в программе PROSPERTM. Модели скважин импортируются в модель сбора как совокупность кривых оттока для ожидаемого диапазона значений обводненности, устьевого давления, газового фактора и рабочей частоты ЭЦН. Расчет падения пластового давления и текущие насыщенности для кривых притока (IPR) рассчитываются в модели материального баланса. Схематичное отображение системы обустройства отображено в интерфейсе GAP на рис. 1.

РИС. 1. Схематичное отображение системы сбора скважинной продукции в интерфейсе GAP



Для оценки потенциала фонтанирования скважин производится расчет модели в GAP. В случае, когда скважина становится нестабильной, задано условие спуска в скважину УЭЦН. Для определения даты спуска УЭЦН формируется логический алгоритм, который выглядит следующим образом.

С целью решения глобальной оптимизационной задачи на коллекторах фонтанных скважин, скважин ЭЦН и подводной линии с месторождения Б были дополнительно установлены три регулирующих клапана. В итоге глобальная оптимизация производилась следующим образом:

- 1 уровень: регулирование трех клапанов в Resolve с

помощью встроенного линейного оптимизатора [5];

- 2 уровень: регулирование устьевых перепадов давления, рабочих частот ЭЦН в GAP с помощью последовательного квадратичного оптимизатора [5] и дата спуска УЭЦН при выполнении условия  $Q_{ж} < 4800 \text{ м}^3$  (рис. 2).

В рассматриваемом случае были выделены следующие составляющие оптимизационной задачи:

- Ограничения: максимальная добыча жидкости –  $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- Оптимизируемые параметры: максимальная добыча нефти (2 уровень оптимизации) и максимальная дисконтированная прибыль на текущем временном шаге (1 уровень оптимизации);

- Оптимизационные переменные: перепад давления на устьях скважин, частота работы УЭЦН, перепад давления в трех коллекторных линиях.

Модель системы сбора, имея внутренний квадратичный оптимизатор, производит расчет переменных параметров с целевой функцией – максимизация добычи нефти. Цель оптимизации на каждом шаге – выбор оптимального диаметра штуцера фонтанной скважины и частоты работы УЭЦН, при котором достигалась бы максимальная добыча нефти и выполнялось бы ограничение по добыче жидкости. Глобальная оптимизация производилась с целью максимизации прибыли, делая акцент на добычу с одной из трех групп скважин с различными удельными затратами.

Для отображения результатов расчетов и определения оптимального момента ввода в разработку месторождения Б были сформированы 7 сценариев:

- Сценарий 1. Без ввода в разработку месторождения В, с оптимизацией в GAP
- Сценарий 2. Ввод месторождения В в 2017 году, с оптимизацией в GAP
- Сценарий 3. Ввод месторождения В в 2017 году, оптимизация Resolve+GAP
- Сценарий 4. Немедленный ввод месторождения В в 2016 году, оптимизация Resolve+GAP
- Сценарий 5. Ввод месторождения В в 2018 году, оптимизация Resolve+GAP
- Сценарий 6. Ввод месторождения В в 2019 году, оптимизация Resolve+GAP
- Сценарий 7. Ввод месторождения В в 2020 году, оптимизация Resolve+GAP

РИС. 2. Логический алгоритм запуска УЭЦН в N-ной скважине

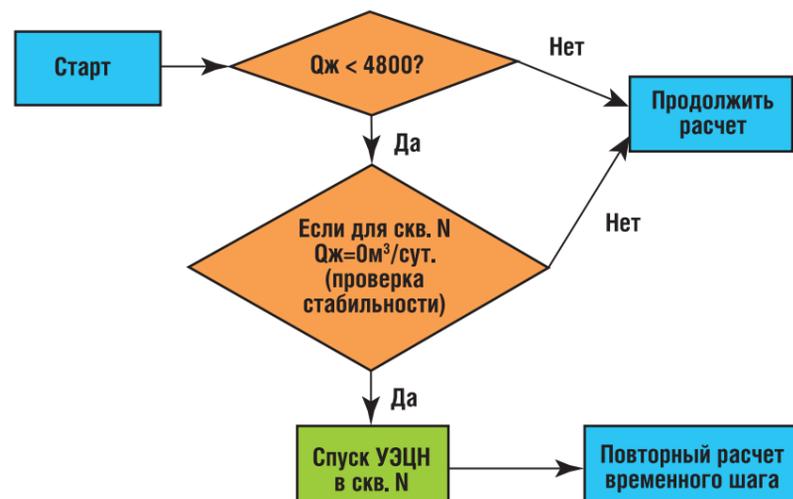
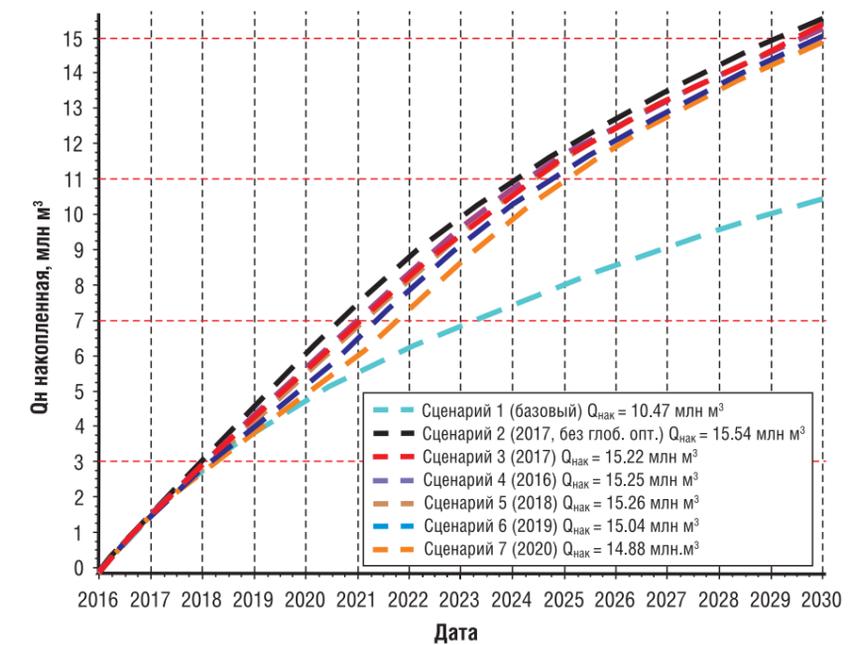


РИС. 3. Суммарная накопленная добыча по сценариям разработки месторождений А и Б



### Анализ результатов

Для определения оптимального момента ввода месторождения в разработку рассчитывались различные сценарии с глобальной оптимизацией и вводом в разработку месторождения В в 2017, 2019, 2021 и 2023 годах. При этом добыча жидкости не должна быть существенно ниже верхнего ограничения с целью использования объектов подготовки на полную мощность. Расчет производился до 2030 года с временным шагом 3 месяца. Результаты расчета сценариев представлены на рисунках 2 и 3.

Сценарий 2 отличается максимальной накопленной добычей, но не максимальной дисконтированной прибылью. Это объясняется тем, что оптимизационная задача в данном случае сводилась только к максимизации добычи нефти на каждом временном шаге без учета экономической модели.

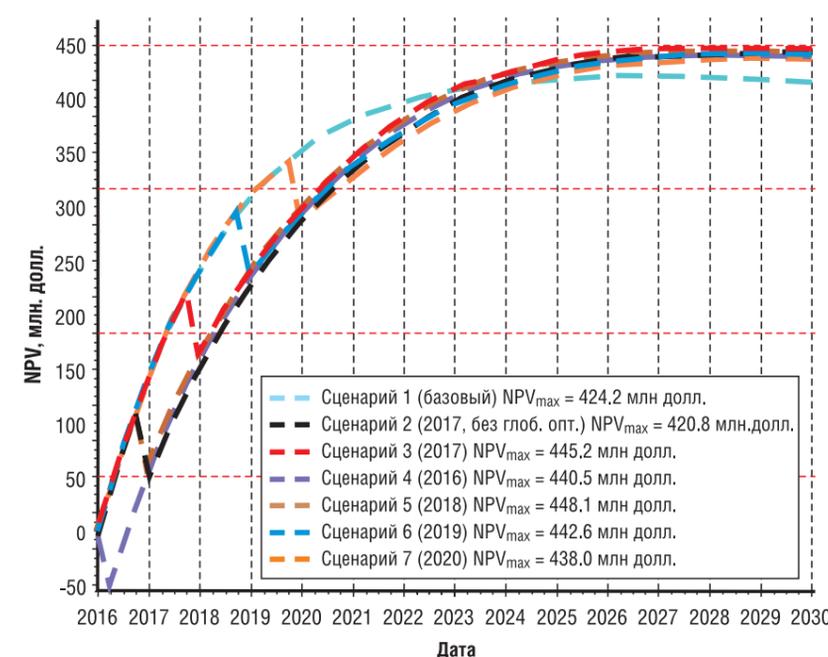
По результатам расчета можно отметить, что оптимальным моментом ввода в разработку месторождения В с точки зрения получения максимальной дисконтированной прибыли является 2018 год.

### Выводы

С помощью инструмента интегрированного моделирования добычи молодые специалисты,

обучающиеся в рамках магистерской программы «Морской нефтегазовый инжиниринг», получают комплексные навыки планирования разработки месторождения глобальным пониманием всего процесса от пласта до расчета экономических показателей, а также грамотной постановки оптимизационных задач. Анализ и обработка больших объемов данных, начиная от геологических параметров залежи и заканчивая экономическими условиями, позволяет эффективно организовать учебный процесс и подготовить специалистов в соответствии с лучшими мировыми стандартами.

РИС. 4. NPV по сценариям разработки месторождений А и Б



### Литература

1. Forecasting Reservoir Management Through Integrated Asset Modeling / Ursini F., Rossi R., Pagliari F. // SPE 128165. – 2010.
2. Integrated Production Modeling: Advanced, but not Always Better / Correa Faria C. // SPE 138888. – 2010.
3. Integrated Asset Modeling in Mature Offshore Fields: Challenges and Successes / Nazarov R. // SPE 169923. – 2014.
4. Особенности построения интегрированной модели разработки и эксплуатации двух газоконденсатных пластов Уренгойского ГКМ / Игнатьев А. и др. // SPE 166892. – 2013.
5. IPM 9.0 User Guide, August 2014.

KEY WORDS: integrated modeling, natural flowing potential of wells, profit optimization, field development planning, global optimization.



Стенд компании СИБУР на выставке Интерлакокраска-2016



А. Полыгаев



А. Кропоткин



Участники конференции  
Снабжение в нефтегазовой отрасли-2016



П. Мабинский



Т. Маринченко,  
А. Карауш



Д. Дикин,  
Н. Асатиани,  
К. Трусов



П. Смирнов



А. Борисов



М. Горилловский



С. Сметкой



А. Пантелеев



П. Огороднов



В. Степанов



И. Валушков



И. Коломеец



Ю. Парамонов



А. Горелая



А. Петришин



Е. Чашин



А. Хаустов



Стенд компании Olympus  
на выставке средств  
и технологий НК



В. Туник, Е. Кайдаш

«Скрытые доходы от войны с терроризмом можно резюмировать одним словом – нефть. Карта святых мест террористов и целей на Ближнем Востоке и в Центральной Азии – это также и карта главных энергетических источников в 21 веке»

**Д. Эстулин**



«Коррупция – препятствие для развития России»

**В. Путин**



«Наши издержки самые низкие в мире – это я вам ответственно заявляю. Стоимость нефти по отрасли – порядка \$4 на баррель, а в ЛУКОЙЛе – \$4,5, в «Роснефти» этот показатель \$2,8 – лучший показатель в мире»

**И. Сечин**



«Чтобы жить и варить пиццу, надо отапливать дом, зажигать конфорку, добывать газ и нефть, но никак нельзя превращать жизнь в добычу газа и нефти для варения пиццы»

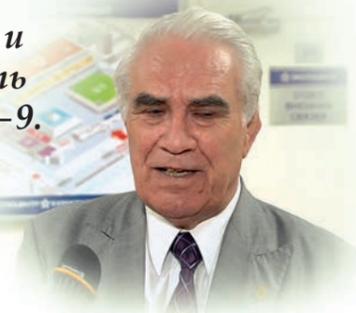
**Т. Москвина**

«Какова химия – такова и жизнь»

**Л. Костандов**

«Мы переживали времена и похуже, когда стоимость одной бочки была около \$8–9. Мы мечтали тогда, чтобы цена выросла до \$20–25. И даже тогда никакой трагедии не произошло»

**Г. Шмаль**



«В России газ всегда идет рука об руку с политикой»

**Р. Масюлис**

«В отличие от нашего геолога, который из всех сил хотел найти нефть, получая стандартную зарплату, который день и ночь, подвергая свою жизнь опасности, искал новые месторождения из профессиональных, государственных и романтических соображений, или даже по причине азарта, американец со своей «великой мечтой» хотел, чтобы нефть нашли у него на ферме, в огороде или на лужайке перед его домом»

**Е. Гришковец**

PARK HYATT MALDIVES™

РЕКЛАМА

HADAHAA



Райский уголок, затерянный в экваториальных водах индийского океана, создан для наслаждения природой! Ближайший населенный остров находится в 12 километрах. Здесь идеальный воздух, кристально чистая лагуна, нет места шуму и суете. Концепция отеля предполагает полное отрешение от мирских дел, восстановление сил, здоровья и детоксикацию организма. Отель уникальный и единственный в своем роде. Он сохранил полностью нетронутый подводный коралловый сад, за что ежегодно награждается самыми престижными званиями и сертификатами.

Уютные дизайнерские виллы просто утопают в пышной зелени. Полная приватность, уединенный пляж и теплый океан, удобные мягкие диванчики на террасе, огромная ванная комната, тропический душ в собственном садике под открытым небом и свой бассейн. Здесь есть все, чтобы почувствовать себя абсолютно счастливым человеком.

Приятные милые ресторанчики, бар с видом на закат, где так приятно угощаться бокалом вина, сидя на удобных подушках, прямо на песке. К услугам гостей весь день фирменные коктейли, фреши, сигары, кальяны и многочисленные закуски. Отель единственный из класса Deluxe предлагает питание all inclusive. Изысканные, здоровые и вкусные, специально для Вас приготовленные блюда.

Всеми любимым Спа-городок не оставит равнодушным никого. Для тех, кто не может усидеть на месте, открылся отдельный остров для занятия водными видами спорта. Но даже находясь в отеле, вы найдете себе занятие по душе: круизы на закате, рыбалка, экскурсии, кино, мастер-классы, дайвинг и снорклинг, йога и даже телескоп!

Заботливый и внимательный персонал, отсутствие дресс-кода, простота и роскошь одновременно. Мы с большой теплотой относимся к нашим гостям и они чувствуют это, потому что возвращаются снова и снова.

Park Hyatt Maldives Hadahaa – это одна большая и дружная семья.

**Park Hyatt Maldives Hadahaa**  
North Huvadhu (Gaafu Alifu) Atoll, Republic of Maldives  
T: +960 682 1234 | F: +960 682 1235 |  
maldives.hadahaa.park.hyatt.com  
reservations.parkhadahaa@hyatt.com

# ПОДАРИТЕ СВОЕМУ БИЗНЕСУ КРЫЛЬЯ

Корпоративная программа авиакомпании Turkish Airlines предоставляет эксклюзивные привилегии компаниям и их сотрудникам по всему миру. Любая компания, маленькая или большая, может получить доступ к специальным тарифам, а также приобрести право изменять даты и направления в своих билетах без дополнительных штрафов. Сотрудники наших корпоративных клиентов могут накапливать мили на свои индивидуальные счета и провозить дополнительный багаж сверх нормы, даже если они путешествуют в кабине эконом-класса. Корпоративная программа Turkish Airlines разработана с одной целью – предоставить лучшие возможности для Вашего бизнеса.



Лучшая  
авиакомпания Европы\*\*

Привилегии программы для корпоративных клиентов авиакомпании Turkish Airlines могут различаться в зависимости от страны нахождения клиента и бюджета, запланированного им на авиаперелёты. Некоторые привилегии в отдельных странах не предоставляются. Более подробную информацию можно узнать по адресу [corporate.mow@thy.com](mailto:corporate.mow@thy.com)

[TURKISHAIRLINES.COM](http://TURKISHAIRLINES.COM)

\*\*Лучшая авиакомпания Европы 2015 года по версии Skytrax в номинации «Выбор пассажиров»

WIDEN YOUR  
WORLD

TURKISH  
AIRLINES

